Synthèse générale

Jacques Percebois
Claude Mandil

L'analyse des scénarios énergétiques à 2050, effectuée dans le corps du rapport, apporte des réponses aux questions posées par la lettre de mission du ministre, en particulier sur la place souhaitable du nucléaire. Elle montre tout d'abord le rôle essentiel que doivent avoir les actions d'efficacité énergétique. Pour ce qui concerne l'énergie nucléaire, question centrale en ce moment dans le débat politique national, elle montre que la trajectoire optimale pour notre pays consiste à prolonger la durée de vie des centrales existantes aussi longtemps que l'autorité de sûreté nucléaire le permettra, à prévoir un petit nombre d'EPR pour lisser la production au moment de la fermeture des centrales les plus anciennes, et à préparer l'avenir en poursuivant, au côté du développement des énergies renouvelables, le développement de la génération 4, tout en laissant ouverte la question de la part du nucléaire en 2050 et même en 2030. Celle-ci dépendra en effet de plusieurs facteurs : réussite des politiques de maîtrise de la demande, baisse des coûts des énergies renouvelables, percées technologiques, retour d'expérience sur le fonctionnement des EPR français et étrangers, prix du gaz naturel.

Mais en outre, les débats du groupe de travail ont mis en lumière quelques données de base qui doivent être prises en compte lors de toutes les décisions de politique énergétique à venir.

1. Il n'existe ni énergie sans inconvénients, ni scénario idéal, ni trajectoire idéale pour y parvenir. Chaque scénario implique des choix entre différents avantages et inconvénients, et l'opinion publique doit en être clairement informée. Les analyses partielles ou simplistes, celles qui présentent les avantages en oubliant les inconvénients, devraient être proscrites d'où qu'elles proviennent. Certains scénarios ne sont envisageables qu'au prix de révolutions dans les

comportements individuels et sociaux, qui ne nous semblent ni crédibles, ni souhaitables. Il faudra certes adapter fortement nos comportements à de nouvelles contraintes, notamment pour économiser une énergie qui risque d'être chère et largement polluante, mais pas au prix de scénarios qui prônent la mise en œuvre d'une société autarcique et qui ne ferait que gérer la pénurie dans tous les domaines de la vie courante.

2. Notre pays n'est pas un isolat énergétique ; il s'approvisionne sur des marchés mondiaux, il participe pleinement à la grande œuvre de progrès et de solidarité qu'est l'Union européenne, ses entreprises se développent et sont en compétition sur les marchés mondiaux, la contrainte climatique est mondiale, la crise financière est durable et profonde. Cela ne signifie pas qu'aucune politique autonome n'est possible, mais qu'on ne peut pas agir comme si l'extérieur était insignifiant. Or les tendances lourdes de l'évolution du paysage énergétique mondial sont décrites dans les publications récentes de l'AIE, et elles sont souvent très différentes de ce que nous percevons comme nécessaire ou souhaitable : croissance continue de la demande d'énergie et en particulier d'électricité, tirée par les besoins des économies émergentes, place durablement prépondérante des énergies fossiles et en particulier du charbon, maintien du pétrole comme énergie de choix pour les besoins de transport, développement spectaculaire de la production des hydrocarbures non conventionnels (pétrole et gaz), part croissante mais modérée des énergies renouvelables et du nucléaire, maintien d'une grande partie de l'humanité dans un état de pauvreté énergétique insupportable. Nous ne pouvons pas nier ce contexte, nous devons nous y insérer. Quels que soient les choix qui seront faits il faudra investir massivement et il faudra le faire en tenant compte des perspectives qui s'offriront à la France dans les pays émergents et des données de la construction européenne.

3. En particulier, la contrainte du changement climatique est considérable. D'après l'AIE, les émissions mondiales de gaz à effet de serre créées par la production ou l'utilisation de l'énergie sont d'environ 30 milliards de tonnes par an et risquent, même avec les politiques ambitieuses décidées dans plusieurs pays, de dépasser 35 milliards de tonnes en 2035, alors que pour avoir des chances raisonnables de respecter l'objectif de Cancun (augmentation de la température moyenne à long terme limitée à 2°C) les émissions ne devraient pas dépasser 20 milliards de tonnes en 2035 et 13 en 2050. Il s'agit réellement d'opérer sans délai un changement complet de trajectoire et cela signifie que tous les outils à notre disposition seront nécessaires. C'est vrai pour l'offre : il faudra plus de renouvelables, plus de nucléaire, encore beaucoup d'énergie fossile et donc de la capture et de la séquestration du dioxyde de carbone, mais c'est tout aussi vrai pour la demande : le point commun entre tous les scénarios que nous avons examinés est le rôle primordial de la sobriété (réduire la consommation de services énergétiques) et de l'efficacité (réduire la consommation d'énergie pour un même service rendu). Certes l'Europe, et a fortiori notre pays ne peuvent pas à eux seuls apporter la solution à ce défi et il serait dangereux pour l'économie européenne de vouloir faire cavalier seul, mais en sens inverse personne ne comprendrait que notre continent ne fasse pas sa part de l'effort indispensable. En d'autres termes, et sans sous-estimer la contrainte liée à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles, c'est la contrainte environnementale qui prend aujourd'hui le pas sur celle du « peak-oil ». La stratégie engagée par notre pays par le Grenelle de l'environnement prend bien en compte, jusqu'en 2020, le besoin de maîtrise de la demande et de diversification de l'offre. Il s'agit maintenant de voir plus loin.

4. Beaucoup des politiques nécessaires vont impliquer de manière croissante les collectivités locales et en particulier les municipalités. C'est évident pour la maîtrise de l'énergie, avec les deux cibles prioritaires qui sont l'habitat et le transport. C'est vrai également pour le développement des énergies renouvelables décentralisées, le développement des réseaux de chaleur et la mise en place réussie des « smart grids ».

5. De fait, personne ne peut prédire ce que sera le paysage énergétique en 2050. Qu'il suffise de penser à ce que nous aurions écrit fin 1972 sur des scénarios énergétiques pour les quarante années à suivre jusqu'en 2012 ! L'incertitude porte sur tous les domaines : elle est technologique, économique, politique, financière et même démographique. La flexibilité est donc essentielle : une caractéristique indispensable d'un scénario acceptable est la possibilité d'en changer en cours de route pour tenir compte de l'imprévu, et quel que soit le scénario à long terme, nous devrons à court terme prendre les décisions de moindre regret et celles qui évitent de fermer prématurément des options qui pourraient ultérieurement se révéler indispensables. Un certain nombre des scénarios étudiés n'entrent pas dans ces catégories: ceux qui se passent d'un effort sur la sobriété et l'efficacité, bien sûr, mais aussi ceux qui font l'impasse sur la R&D en capture et séquestration du CO_2 (CSC) ou dans le domaine du stockage de l'électricité, car nous pourrons en avoir besoin à l'avenir, ou ceux qui comportent la fermeture de centrales nucléaires avant que ce soit exigé par l'autorité de sûreté.

6. C'est l'occasion de dire ici le parti que nous avons pris sur la question de la sûreté de l'énergie nucléaire : nous avons refusé d'avoir un avis autonome sur le sujet. La France dispose d'une Autorité de sûreté nucléaire (ASN) exigeante, compétente et indépendante. Conformément à la loi "transparence et sécurité en matière nucléaire" du 13 juin 2006, l'ASN communique aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire son avis indépendant sur le niveau de sûreté des installations qu'elle contrôle. Nous considérons donc comme sûre une installation nucléaire dont l'Autorité de sûreté a déclaré le niveau de sûreté acceptable. En revanche, il serait préoccupant que la démarche de sûreté ne soit pas portée au même niveau que le nôtre dans tous les pays qui ont fait le choix de l'énergie nucléaire et que se développe une sûreté nucléaire à deux vitesses. Nous recommanderons que la France prenne toutes les initiatives utiles pour que cette situation soit évitée, en améliorant la gouvernance mondiale de la sûreté.

7. Le développement de l'énergie éolienne, mais aussi du photovoltaïque au-delà de 2020, pose un problème d'intermittence qu'il ne faut pas sous-estimer dès que la part de ces énergies dans la production nationale d'électricité devient significative. Une grande attention doit être apportée à toutes les perspectives de stockage massif de l'énergie et de gestion de la demande, sans passer leurs coûts sous silence ; certes les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) apportent une réponse utile mais limitée, mais tant que d'autres solutions ne seront pas disponibles et compétitives, des centrales à gaz (dont le financement sera problématique) devront assurer la permanence de la production ; le « foisonnement », même à l'échelle de l'Europe, ne permet pas d'exclure une situation d'absence de vent pendant plusieurs jours consécutifs. En tout état de cause l'investissement sur les réseaux de transport et de distribution doit être amplifié et les procédures d'acceptation des lignes aériennes par le

public simplifiées. Une attention particulière doit également être apportée à la gestion de la pointe électrique et aux conséquences sur la volatilité des prix de l'électricité, sur le marché spot, que ferait peser un développement massif des énergies renouvelables en l'absence de solutions de stockage de cette électricité.

8. Les notions de coût et de financement sont particulièrement importantes pour au moins deux raisons. La première est que tous les scénarios s'accordent sur une perspective de hausse durable des coûts énergétiques : demande croissante, raréfaction de l'offre bon marché, coût croissant des équipements et des matières premières, coût de la sûreté et de la protection de l'environnement, nécessité de financer les conséquences de l'intermittence des énergies renouvelables, tous ces facteurs augurent de prix des énergies de plus en plus élevés pour le consommateur final. Pour l'électricité il n'y a pas que le prix du kWh aux bornes de la centrale qui est concerné, il faut aussi tenir compte des coûts liés à l'entretien et au développement des réseaux. En outre la hausse de la CSPE semble inéluctable sauf à abandonner renouvelables et péréquation tarifaire Raison de plus pour ne pas « en rajouter » en faisant supporter au kWh des coûts qui auraient pu être évités par des choix énergétiques moins dispendieux ; la compétitivité du prix de l'électricité est un atout de l'économie française et doit le rester La seconde raison est que presque tous les choix de politique énergétique à notre disposition sont extrêmement capitalistiques : c'est vrai de l'efficacité énergétique, en particulier dans le gisement le plus important, celui de l'habitat existant , c'est vrai de l'électricité renouvelable, et encore plus si on prend en compte la nécessité d'installations de « back-up » pour compenser l'intermittence de l'éolien et dans une moindre mesure du photovoltaïque, c'est vrai des nouvelles centrales nucléaires, c'est vrai de la capture et de la séquestration du CO_2, c'est vrai des interconnexions électriques et gazières ; dans tous ces cas de lourdes dépenses en capital précèdent les revenus ou les atténuations de dépenses. Il ne s'agit pas là d'une constatation nouvelle, mais le contexte financier mondial actuel rend cette situation particulièrement préoccupante et confère un avantage aux rares solutions peu capitalistiques qui sont la sobriété énergétique (consommer moins de services énergétiques), les cycles combinés à gaz et naturellement la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes aussi longtemps que l'autorité de sûreté nucléaire le juge possible. A cet égard, même si on ne connaît pas encore le coût exact des mesures imposées par l'ASN à EDF pour autoriser la prolongation de la durée de vie des centrales en incluant les travaux dits « post-Fukushima », il semble bien ces coûts doivent rester très en dessous de1000€/kW installé, c'est-à-dire nettement inférieurs à ceux de n'importe quelle solution alternative, qu'elle soit fossile ou renouvelable. La contrainte économique et financière impose donc de recourir en priorité aux solutions les moins coûteuses. Encore faut-il avoir évalué les coûts ; certains des scénarios étudiés ont refusé de considérer le coût de leurs propositions ; nous pensons que cette attitude n'est pas responsable.

9. Lié à la question du financement est le déficit particulièrement préoccupant de notre balance commerciale, qui est à peu près exactement égal à celui de la balance énergétique ; même s'il s'agit d'une coïncidence, elle est frappante. Plus que la notion d'indépendance énergétique, qui est de toute façon limitée par la géographie et la géologie et qui n'assure pas la sécurité avec certitude, c'est ce problème qui justifie que l'on porte une attention particulière d'une part à la maîtrise de la demande, d'autre part aux énergies dont la production comporte une valeur ajoutée nationale importante, sans oublier les métaux et les terres

rares dans le calcul. Il s'agit notamment du nucléaire et de certaines énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, en particulier la valorisation de la ressource en bois, éolien et à un moindre degré photovoltaïque), mais aussi, faut-il le dire, des hydrocarbures conventionnels ou non, dont les réserves, si elles étaient prouvées et exploitables avec un total respect de l'environnement, apporteraient un soulagement significatif au déséquilibre des comptes extérieurs.

10. L'ampleur des programmes énergétiques à lancer au cours des prochaines années invite à examiner la possibilité de retombées industrielles créatrices d'emplois et notamment d'emplois qualifiés. Il s'agit en effet d'une perspective très attractive, mais qu'il faut étudier avec sérieux et en évitant les conclusions hâtives et les erreurs de jugement. Quatre règles nous paraissent s'imposer à cet égard : **i)** on ne crée pas une filière industrielle en la fondant prioritairement sur le marché intérieur (sauf naturellement pour ce qui concerne les activités artisanales d'installation et d'entretien), il faut considérer le marché mondial en prenant en compte les stratégies énergétiques souvent différentes des principaux grands pays mondiaux ; à titre d'exemple, il est peu probable que la France connaisse prochainement une croissance importante du photovoltaïque ou de la CSC sur son territoire, mais puisque ces technologies sont appelées à un fort développement mondial, il serait absurde de ne pas les considérer si l'industrie française peut y exceller (ce qui est le cas) **ii)** on ne lâche pas la proie pour l'ombre en sacrifiant une filière énergétique française d'excellence : la France est le pays de référence dans le monde dans le domaine nucléaire, il serait irresponsable d'abandonner toute présence sur cette technologie au moment où la Chine, l'Inde, la Corée du Sud et la Russie deviennent des acteurs importants ; dans tous les cas il y aura des besoins dans le démantèlement des centrales et le savoir-faire français pourra être valorisé **iii)** les seules emplois industriels durables sont ceux qui sont créés par une activité non subventionnée, car autrement on détruit ailleurs plus d'emplois qu'on n'en a créés. En d'autres termes on créera des filières industrielles compétitives non en maintenant durablement des tarifs d'achat subventionnés, mais par en favorisant par des outils appropriés des projets innovants appuyés par des programmes de recherche, de développement et d'innovation associant laboratoires publics et groupes industriels, grands et petits, en visant le marché mondial. Il ne faut donc pas exclure qu'une partie de la production soit effectuée dans d'autres pays que le nôtre ; **iv)** les transitions que cette nouvelle donne industrielle implique devront être accompagnées de manière anticipée par une réorientation de l'effort de formation des professions concernées.
    Des places sont à prendre ou à maintenir dans de nombreux domaines, nucléaire, photovoltaïque, éolien offshore, biocarburants des générations futures stockage de l'électricité, gestion intelligente de l'énergie et notamment réseaux intelligents, CSC, efficacité énergétique dans les secteurs des transports et du résidentiel-tertiaire, entre autres. C'est dans ces domaines que les efforts de R&D en partenariat privé-public doivent être privilégiés.

11. La France bénéficie, grâce aux décisions passées, d'une énergie à un prix généralement acceptable et en particulier d'une électricité à un prix nettement moins élevé que ses voisins. Mais nous avons déjà souligné que tous les facteurs de coût vont orienter durablement les prix à la hausse. Il est important que les consommateurs subissent, sauf exception, ces hausses sans atténuation. Des prix maintenus artificiellement à un niveau insuffisant sont triplement nocifs : ils impliquent des subventions destructrices d'emploi et incompatibles avec l'état

des finances publiques, ils donnent aux consommateurs un signal erroné les dissuadant de pratiquer des économies d'énergie, et ils empêchent les opérateurs de dégager l'autofinancement nécessaire à leurs investissements. La vérité des prix de l'électricité requiert notamment que la tarification tienne davantage compte des problèmes de pointe et il importe donc de porter une attention particulière aux mécanismes permettant de mieux valoriser l'effacement de la demande ou la mise en place de capacités de production de pointe. Cette politique de vérité des prix, indispensable, pose un problème difficile pour deux catégories de consommateurs : les ménages en situation de précarité et les entreprises « énergie-intensives ». Ces deux catégories doivent recevoir les atténuations nécessaires, adaptées à la réalité de leur situation, mais il serait très regrettable que tous les problèmes, de nature complètement différente, soient traités de la même façon c'est-à-dire par la gestion administrative des tarifs. Nous avons noté avec intérêt et une certaine perplexité que le gouvernement allemand, qui reconnaît les conséquences tarifaires de ses décisions récentes sur le nucléaire, semble décidé à en éviter le surcoût à ses entreprises électro-intensives, par une série de moyens (recyclage des certificats ETS, tarification spéciale du transport), dont on pourrait s'inspirer dans la mesure où ils sont compatibles avec le droit communautaire.

12. Le Marché Intérieur Européen apporte aux économies des pays membres de grands avantages : il accroît la sécurité à un coût raisonnable en permettant la solidarité et donne aux différents acteurs économiques la possibilité d'exercer une liberté fondamentale : celle de choisir leur fournisseur. Il doit donc être défendu contre les attaques qu'il subit. Cela étant dit, il n'est pas contradictoire d'affirmer que, tel que ce marché a été bâti, il ne permet pas de résoudre les problèmes qui se posent aujourd'hui et qui exigent que les Etats-membres et l'Union en tant que telle puissent prendre des décisions politiques sur le mix énergétique et que les investissements nécessaires soient financés ; or on voit bien que ce n'est pas le cas aujourd'hui, par exemple pour la prise de décision sur les interconnexions transfrontières, les flux de rebours gaziers ou le financement des centrales de « back up ». On voit bien également que la décision unilatérale de l'Allemagne sur la sortie du nucléaire, quelque légitime qu'elle soit pour un pays souverain, entraîne des conséquences parfois très difficiles à gérer pour ses voisins et pour l'Union prise globalement. Il faudra revoir en profondeur l'architecture du marché intérieur.

Pour clore et résumer cette note de synthèse, nous aimerions formuler quelques recommandations :

Recommandation n° 1 : faire de la sobriété et de l'efficacité énergétique une grande cause nationale ; lancer des appels à proposition afin de mobiliser la R&D et l'innovation dans ce domaine en privilégiant les secteurs du bâtiment et des transports.

Recommandation n° 2 : pour chaque décision de politique énergétique, évaluer le coût et l'effet sur les finances publiques, sur la balance commerciale, sur les émissions de CO_2 et sur l'emploi (à la fois en postes et en qualifications créés), par comparaison avec une décision différente, afin de dégager des priorités.

Recommandation n° 3 : s'interdire toute fermeture administrative d'une centrale nucléaire qui n'aurait pas été décidée par l'exploitant à la suite des injonctions de l'autorité de sûreté.

Recommandation n° 4 : s'engager courageusement dans une politique de vérité (c'est-à-dire de hausse) des prix de l'énergie et des émissions de CO_2, en traitant de façon spécifique et différente le cas de la précarité et celui des industries grosses consommatrices.

Recommandation n° 5 : prendre l'initiative de proposer à nos principaux partenaires européens un réexamen en profondeur des règles du marché intérieur de l'énergie : celui-ci doit permettre le financement des investissements nécessaires, en particulier ceux permettant d'assurer la pointe, et assurer la cohérence des décisions des acteurs

Recommandation n°6 : envisager une initiative dans le domaine de l'harmonisation internationale des règles et des pratiques de sûreté nucléaire afin de faire converger ces règles et pratiques vers le niveau le plus élevé

Recommandation n° 7 : maintenir, voire accroître l'effort de recherche publique dans le domaine de l'énergie, en coopération internationale et en accordant une priorité absolue aux programmes mis en œuvre conjointement par des laboratoires publics et des entreprises innovantes, grandes ou petites, capables de s'attaquer au marché mondial. Les renouvelables et le stockage de l'énergie devront recevoir une attention toute particulière.

Recommandation n° 8 : ne pas se fixer aujourd'hui d'objectif de part du nucléaire à quelque horizon que ce soit, mais s'abstenir de compromettre l'avenir et pour cela maintenir une perspective de long terme pour cette industrie en poursuivant le développement de la génération 4. La prolongation de la durée de vie du parc actuel nous paraît donc la solution de moindre regret (sous la condition absolue que cela soit autorisé par l'ASN).

Sommaire

Synthèse Générale 9

Chapitre 1 – Introduction 17

Chapitre 2 – Le contexte énergétique mondial et européen 21

1. Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète 23

1.1. Une demande énergétique mondiale en croissance et satisfaite par une offre très 23majoritairement carbonée 23
1.2. Les ressources énergétiques sont abondantes mais des incertitudes pèsent sur leur accessibilité et sur leur prix 27
1.3. L'impact climatique et l'acceptabilité des politiques énergétiques sont au cœur des préoccupations 29

2. Le contexte énergétique européen 30

2.1. Le paquet Energie-Climat 30
2.2. La réalisation progressive du marché unique de l'énergie 32
2.3. Les enjeux du mix énergétique européen 33
2.4. Les perspectives 37

3. Les politiques contrastées de nos voisins européens 39

3.1. L'Allemagne accélère sa sortie du nucléaire 39
3.2. Le Royaume-Uni revient à plus de régulation et maintient son programme nucléaire 45

Chapitre 3 – Les enjeux du devenir du mix énergétique français et les incertitudes 53

1. Le mix énergétique français actuel 55

1.1. Un mix énergétique encore fortement dépendant des énergies fossiles 55
1.2. La dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 57
1.3. Le parc de production d'électricité confère à la France le double avantage d'une électricité décarbonée et peu chère 62
1.4. La facture énergétique de la France est déficitaire, mais l'électricité apporte une contribution positive 65

2. Les contraintes et les incertitudes externes à la France qui pèsent sur la négociation énergétique 66

2.1. La lutte contre le changement climatique et les incertitudes qui pèsent sur la négociation internationale 66
2.2. La croissance et la volatilité des prix du pétrole et du gaz 68
2.3. L'achèvement du marché unique européen de l'électricité pose un certain nombre d'interrogations 71
2.4. Les évolutions contrastées de l'industrie du raffinage, entre pays occidentaux et pays émergents 73

3. Des déterminants et des incertitudes propres à la France pèsent également ses perspectives énergétiques 74

3.1. La nécessaire maîtrise de la demande 75
3.2. L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires 77
3.3. Des technologies prévisibles à l'horizon 2030, incertaines au-delà. 80
3.4. La construction nécessaire de nouvelles lignes électriques doit conduire à en accélérer la réalisation 85
3.5. Un tissu industriel français à développer en lien avec la politique énergétique 89
3.6. Une opinion publique favorable aux énergies renouvelables, plutôt favorable au nucléaire, mais surtout très sensible au prix de l'énergie 92
3.7. L' « acceptabilité » de certaines évolutions technologiques n'est pas assurée 94

4. Les critères auxquels doit répondre le futur mix énergétique français à l'horizon 2050 95

4.1. Tout mix énergétique à horizon 2050 est-il réalisable ? 95
4.2. Les critères d'appréciation d'un scénario énergétique français à horizon 2050 97
4.3. Une trajectoire à 2050 se doit d'être flexible 97

Chapitre 4 – Une analyse de la problématique du mix énergétique français à l'horizon 2050 à l'aune des modélisations étudiées 99

1. Panorama des scénarios 100

1.1. Description des scénarios 101
1.2. Comparaison des scénarios 103

2. Enjeux en termes de demande d'énergie 105

2.1. Le cadre réglementaire français ne fixe pas d'objectifs de réduction de la demande au-delà de 2020 105
2.2. Les gisements d'économie d'énergie dans les différents secteurs sont bien identifiés par les scénarios traitant la demande 108
2.3. Certains scénarios peuvent se montrer prudents quant à l'atteinte des objectifs du Grenelle à l'horizon 2020 111

3. Enjeux en termes d'offre 113

3.1. Une grande variété de mix électriques est proposée, mais les effets sont loin d'être identiques 113
3.2. A horizon 2050, les projections sont évidemment plus hasardeuses qu'à 2030 119
3.3. L'électricité ne représente néanmoins qu'une partie du mix énergétique français, qui doit être considéré dans sa globalité 119
3.4. Les évolutions des coûts de production, de prix et d'éventuels sauts technologiques sont des déterminants majeurs pour juger de la pertinence des scénarios étudiés 120
3.5. Le développement et le renforcement des réseaux sont des défis à relever dans la plupart des scénarios ce qui a un lien avec l'évolution des échanges internationaux 123

4. Enjeux transverses 126

4.1. Impacts des options sur les investissements 127
4.2. Impacts des options sur les coûts unitaires et les prix de l'électricité 129
4.3. Impacts des options sur la protection de l'environnement en particulier la lutte contre le changement climatique 132
4.4. Impacts des options sur la facture énergétique et les approvisionnements 134
4.5. Impacts des options sur l'acceptabilité sociale des solutions 136
4.6. Impacts des scénarios en termes d'emplois 137

Chapitre 5 - Les principaux enseignements de l'analyse 141

1. Pertinence des représentations du futur correspondant aux scénarios étudiés 144

1.1. La réduction de la demande est une variable à mieux documenter dans le futur 144
1.2. Quel que soit l'horizon étudié et quel que soit le scénario, les incertitudes justifient que des calculs de sensibilité soient effectués pour évaluer leur robustesse 146

1.3. Les conséquences sur les réseaux de distribution et de transport, du déploiement des énergies intermittentes dans la production d'électricité mériteraient d'être précisées 147
1.4. La valeur du carbone est pour le moins incertaine dans les scénarios étudiés et traduit les incertitudes de la négociation internationale 149
1.5. La capacité de l'économie à financer les investissements proposés par les différents scénarios mériterait d'être mieux détaillée 151

2. Quelques idées forces pour un futur mix énergétique reposant sur l'examen des systèmes énergétiques étudiés à travers leurs représentations sous forme de scénarios 151

2.1. Les technologies qui pourraient émerger sont relativement bien connues d'ici 2030, mais difficiles à imaginer au-delà ; l'action de la puissance publique doit être adaptée à l'état de maturité de la technologie 152
2.2. Les prix futurs de l'énergie représentent un enjeu majeur pour l'économie française 154
2.3. L'acception des choix énergétiques sous-tendus par les scénarios est difficile à évaluer que ce soit pour les émissions de CO2, la sobriété énergétique, le nucléaire, les gaz de schiste ou de nouvelles technologies comme le CSC ; un dialogue sur l'encadrement des nouvelles technologies est à prévoir le plus en amont possible 156
2.4. La politique énergétique doit préserver ses filières d'excellence et en développer de nouvelles : il faut miser sur les filières d'excellence pour lesquelles nous possédons des compétences reconnues, mais aussi sur celles qui ont un potentiel de croissance important 158
2.5. La R&D doit être renforcée pour ouvrir les choix du futur et positionner au mieux l'industrie nationale 159
2.6. La combinaison de différentes énergies peut constituer l'une des clés du mix énergétique de demain 162
2.7. La formation doit constituer une priorité dans le cadre de la transition énergétique 163

3. Les conditions de réalisation et les impacts globaux de quatre grandes options de mix énergétique en fonction du rôle joué par le nucléaire 164

3.1. Classification des scénarios et regroupement en options 164
3.2. Description des quatre grandes options 167
3.3. Quelques éléments quantifiés de comparaison de ces différentes options 176
3.4. Analyse qualitative des options 192

Annexes : 197

Annexe 1 : Lettre de mission 199
Annexe 2 : Composition du groupe 203
Annexe 3 : Propositions des membres de la commission 211
Propositions de l'ADEME 212
Propositions de l'AEE 218
Propositions de l'AFG 222
Propositions de ANCRE 227

Propositions de Dominique BUREAU 235
Propositions de CAP GEMINI 241
Propositions de la CFDT 246
Propositions de la CFE-CGC 252
Propositions de la CGT 261
Propositions de Jean-Marie CHEVALIER, Université Paris Dauphine 268
Propositions de la CLCV 271
Propositions du Conseil National des Ingénieurs et Scientifiques de France..... 280
Propositions de la Direction Générale de la Recherche et l'Innovation (MESR) . 288
Proposition de FO 291
Propositions de Pierre GADONNEIX, Président du Conseil mondial de l'énergie294
Propositions du MEDEF 299
Propositions de Sauvons le climat 306
Propositions du SER 308
Annexe 4 : Synthèse de certains scénarios 319
Annexe 5 : Analyse des scénarios..... 353
Annexe 6 : Technologies : coûts et diffusion 385
Annexe 7 : Réseaux et marchés..... 447
Annexe 8 : Filières énergétiques et compétitivité..... 481
Annexe 9 : Emplois..... 499
Annexe 10 : Acceptabilité..... 515

Chapitre 1

Introduction

Le Ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique a demandé le 19 octobre 2011 à Jacques Percebois, professeur à l'université de Montpellier 1, de présider une commission pluraliste et ouverte, avec comme vice-président Claude Mandil, ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie et vice-président du groupe consultatif « feuille de route énergie 2050 » auprès de la Commission européenne, afin de mener une analyse des différents scénarios possibles de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050.

Dans ce cadre, le ministre a souhaité que l'exercice porte sur l'ensemble des énergies et qu'il examine en particulier quatre options d'évolution de l'offre d'électricité en France : la prolongation du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la troisième génération nucléaire, voire à la quatrième génération, une réduction progressive du nucléaire, voire une sortie complète du nucléaire.

Cette analyse devra éclairer la programmation pluriannuelle des investissements que le ministre chargé de l'énergie présentera devant le Parlement en 2013 et qui a pour objectif principal d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement. Elle prendra la mesure du programme d'économies d'énergie et de diversification du mix engagé par le Grenelle de l'environnement qui est un acquis important pour l'environnement et pour le renforcement de la robustesse de ce mix.

Malgré l'étendue et la complexité des sujets à traiter, le délai fixé à la commission était particulièrement court : la lettre de mission demandait en effet que le rapport final soit rendu au ministre avant le 31 janvier 2012. Épaulée par six personnalités qualifiées qui ont bien voulu s'impliquer immédiatement, cette commission a été installée par le ministre le jeudi 20 octobre 2011 et s'est réunie en séance plénière à huit reprises. La liste des personnes qui ont bien voulu participer aux travaux, soit en plénière, soit en audition, figure en annexe.

Pour mener à bien son travail, le Président s'est entouré d'une équipe de rapporteurs co-pilotée par la direction générale de l'énergie et du climat et par le Centre d'analyse stratégique et s'appuyant sur l'IFP, le CEA, ainsi que la direction générale du Trésor.

Au cours de cette période, la commission a procédé en réunion plénière à :

- l'examen des principaux scénarios de prospective énergétique internationaux, européens ou français à l'horizon 2030 et 2050 parus jusque fin 2011, ce qui a permis d'inclure la feuille de route Energie 2050 publiée par la Commission européenne le 16 décembre 2011 ;
- une analyse des politiques énergétiques de l'Allemagne et du Royaume Uni ;
- une analyse des quatre options précitées d'évolution de l'offre électrique. Dans le temps dont elle disposait, la commission ne pouvait pas faire réaliser sa propre modélisation. Les rapporteurs se sont néanmoins efforcés d'apporter quelques indications quantitatives à travers un calcul du coût de la production d'électricité en 2030, un chiffrage des émissions de CO_2 en 2030 et, grâce au modèle Némésis, une estimation de l'évolution des emplois à partir des scénarios de l'UFE. Ce travail ne constitue néanmoins qu'une première approche : les limites du calcul du coût complet de la production d'électricité sont rappelées dans le texte. Seule une modélisation complète des scénarios correspondant aux quatre options envisagées pourrait permettre de donner des chiffres précis ;
- l'audition de plusieurs personnes, y compris de la Commission européenne, de l'Allemagne et du Royaume-Uni) qui ont bien voulu faire part de leur vision ou de leurs propositions sur l'avenir de la politique énergétique française à l'horizon 2050.

Par ailleurs, les rapporteurs ont mené de leur côté un certain nombre d'auditions particulières sur des thèmes transverses : les travaux qui en résultent figurent soit dans le corps du rapport, soit en annexe.

Au total, plus de 80 organismes ont ainsi été entendus en commission plénière ou lors d'entretiens particuliers avec les personnalités qualifiées et les rapporteurs.

De plus, la Commission a pu prendre connaissance des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées à la suite de l'accident de Fukushima par l'Autorité de sûreté nucléaire et rendues publiques le 3 janvier 2012, de l'avancement des travaux de la Cour des comptes sur l'audit financier de la filière nucléaire grâce à un exposé de sa rapporteure générale ainsi que d'une première présentation des travaux du Centre d'analyse stratégique sur les perspectives technologiques du développement durable.

Enfin, la Commission a bénéficié le 11 janvier d'une présentation du député Claude Birraux, Président de l'Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur les conclusions de la mission qu'il a présidée sur l'avenir de la filière nucléaire.

Le présent rapport rend compte de l'ensemble de ces travaux et comprend une synthèse générale rédigée par le Président et le Vice-président.

Il se décompose ensuite en quatre chapitres au-delà de la présente introduction :

- le premier présente la problématique énergétique à trois échelles :

  - mondiale tout d'abord, grâce notamment aux travaux de l'Agence internationale de l'énergie et des travaux de la conférence des Nations-Unies sur les changements climatiques ;
  - européenne ensuite, grâce aux feuilles de route Economie bas carbone et Energie de la Commission européenne respectivement parues en mars et décembre 2011 ;
  - nationale enfin, grâce à l'examen de la stratégie de deux pays européens : le Royaume-Uni et l'Allemagne pour répondre aux enjeux climatiques, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité dans ce contexte d'incertitude à long termes. Ces stratégies sont contrastées dans la mesure où l'Allemagne a décidé de sortir du nucléaire tandis que le Royaume Uni s'apprête au contraire à construire de nouvelles centrales nucléaires ;

- le deuxième analyse le système énergétique français actuel et les principaux enjeux auxquels il va être confronté dans les années qui viennent, sous l'effet de déterminants, contraintes et incertitudes, certes internationaux, mais aussi parfois propres à la France. Cet examen permet également de mettre en évidence les principaux impacts du mix énergétique ;

- le troisième recense les différents scénarios de prospective énergétique publiés, relatifs à la France, avant de les comparer d'abord du point de vue de l'offre et de la demande, puis des enjeux transverses. Les différents scénarios sont ainsi notamment appréciés en termes d'émissions de CO_2, d'emplois, de coût, de prix de l'énergie, de sécurité des approvisionnements. Cette comparaison ne porte pas sur les scénarios proposés par la Commission européenne dans le cadre de sa feuille de route Energies 2050 : si celle-ci donne en effet une vision du devenir énergétique européen, les chiffres relatifs aux évolutions de chaque Etat membre ne sont pas disponibles ;

- le dernier chapitre analyse la pertinence des représentations du futur ainsi mises sous forme de scénarios et les limites actuelles de l'analyse. Il souligne ensuite les forces et faiblesses des systèmes énergétiques étudiés à travers leurs représentations sous forme de scénarios ainsi que l'importance d'un certain nombre d'enjeux qui doivent être traités quel que soit le mix énergétique. Enfin dans une dernière partie, il est procédé à l'analyse des quatre grandes options envisagées par le Ministre : la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la 3ème voire à la 4ème génération de réacteurs, la réduction progressive du nucléaire, la sortie complète du nucléaire.

Le lecteur trouvera en complément du rapport les propositions des personnes qui ont accepté de donner leur vision du devenir du système énergétique ainsi que leurs recommandations.

Outre la lettre de mission et la liste des participants, les annexes comprennent des textes relatifs au descriptif des scénarios étudiés, à la politique énergétique allemande, aux technologies, à l'industrie nucléaire, aux réseaux et aux marchés de l'énergie, aux filières industrielles de l'énergie, à l'emploi et à l'acceptabilité des infrastructures énergétiques.

Chapitre 2

Le contexte énergétique mondial et européen

Synthèse

Au niveau mondial, la demande énergétique est tendanciellement en forte croissance. Sous l'effet de la croissance démographique et de la croissance économique, tirées principalement par les pays émergents, notamment la Chine et à moyen terme l'Inde compte tenu de sa démographie, elle pourrait doubler à l'horizon 2050. Ces pays, notamment les quatre grands émergents, qui constituent les BASIC (Brésil, Afrique du Sud, Inde et Chine), mais aussi ceux du Moyen-Orient, bien plus que les pays OCDE, « feront » les marchés de l'énergie et les prix qui deviendront donc de plus en plus exogènes par rapport à nos propres politiques. Les énergies fossiles, au premier rang desquelles le pétrole, assurent aujourd'hui plus de 80 % de l'offre. Cette situation marque la dépendance mondiale aux énergies carbonées et pose la question de sa soutenabilité, tant sur le plan environnemental que sur celui de l'approvisionnement en matières premières. Si les réserves mondiales d'énergies fossiles apparaissent abondantes au regard des besoins futurs, les conditions de leur accès sont de plus en plus difficiles : les investissements en infrastructures nécessaires pour l'utilisation des ressources sont massifs et le contexte géopolitique est par nature incertain. La contrainte climatique devrait par ailleurs apparaître plus tôt que la contrainte géologique.

Au niveau européen, la dynamique est différente, notamment car la croissance démographique et la croissance économique y sont plus faibles. Ainsi, la consommation énergétique y est relativement stable depuis les deux premiers chocs pétroliers. La part des énergies fossiles dans le mix énergétique y est toutefois très proche de celle constatée au niveau mondial, y posant les mêmes questions de soutenabilité, auxquelles s'ajoute celle de la dépendance vis-à-vis du reste du monde puisque l'Europe est très largement importatrice d'énergie. Pour tenter d'y répondre notamment, l'Union Européenne a mis en œuvre le paquet « énergie – climat » qui fixe,

à 2020 des objectifs contraignants. Au-delà, la Commission Européenne a produit une feuille de route énergie à 2050, évaluant différents scénarios compatibles avec le facteur 4 à cet horizon. Cet exercice montre que l'atteinte de cet objectif suppose d'investir massivement et doit concerner tous les secteurs de l'énergie. Néanmoins les incertitudes sur le coût, l'acceptabilité ou sur les moyens d'y parvenir, et notamment sur les technologies qui la permettront, sont extrêmement fortes. Le rapport « Energy Technology Perspectives 2010 » de l'Agence Internationale de l'Energie souligne l'importance des efforts de maîtrise de l'énergie au niveau mondial puisqu'ils peuvent contribuer pour environ 40 % à l'objectif de réduction des émissions d'ici 2050.

Deux pays ont réalisé de tels exercices prospectifs que nous étudions dans le présent rapport : il s'agit de l'Allemagne et du Royaume-Uni. L'Allemagne a fait de la sortie du nucléaire sa priorité à la suite de l'accident de Fukushima. Son *Energiekonzept*, antérieur aux événements de Fukushima, reposait déjà sur une réduction de moitié de la demande énergétique à l'horizon 2050 (permise en partie par la baisse de la démographie allemande) et un recours substantiel aux énergies renouvelables. A court terme, la sortie du nucléaire sera compensée par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement), au détriment des enjeux climatiques, ainsi qu'aux importations, faisant porter partiellement la charge sur le réseau européen. A plus long terme, l'exclusion a priori d'une des technologies pouvant permettre l'atteinte du facteur 4 réduit la flexibilité du système énergétique allemand. La stabilité du réseau électrique allemand (et européen) soumis à de fortes fluctuations, la faible rentabilité des nouvelles centrales à gaz appelées à ne fonctionner en *back up* que sur des durées limitées, le développement massif des lignes électriques (plus de 4 300 km de nouvelles lignes à haute tension), la maîtrise des coûts du système de soutien aux énergies renouvelables sont autant d'enjeux et de défis que l'Allemagne doit relever dans les prochaines années.

Le Royaume-Uni développe quant à lui une démarche s'appuyant sur un large portefeuille de technologies « bas carbone », incluant sans a priori les EnR, le nucléaire et le CSC (captage et stockage du carbone), dans une perspective de neutralité technologique et d'optimum économique. Il mise sur l'éolien offshore, et souhaite aussi construire 19 GW de capacités électriques en remplacement d'anciennes centrales à charbon, qui pourraient être soit au gaz, soit nucléaires. Après plusieurs décennies de libéralisation, le Royaume-Uni engage un retour à la régulation visant à favoriser le développement des énergies décarbonées les plus compétitives afin d'atteindre son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre et relever le défi d'un renouvellement massif sur 10 à 15 ans de son parc vieillissant de production d'électricité en base.

Avant d'aborder dans le chapitre suivant la description du mix énergétique français et de ses enjeux, le texte qui suit présente la problématique énergétique à trois échelles : mondiale tout d'abord, grâce notamment aux travaux de l'Agence internationale de l'énergie, européenne ensuite grâce à la feuille de route Energies de la Commission parue fin décembre 2011. Il examine enfin les stratégies que développent deux grands pays européens, le Royaume-Uni et l'Allemagne pour répondre aux enjeux climatiques, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité dans ce contexte d'incertitudes à long terme. Ces stratégies sont contrastées dans la mesure où le Royaume-Uni donne la priorité à la lutte contre le changement climatique sans exclure de technologies alors que l'Allemagne se donne comme priorité la sortie du nucléaire.

Même si l'énergie a constitué, avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier et Euratom, l'un des fondements de la construction européenne, chaque pays reste souverain dans le choix de ses énergies et de ses approvisionnements. La construction progressive du Marché intérieur unique, en particulier pour l'électricité et le gaz, les enjeux liés au changement climatique ou à la sécurité énergétique conduisent néanmoins à l'adoption d'un certain nombre de mesures communes à l'ensemble de l'Union européenne : le paquet énergie climat adopté fin 2008 sous présidence française donne un certain nombre d'objectifs communs aux 27 pays de l'UE pour lutter contre le changement climatique. Les black-out électriques observés au début des années 2000, la crise gazière russo-ukrainienne de janvier 2009, entraînant une baisse des fournitures de gaz d'un grand nombre de pays européens et un certain nombre de coupures de gaz ont conduit à l'adoption de plusieurs dispositions dont l'objectif était d'améliorer la sécurité énergétique. En outre, au terme du Traité de Lisbonne, l'énergie fait désormais partie des compétences partagées entre l'UE et les États membres. La décision souveraine de l'Allemagne de sortir du nucléaire sans avoir étudié avec ses partenaires européens les conséquences qu'ils auraient à supporter montre cependant la nécessité d'une coordination entre les Etats membres pour gérer le système électrique. L'extension progressive du marché européen de l'énergie rend cette coopération encore plus nécessaire.

1. Les principaux enjeux énergétiques à l'échelle de la planète

Dans un monde où la croissance de la démographie et de l'économie tire à la hausse les besoins énergétiques et où les émissions de gaz à effet de serre induites par ces besoins sans cesse accrus conduisent au changement climatique de la planète, les enjeux énergétiques deviennent cruciaux. La croissance des besoins soulève la question de la sécurité d'approvisionnement, le changement climatique celle de la durabilité du système énergétique, l'ensemble devant être appréhendé en tenant compte des enjeux économiques et notamment de compétitivité que les choix énergétiques impactent directement.

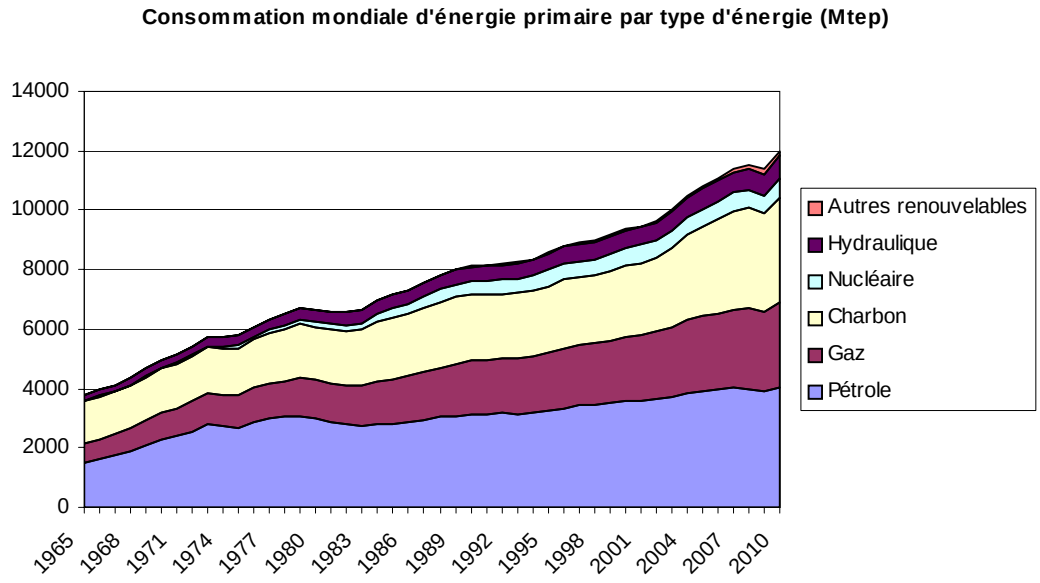
1.1. Une demande énergétique mondiale en croissance et satisfaite par une offre très majoritairement carbonée

- **La consommation énergétique mondiale a connu une croissance rapide dans le passé, satisfaite essentiellement par le recours aux énergies fossiles.**

Historiquement, la demande énergétique mondiale a connu une croissance soutenue sur les 40 dernières années, passant de près de 5000 Mtep[1] en 1970 à 12 000 Mtep en 2010. Elle a été multipliée par plus de 2,4 en 40 ans, ce qui correspond à un rythme de croissance annuelle moyen de l'ordre de 2,24 %. Cette tendance, si elle devait se prolonger sur les 40 prochaines années, conduirait à plus que doubler la demande énergétique mondiale à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 2010.

(1) Million de tonnes équivalent pétrole.

Graphique 1 : Consommation mondiale d'énergie primaire par type d'énergie (Mtep)



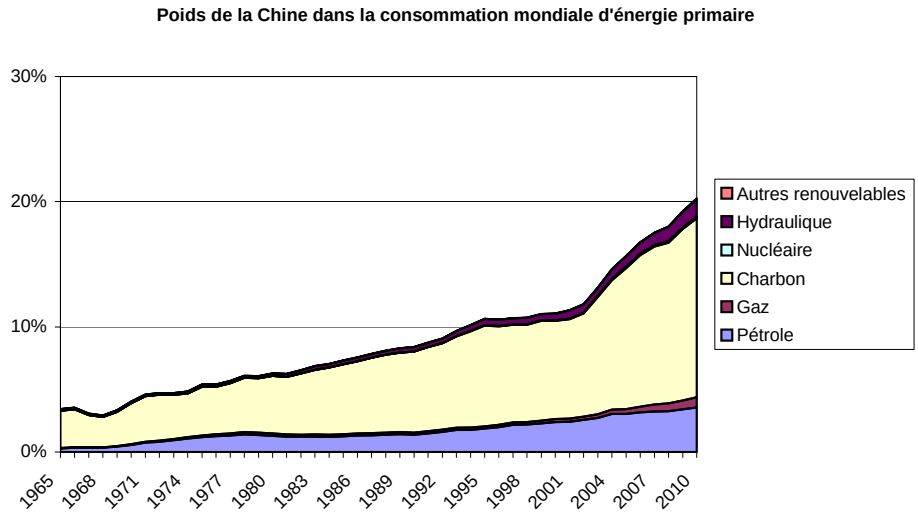
Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011[1]

La demande d'énergie primaire mondiale était satisfaite en 2010 à plus de 80 % par les énergies fossiles. Le pétrole est la première source d'énergie, assurant 33 % des besoins mondiaux, suivi par le charbon (27 %) et le gaz (21 %). Les énergies renouvelables satisfont quant à elles 13 % de la demande, dont 10 % pour l'hydraulique. La part du nucléaire dans la consommation d'énergie primaire s'établit à 6 %.

La croissance économique mondiale résulte désormais très largement de celles des pays émergents : par exemple, selon l'AIE[2], les pays hors OCDE seraient à l'origine de 90 % de la croissance démographique, de 70 % de la croissance économique mondiale et de 90 % de la croissance de la demande d'énergie d'ici 2035. La Chine est devenue un acteur majeur sur les marchés énergétiques, sa part dans la consommation d'énergie primaire mondiale ayant dépassé les 20 %, devenant ainsi en 2010 le plus gros consommateur d'énergie mondial, devant les États-Unis (19 %). En 2035, sa consommation pourrait être, toujours selon l'AIE, supérieure de près de 70 % à celle des États-Unis ! Son mix énergétique actuel repose pour plus des deux tiers sur l'utilisation du charbon, ce qui correspond à près de 50 % de la consommation mondiale de charbon.

(1) Ce graphique n'inclut pas le bois (environ 10 % du total mondial) et l'hydraulique est compté en équivalent d'énergie primaire.
(2) Scénario « nouvelles politiques » (« New Policies Scenario »).

Graphique 2 : Poids de la Chine dans la consommation mondiale d'énergie primaire (en pourcentage)



Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011

- **La consommation énergétique mondiale devrait poursuivre sa croissance et continuer à reposer majoritairement sur les énergies fossiles à moyen terme.**

La demande énergétique mondiale devrait continuer de croître sur les 40 prochaines années. Deux dynamiques fondamentales sous-tendent cette évolution : la croissance de la population et celle de l'économie. La population mondiale a dépassé les 7 milliards d'individus en 2010 et devrait atteindre les 9 milliards à l'horizon 2050, soit une hausse de près de 30 %. La croissance économique mondiale, tirée principalement par les pays émergents hors OCDE, au premier rang desquels la Chine, contribuera à accroître les besoins énergétiques mondiaux. La croissance de la demande d'électricité devrait être encore plus soutenue du fait de l'électrification des besoins et de l'urbanisation croissante.

Cette analyse est corroborée par l'étude de l'AIE dans l'édition du World Energy Outlook (WEO2011) dans laquelle elle met en perspective trois scénarios, un tendanciel, dit « politiques actuelles », un scénario central tenant compte des engagements politiques annoncés à Cancun, dit « nouvelles politiques », et un scénario permettant de limiter la hausse de la température du globe à 2°C, en réduisant la concentration à long terme de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à 450 parties par millions (ppm) d'équivalent CO_2. Les trois scénarios décrivent une hausse sensible de la demande énergétique sur la période 2009-2035, à hauteur de 40 % dans le scénario « nouvelles politiques » (51 % dans le scénario tendanciel, et 23 % dans le scénario 450 ppm) et concentrée à 90 % dans les pays hors OCDE.

Le domaine de l'énergie relève par ailleurs du temps long : ses infrastructures ont des durées de vie dépassant souvent le demi-siècle, comme c'est le cas des moyens de production et de transport de l'électricité, voire le siècle, dans le domaine du bâtiment. Par conséquent, l'inertie du secteur est telle qu'il ne peut y avoir de changement brutal du mix énergétique mondial. Les infrastructures développées aujourd'hui, que ce soit dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel ou électrique, seront présentes à l'horizon 2030 et pour beaucoup à l'horizon 2050. Ainsi, les choix faits hier et aujourd'hui définissent le mix énergétique de demain. Il est dès lors

inévitable que les énergies fossiles continuent de jouer un rôle majeur dans le mix énergétique mondial sur les vingt prochaines années, voire au-delà, même si le champ des possibles est plus large à plus long terme.

Compte tenu des découvertes récentes de gaz non conventionnel, l'AIE prévoit que le gaz joue un rôle central au cours des 25 prochaines années, favorisé par un prix modéré. La hausse de la demande serait de + 54 % dans le scénario « nouvelles politiques » (et de + 26 % dans le scénario « 450 ppm ») – des chiffres revus sensiblement à la hausse par rapport au WEO2010 bien qu'en léger retrait par rapport au scénario « Golden age for gas » publié en juin 2011. La demande de gaz est tirée en particulier par la consommation au Moyen-Orient, en Chine et en Inde. Le gaz non conventionnel (38 % de la croissance de la production gazière totale d'ici 2035, selon l'AIE) devrait limiter l'accroissement de la dépendance aux pays producteurs historiques.

- **La Chine, premier marché de l'énergie, regardée avec attention**

D'après l'AIE, la Chine compterait, en 2020, pour 23 % de l'énergie primaire mondiale consommée. Avec une croissance économique à deux chiffres, les consommations énergétiques augmentent de manière importante, posant des problèmes nouveaux au gouvernement, en termes de sécurité énergétique, d'accès à l'énergie, de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, et la pollution locale. En effet, le pays possède un système énergétique et électrique très dépendant des énergies fossiles, et particulièrement du charbon. Le 12ème plan quinquennal, qui fixe les objectifs à 2015, prévoit néanmoins de réduire cette dépendance en développant un ensemble de technologies. Ce choix technologique découle évidemment de considérations de sécurité énergétique, mais également d'une volonté de respecter les objectifs d'émissions de gaz à effet de serre, eux aussi inscrits dans le douzième plan quinquennal. Ainsi, la Chine devra réduire de 40 % à 45 % son intensité carbone (émissions par unité de PIB) à 2020. A cette fin, l'hydraulique, le nucléaire et dans une moindre mesure l'éolien font partie des énergies phares que souhaite développer le gouvernement chinois. Par ailleurs, le développement du gaz naturel dans le mix énergétique chinois pourrait être favorisé par les projets d'exploitation des gaz non conventionnels, actuellement en cours de développement.

Si la Chine a suspendu le lancement de la construction de nouvelles centrales après Fukushima, elle ne devrait néanmoins pas remettre en cause son programme nucléaire, qui prévoit l'installation de 80 GWe à 2020 et de 200 GWe à l'horizon 2030. Ce marché est clé pour l'avenir du nucléaire civil, puisqu'aujourd'hui il représente 40 % des centrales en construction (25 réacteurs). La Chine renforce ses plans dans le but de se doter d'une industrie complète du recyclage, puis de construire un parc de réacteurs à neutrons rapides. Toutefois, un tel développement du nucléaire ne modifiera pas fondamentalement le mix énergétique chinois, compte tenu de la croissance de ses besoins énergétiques : ces capacités représentent moins de 10 % des capacités électriques totales du pays à ces horizons de temps.

La croissance de la demande énergétique sera tributaire d'autres pays et/ou régions, que sont par exemple l'Inde, qui selon l'ONU[1], rattrapera la Chine en termes de nombre d'habitants autour de 2020 et pourrait atteindre les 1,7 milliard d'habitants en

(1) Variante médium.

2050 alors que la population chinoise retomberait sous les 1,3 milliard d'habitants. A l'instar de la Chine, ce pays s'appuie principalement sur le charbon pour répondre à ses besoins nationaux.

1.2. Les ressources énergétiques et minérales sont abondantes mais des incertitudes pèsent sur leur accessibilité et sur leur prix

La dépendance mondiale aux hydrocarbures soulève une question de sécurité d'approvisionnement. Les réserves prouvées de combustibles fossiles sont abondantes. En effet, d'après le BP Statistical Review of World Energy 2011, les réserves prouvées de pétrole s'établissent à fin 2010 à plus de 40 ans de production actuelle[1] et ce ratio est assez stable depuis plus de 20 ans : l'augmentation des réserves a globalement couvert la production écoulée et sa croissance. De même, les réserves mondiales de gaz sont estimées à près de 60 ans de production actuelle et celles de charbon à près de 120 ans de production actuelle. Le développement du gaz non conventionnel pourrait en outre permettre d'accroître très sensiblement les réserves de gaz dans les années à venir[2].

Néanmoins, au-delà des ressources considérables que renferme le sous-sol, la question de la sécurité d'approvisionnement reste entière. En effet, ces ressources sont concentrées dans un petit nombre de pays. Certains pays gros consommateurs sont par conséquent très dépendants des importations. A fin 2010, les pays de l'OPEP possèdent plus des trois quarts des réserves mondiales de pétrole et assurent plus de 40 % de la production. De même, 55 % des réserves de gaz – hors gaz non conventionnels –, soit 103 000 milliards de mètres cubes (Gm3) sur un total de 187 000 Gm3, se situent dans trois pays : Russie, Iran et Qatar. La Russie, qui en possède quant à elle près du quart, est le deuxième producteur (18,4 %, soit 589 Gm3 sur un total de 3 193 Gm3 en 2010[3]) derrière les États-Unis (19,3 %). Les réserves de charbon sont mieux réparties même si elles se situent principalement aux États-Unis (27,6 %), en Russie (18,2 %) et en Chine (13,3 %). La Chine, qui assure pourtant près de la moitié de la production mondiale de charbon, est devenue importatrice nette, ce qui témoigne de l'importance de ses besoins énergétiques.

L'AIE souligne en outre que la satisfaction de la demande en énergies fossiles nécessitera de remplacer les gisements existants, ce qui entraînera un besoin d'investissements importants dans l'amont pétrolier et gazier. La réalisation de ces investissements est un facteur clé de l'équilibre offre-demande à moyen terme. En d'autres termes, l'AIE considère que le principal problème n'est pas la disponibilité des ressources dans le sous-sol, mais la réalisation en temps utile des

(1) La notion de « durée de vie des réserves prouvées » constitue un indicateur imparfait dans la mesure où il n'intègre pas une double dynamique, celle de la demande mais aussi celle des ressources souvent occultée. Les réserves prouvées évoluent en effet au cours du temps (effets technologique et prix) et la demande progressera dans les prochaines années. La contrainte éventuelle sur l'offre, évoquée par certains pour le secteur pétrolier, doit donc s'analyser dans un cadre global tenant compte à la fois de l'évolution des ressources conventionnelles, non conventionnelles, et de la demande pétrolière. L'équilibre se fera in fine par les prix, reflet a minima des coûts de production et, en cas de déséquilibre, de la nécessité plus ou moins forte de modérer la demande.
(2) Les réserves mondiales de gaz non conventionnels pourraient être équivalentes à celles de gaz conventionnels. Les gaz non conventionnels offrent par ailleurs une meilleure répartition géographique que le gaz conventionnel.
(3) BP (2011), *Statistical Review*, juin.

investissements nécessaires à la mise en valeur de ces gisements, tout en respectant les contraintes environnementales.

Dans ses scénarios, l'AIE revoit à la hausse ses hypothèses de prix du pétrole, 120 $2010/b en 2035 dans le scénario « nouvelles politiques », en raison notamment de l'augmentation du coût marginal d'extraction du baril, de la hausse du prix d'équilibre budgétaire pour les pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, qui se situe désormais autour de 80$/b, ainsi que d'une élasticité-prix plus faible de la demande à mesure que l'utilisation de pétrole se concentre dans des usages non substituables à court terme. Elle considère que le prix du baril pourrait connaître une hausse importante à moyen-terme (2016-2017), jusqu'à 150 $2010/b, si l'investissement dans l'amont pétrolier au Moyen-Orient et en Afrique du Nord était insuffisant.

A court terme, l'approvisionnement pétrolier est soumis à de fortes incertitudes et peut très rapidement se trouver perturbé par des événements d'origine naturelle (tempêtes, typhons) ou technique (catastrophe industrielle), mais aussi géopolitique (blocage par exemple du détroit d'Ormuz) voire terroriste. Le FMI a évalué en avril 2011 dans le World Economic Outlook l'impact potentiel sur l'économie globale de différents scenarios de ralentissement plus ou moins sévère de la production pétrolière. L'étude montre que les effets macroéconomiques peuvent être négligeables (scenario de base d'une baisse progressive et modérée du taux de croissance de la production pétrolière, scenario de meilleure substitution au pétrole) ou dramatiques suivant que l'on considère une baisse progressive ou brutale de l'offre. Si dans le scenario de base qui considère une baisse progressive du taux de croissance de la production pétrolière mondiale de 1 % par an[1], les effets sur l'économie globale sont mineurs[2], un déclin plus important que prévu de la production de pétrole, de l'ordre de 2 % par an, qui ne serait pas compensé par des politiques de maîtrise de la demande ou de substitution, conduirait à une augmentation des prix du pétrole de 800 % sur 20 ans, causant une perte mondiale de PIB de 10 % sur 20 ans, variable selon les régions[3]. L'étude conclut que même s'il est impossible d'évaluer la probabilité de réalisation de tels scenarios, les risques potentiels appellent à une action politique forte et rapide.

La contrainte géologique n'apparaît toutefois pas la plus dimensionnante en première analyse, au regard des autres contraintes susceptibles de peser sur l'offre (manque d'investissements, hausse inéluctable des coûts, difficultés de financement, contraintes d'acceptabilité sociale…). En outre, elle n'apparaîtra que plus tardivement que la contrainte climatique qui sera évoquée dans la section suivante.

Les réserves mondiales en uranium, qui sont suffisamment abondantes pour alimenter le parc actuel de réacteurs nucléaires sur plusieurs décennies, sont réparties de façon plus homogène sur la surface du globe et en particulier dans des zones politiquement stables. Par ailleurs, la faible part du coût de l'uranium dans le coût de production de l'électricité (de l'ordre de 5 %) et la possibilité de stockage de cette ressource en grande quantité du fait de sa densité énergétique contribuent à la sécurité

(1) Au lieu de la tendance historique de 1.8 % par an.
(2) Augmentation des prix du pétrole de 200 % sur 20 ans, et baisse modérée du PIB des pays importateurs à long terme, entre 3 et 5 % sur 20 ans (soit entre 0.15 et 0.25 % par an).
(3) Perte de PIB sur 20 ans dans le scenario 2 % de déclin par an : -10 % en Europe, -15 % aux États-Unis, -20 % en Asie.

d'approvisionnement. A titre d'exemple, la France dispose sur son territoire d'environ 100 jours de consommation de produits pétroliers mais de plus de deux années de consommation d'uranium.

Par ailleurs, le développement des nouvelles technologies de l'énergie pose la question de l'approvisionnement en minerais stratégiques, notamment les terres rares dont la Chine assure aujourd'hui plus de 90 % de la production.

Le principal enjeu de la sécurité d'approvisionnement au niveau mondial n'est donc pas la disponibilité des ressources dans le sous-sol, mais bien l'accès à ces ressources et leur valorisation. Au-delà des risques qu'il fait peser sur l'approvisionnement physique, un manque d'investissement constitue un facteur haussier pour les prix de l'énergie, par ailleurs sensibles à la demande croissante d'énergie au niveau mondial.

1.3. L'impact climatique et l'acceptabilité des politiques énergétiques sont au cœur des préoccupations

Les travaux du GIEC[1] ont montré que les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines étaient responsables du changement climatique en cours. Selon leurs projections, le réchauffement pourrait atteindre jusqu'à 6°C en moyenne à la surface du globe à l'horizon 2100 en fonction des trajectoires d'émissions retenues.

Un accroissement important de la température du globe augmenterait l'occurrence de certains phénomènes climatiques extrêmes (tempête, inondation, canicule, etc.), engendrerait une élévation du niveau des océans, et plus généralement risquerait de modifier profondément les conditions à la surface du globe. Il aurait pour conséquence de mettre en péril de nombreuses populations, et occasionnerait un coût important. La communauté internationale a décidé de se donner comme objectif de limiter la hausse des températures moyennes à 2°C à long terme. Ceci requiert, avec une probabilité de 50 %, que la concentration atmosphérique en gaz à effet de serre ne dépasse pas les 450ppm[2] et que les émissions de gaz à effet de serre soient divisées par deux par rapport à leur niveau de 1990 à l'horizon 2050, soit qu'elles soient divisées par trois par rapport à leur niveau actuel.

En 2010, les émissions du secteur énergétique s'établissaient à plus de 30 milliards de tonnes de CO_2, soit 50 % de plus qu'en 1990[3]. La Chine est le plus gros émetteur depuis 2007 représentant 40 % des émissions de CO_2 liées à l'énergie, devant les États-Unis ; ils représentent à eux deux plus de 40 % des émissions mondiales.

Les politiques actuellement mises en œuvre (y compris les engagements de Cancun) sont de fait insuffisantes pour tenir l'objectif que s'est fixé la communauté internationale. L'AIE estime par exemple dans son scénario « nouvelles politiques » du WEO2011, que ces mesures induisent une trajectoire conduisant à une hausse de la température à long terme d'au moins 3,5°C. L'AIE met par ailleurs en garde contre le retard croissant de mise en œuvre d'une politique climatique ambitieuse qui conduit à la poursuite d'investissements énergétiques inadaptés, trop émetteurs de gaz à effet

(1) Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat.
(2) Partie par million : terme utilisé par les climatologues pour mesurer la concentration de gaz dans l'atmosphère.
(3) AIE (2011), *World Energy Outlook*, p 99.

de serre : les infrastructures actuelles ou en construction (centrales électriques, bâtiments, usines) qui ne seront pas encore arrivées en fin de vie en 2035 et à supposer qu'elles fonctionnent encore, produiront à cette date 80 % du volume d'émissions de gaz à effet de serre compatible avec le scénario « 450 ppm », et si aucune mesure n'est prise d'ici 2017, les infrastructures qui seront en place à ce moment produiront en 2035 100 % des émissions de GES qu'autorise le scénario « 450 ppm », ce qui veut dire que les installations décidées après cette date devraient être « à émissions négatives ».

L'enjeu climatique requiert donc de moins recourir aux énergies carbonées, ce qui nécessite de réduire la demande d'énergie et de développer davantage les énergies décarbonées, que sont aujourd'hui les énergies renouvelables et le nucléaire. L'utilisation des énergies fossiles resterait en partie compatible avec l'objectif de décarbonisation grâce au captage et au stockage du carbone. L'enjeu climatique incite par conséquent à un changement radical du mix énergétique mondial qui doit toutefois être envisagé au regard des autres enjeux énergétiques majeurs.

En termes d'acceptabilité, les priorités varient d'un pays à l'autre. L'exemple du nucléaire est à ce titre illustratif puisque l'accident de Fukushima en mars 2011 a conduit certains pays (Allemagne, Italie) à sortir ou renoncer à l'énergie nucléaire tandis que d'autres, la grande majorité de ceux qui en exploitaient, ont confirmé les programmes électronucléaires en cours.

La compétitivité enfin est une préoccupation majeure au niveau mondial. Les prix des énergies ne reflètent pas toujours les coûts sociaux et environnementaux (externalités) qui sont associés à la production de ces ressources. La recherche de compétitivité conduit aussi, dans un contexte de prix croissant des énergies, à la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande, et rejoint en cela l'enjeu climatique.

La priorité donnée à chacun de ces enjeux dépend pour chaque pays du contexte économique, énergétique, social qui lui est propre, ce qui se traduit par des trajectoires énergétiques sensiblement différentes d'un pays ou d'une région à l'autre.

2. Le contexte énergétique européen

L'Union européenne est responsable d'environ 14 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre alors qu'elle contribue à près de 26 % du PIB mondial en 2010.

Elle a pris la tête des efforts internationaux dans la lutte contre le changement climatique en s'engageant dès 1990 à limiter ses émissions de CO_2, puis en ratifiant le protocole de Kyoto. Dans le cadre des négociations sur la période post 2012, elle a unilatéralement transcrit dans la loi un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 20 %, voire de 30 % en cas d'accord international ambitieux, par rapport au niveau de 1990, avec l'adoption en 2008 du Paquet Energie-Climat.

2.1. Le Paquet Énergie-Climat

Le Paquet Energie-Climat, adopté sous Présidence française de l'UE lors du Conseil Européen des 11 et 12 décembre 2008, est un ensemble de textes législatifs qui vise à lutter contre le phénomène du changement climatique. Il définit les modalités de mise en œuvre de l'objectif européen commun dit « 3 x 20 » qui consiste d'ici 2020 à réduire de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de

1990, à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à 20 % et à améliorer de 20 % l'efficacité énergétique, les deux premiers objectifs étant contraignants. Il est notamment constitué de la directive révisant le régime d'échanges d'émissions de l'Union européenne, d'un texte répartissant les réductions d'émissions entre États membres (pour les secteurs hors quota), et de la directive énergies renouvelables.

La première, qui s'appliquera à partir de 2013, prolonge le système communautaire d'échange de quotas d'émission (ETS[1]) qui fixe le niveau maximum des émissions permises et autorise des échanges de quotas entre les entités auxquelles il s'applique de manière à réduire leurs émissions de façon efficace. Il met en place à partir de 2013 un système de vente aux enchères des quotas qui étaient en majorité alloués gratuitement lors des deux premières périodes du système d'échange. Ce système concerne plus de 10 000 installations situées dans les secteurs énergétiques et industriels représentant près de 40 % du volume global des émissions de gaz à effet de serre de l'Union. Le second s'applique aux secteurs non couverts par le système ETS (transports routiers et maritimes, bâtiments, services, agriculture, et petites installations industrielles) qui sont globalement responsables de 60 % des émissions. L'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre doit être réparti entre les secteurs couverts par le mécanisme communautaire d'échange de quotas d'émissions et les secteurs où les émissions sont diffuses. L'objectif fixé est une réduction de 21 % des émissions du secteur ETS et de 10 % hors secteur ETS en 2020 par rapport au niveau de 2005. Pris ensemble cela conduit à une réduction de 14 % par rapport à 2005, ce qui équivaut à une réduction de 20 % par rapport à 1990. Les efforts portent principalement sur les secteurs couverts par l'ETS car les réductions y sont jugées moins coûteuses. La troisième directive impose que les énergies renouvelables (hydroélectrique, solaire, éolienne, biomasse ou géothermique) représentent en 2020 au moins 20 % de la consommation énergétique totale dans l'UE, alors qu'en 2005 elles n'en représentaient qu'à peine 7 %, et définit des objectifs nationaux contraignants. Elle vise également une part de 10 % de la consommation d'énergie européenne des transports (agrocarburants, biogaz et électricité, et sous réserve qu'il s'agisse bien d'agrocarburants durable).

(1) Emissions Trading System.

Tableau 1 : Déclinaison des objectifs européens « 3 x 20 » par pays

	Objectifs 2020 de réduction des émissions de CO_2 par rapport à 2005	Energies renouvelables
Union Européenne	-14 % (-20 % par rapport au niveau de 1990)	20 %
Allemagne	-14 %	18 %
Autriche	-16 %	34 %
Belgique	-15 %	13 %
Bulgarie	20 %	16 %
Chypre	-5 %	13 %
Danemark	-20 %	30 %
Espagne	-10 %	20 %
Estonie	11 %	25 %
Finlande	-16 %	38 %
France	-14 %	23 %
Grèce	-4 %	18 %
Hongrie	10 %	15 %
Irlande	-20 %	16 %
Italie	-13 %	17 %
Lettonie	17%	40%
Lituanie	15%	23%
Luxembourg	-20%	11%
Malte	5%	10%
Pays-Bas	-16%	14%
Pologne	14%	15%
Portugal	1%	31%
République Tchèque	9%	13%
Roumanie	19%	24 %
Royaume-Uni	-16 %	15 %
Slovaquie	13 %	14 %
Slovénie	4 %	25 %
Suède	4 %	-17 %

Au-delà du paquet Energie-Climat, le Conseil Européen s'est prononcé pour l'atteinte du facteur 4 à l'horizon 2050[1].

2.2. La réalisation progressive du marché unique de l'énergie

Outre le paquet énergie-climat, un autre élément structurant de la politique énergétique européenne est la volonté de constituer un marché unique de l'énergie. Cet objectif, rappelé par le Conseil Européen du 4 février 2011, vise à « permettre à la population de bénéficier de prix plus fiables et compétitifs, ainsi que d'une énergie

(1) Division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à leur niveau de 1990.

plus durable »[1]. Pour l'atteindre, de nombreuses mesures, regroupées en paquets dits « marché intérieur de l'énergie » (MIE) ont conduit les Etats à progressivement ouvrir à la concurrence les activités de production et de fourniture d'énergie, et à accroître l'intégration entre marchés via une meilleure utilisation des interconnexions. Depuis 2007, les consommateurs européens sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz, et depuis le 3 mars 2011 une agence de coopération des régulateurs de l'énergie européenne (ACRE) est chargée de l'harmonisation des règles d'utilisation des réseaux et des marchés. La constitution d'un marché unique de l'énergie a pour effet d'accroître la solidarité et l'interdépendance des pays européens, et d'optimiser l'utilisation des moyens de production. Cette optimisation s'accompagne d'un alignement des prix sur le marché de gros qui induit des effets redistributifs entre producteurs et consommateurs et entre pays. L'impact réel de ces mesures sur les prix finaux payés par le consommateur, tendanciellement à la hausse en raison d'une tendance fondamentale à la hausse des coûts, est actuellement sujet à débat. Les Etats membres restent libres du choix de leur mix énergétique, comme le rappelle le traité de Lisbonne.

2.3. Les enjeux du mix énergétique européen

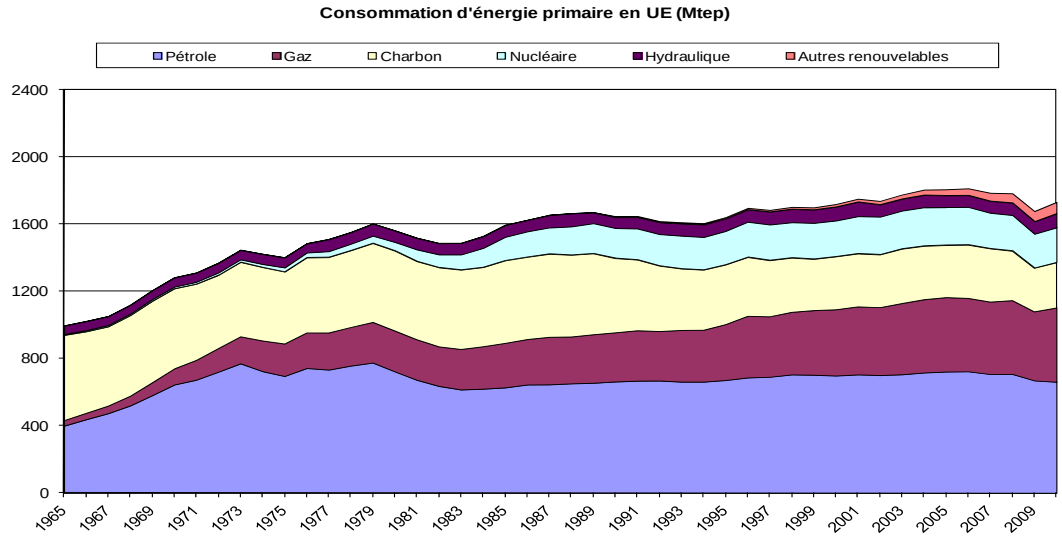
- **Le mix énergétique européen**

La consommation d'énergie primaire de l'Union européenne est quasi-stable depuis la fin des années quatre-vingts, à la différence de l'évolution mondiale. En revanche, la structure du mix européen est très proche de celle du mix mondial, la part des énergies fossiles s'élevant aussi à près de 80 % et dans des proportions très similaires pour les différents types de ressources, même si le charbon y est moins présent, au profit du nucléaire et des énergies renouvelables (38 % pour le pétrole, 26 % pour le gaz et 16 % pour le charbon).

On note toutefois une tendance à la décarbonisation du mix énergétique européen depuis les deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 avec la substitution progressive du pétrole et du charbon par le nucléaire et le gaz depuis la fin des années soixante-dix.

(1) Commission européenne (2010), *A strategy for competitive, sustainable and secure energy*, COM(2010) 639/3.

Graphique 3 : Consommation d'énergie primaire dans l'Union européenne (Mtep)



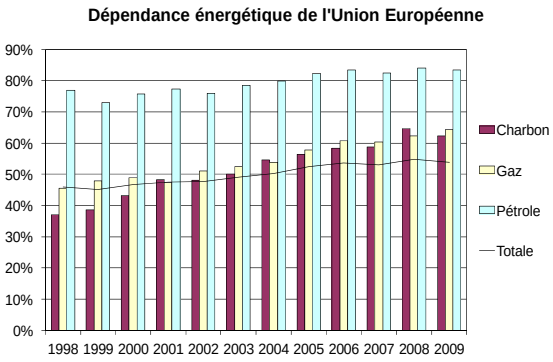
Source : BP Statistical Review of World Energy, juin 2011

Ce panorama général cache de grandes disparités au sein de l'Union Européenne. A titre d'exemple, la Suède est le pays dont le mix est le plus décarboné grâce au nucléaire et à l'hydraulique, recourant pour moins de 34 % de sa consommation d'énergie primaire aux énergies fossiles, suivie par la France dont le mix est décarboné à près de 49 %. A l'autre bout du spectre, la part des énergies fossiles dans la consommation d'énergie primaire de la Pologne, des Pays-Bas, de la Grèce, de l'Irlande, pour ne citer que les principaux, dépasse 90 %.

- **Pour faire face à la croissance de ses importations, l'Europe a diversifié ses sources d'approvisionnement mais la Russie est un partenaire essentiel**

L'Europe est particulièrement dépendante du reste du monde pour son approvisionnement énergétique puisqu'elle dispose de peu de ressources sur son territoire au regard de ses besoins. A titre indicatif, elle importe plus de 80 % de ses besoins en pétrole, et plus de 60 % de ses besoins en gaz et charbon et la part importée est croissante sur les dix dernières années.

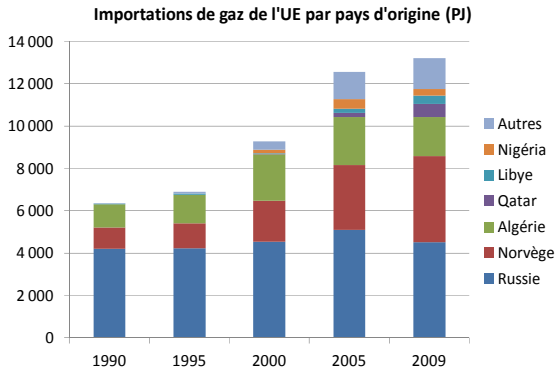
Graphique 4 : Dépendance énergétique de l'Union européenne



Source : Eurostat

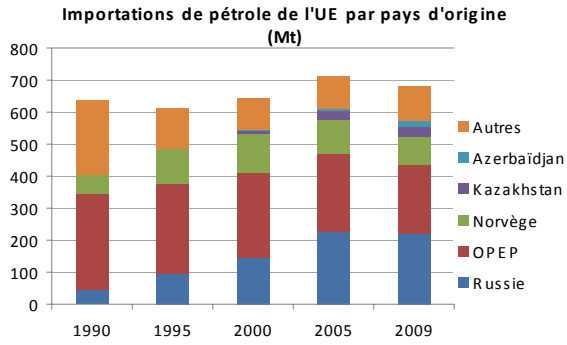
Compte tenu de sa situation d'importatrice nette d'énergie, l'Union Européenne a largement diversifié ses approvisionnements afin de les sécuriser. Le gaz importé provenait à plus des deux tiers de Russie dans les années quatre-vingt-dix, il n'en provient plus que pour un tiers aujourd'hui. De même, pour ce qui concerne le pétrole, la part des importations réalisées auprès de l'OPEP s'est considérablement réduite au cours du temps, notamment au profit de la Russie.

Graphique 5 : Importations de gaz de l'UE par pays d'origine (en PJ)



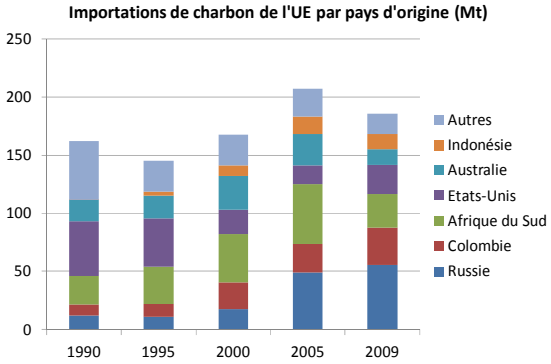
Source : Eurostat

Graphique 6 : Importations de pétrole de l'UE par pays d'origine (Mt)



Source : Eurostat

Graphique 7 : Importations de charbon de l'UE par pays d'origine (Mt)



Source : Eurostat

La Russie est aujourd'hui un partenaire prépondérant pour l'approvisionnement énergétique de l'Europe ; elle lui fournit environ le tiers de ses importations de pétrole, de produits raffinés, de gaz et de charbon.

Compte tenu de la forte diésélisation du parc automobile européen le gazole constitue la majeure partie de la consommation de carburants en Europe. En revanche, l'offre de raffinage, qui est relativement inélastique (une raffinerie produit pour moitié environ du gazole et du fuel domestique, le reste étant constitué d'essence, de fioul lourd et de kérosène), ne permet pas de répondre entièrement à cette demande, sauf à mettre en œuvre de lourds investissements qui devront être économiquement justifiés, d'où un surcroît d'importations. La Russie est en particulier un fournisseur important de gazole/FOD pour certains pays européens dont la France.

Enfin, l'Europe recourt pour une part significative à l'électricité nucléaire et aux énergies renouvelables, ce qui contribue à l'amélioration de sa sécurité énergétique en diversifiant la palette de ses approvisionnements. La sécurité énergétique est en effet redevenue une préoccupation de premier plan au niveau européen qui se présente sous plusieurs formes (voir aussi le chapitre 3). La vulnérabilité d'une filière énergétique peut se mesurer en fonction de nombreux critères (court, moyen et long terme, origine des approvisionnements, acceptabilité, fiabilité, etc.) qui font notamment l'objet de réglementations et d'analyses périodiques de la Commission européenne (« Strategic Energy Reviews »).

L'approvisionnement en uranium de l'Union européenne et de la France

La consommation d'uranium des réacteurs européens est de l'ordre de 18 000 tonnes par an (environ 8000 tonnes pour la France). La très grande densité énergétique de l'uranium permet notamment de constituer des stocks stratégiques de plus de deux années qui mettent très largement à l'abri des chocs de cours de ce métal, lesquels se sont déjà produits dans le passé. Les coûts de l'uranium naturel sont très modestes au regard de l'énergie produite (moins d'un milliard d'euros/an pour le parc français, soit moins de 5 % du coût de production de l'électricité d'origine nucléaire).

Les ressources disponibles à un coût d'extraction économique sont abondantes (90 années de consommation pour les ressources identifiées à coût d'extraction économique et près de 200 années si l'on inclut les ressources non encore identifiées) et réparties de façon homogène sur l'ensemble du globe, limitant les risques géopolitiques. La France importe de l'uranium de plusieurs grands pays miniers (Canada, Niger, Kazakhstan, Australie…) et EDF diversifie les zones géographiques (6 pays actuellement) et les producteurs (7 fournisseurs actuellement). Toutefois, l'uranium est intégralement importé ce qui pourrait être un facteur de vulnérabilité en cas de développement massif du parc électronucléaire mondial sans que la 4ème génération ne soit opérationnelle.

AREVA, principal fournisseur d'EDF, contribue à la stabilité d'approvisionnement, en étant le premier fournisseur d'uranium au monde, et à sa sécurité par la maîtrise, sur le territoire national – à l'exception de la mine –, de l'ensemble de la chaîne de production et de traitement du combustible nucléaire. La France a fait le choix du cycle fermé du combustible, mettant en œuvre le traitement et le recyclage du combustible usé. Cette stratégie permet potentiellement de réduire de 25 % les importations d'uranium naturel. En pratique, la totalité de l'uranium issu du traitement n'est pas réutilisée de sorte que l'économie de matière première est aujourd'hui de l'ordre de 17 %.

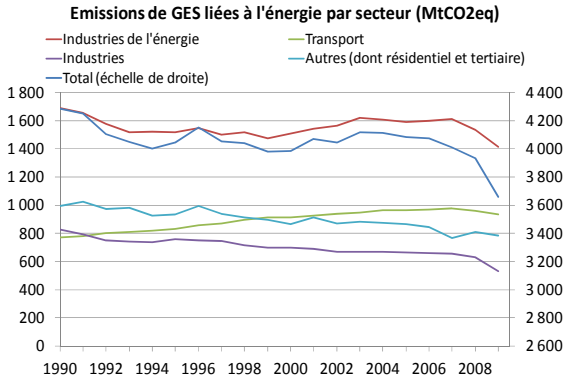
A plus long terme, le recours aux réacteurs à neutrons rapides de 4ème génération permettrait de s'affranchir totalement de l'importation d'uranium en ne consommant que les stocks d'uranium appauvri disponibles sur le territoire français.

- **Consommation d'énergie finale et émissions de GES par secteur**

Si l'on occulte les effets de la crise économique de 2009, la consommation d'énergie finale est en croissance lente mais continue dans les secteurs des transports et des services depuis les années quatre-vingt-dix dans l'Union Européenne et est en revanche stable dans le secteur résidentiel et en léger déclin dans l'industrie, traduisant l'accroissement de l'efficacité énergétique, mais aussi la tertiarisation progressive de l'économie européenne.

Le secteur des transports est le premier poste de consommation d'énergie en Europe, sa part dans la consommation d'énergie finale atteignant 33 %, devant les secteurs résidentiel (27 %), de l'industrie (24 %), tertiaire (13 %) et de l'agriculture (2 %). Au vu de cette analyse, la mobilité apparaît actuellement comme un besoin majeur au niveau européen. Elle repose aujourd'hui essentiellement sur l'usage du pétrole (à plus de 90 %). Elle sera donc au cœur des enjeux pour l'atteinte des objectifs de réductions des émissions de gaz à effet de serre et notamment du facteur 4 à l'horizon 2050 puisque les transports représentent près de 25 % des émissions de GES du secteur de l'énergie, juste derrière le secteur de la production d'électricité (38 %), et devant les secteurs de l'industrie (15 %) et les autres (21 %), incluant résidentiel et tertiaire.

Graphique 8 : Emissions de GES liées à l'énergie par secteur (Mt CO_{2eq})



Source : Eurostat

Le rôle prépondérant du secteur de la production d'électricité dans les émissions de GES liées à l'énergie s'explique par la part importante et croissante de l'électricité dans la consommation finale d'énergie, et par la part des énergies carbonées dans le mix électrique européen[1], même si le nucléaire était la première source de production en 2008 (28 %) : le charbon dont la part a significativement diminué en dix ans au profit du gaz et des énergies renouvelables, comptait encore pour 27 % de la production d'électricité, devant le gaz (24 %), les EnR (18 %) et le pétrole (3 %). Ceci explique que la Commission Européenne accorde une attention particulière à la réduction des émissions de ce secteur. Lorsque l'on considère le critère des émissions de CO_2, certains pays sont déjà très « vertueux » dans le domaine de la production d'électricité, comme la France, ou la Suède qui disposent d'un mix électrique décarboné à plus de 90 %, grâce notamment au recours à l'électricité nucléaire et à l'hydraulique. Par conséquent, l'atteinte du facteur 4 passera pour ces pays principalement par la décarbonisation des autres secteurs.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, le gaz joue un rôle prépondérant devant l'électricité, le pétrole et les renouvelables, la part du charbon y étant très marginale. Dans le secteur de l'industrie, l'électricité et le gaz dominent, devant le pétrole et le charbon, la chaleur et les renouvelables.

2.4. Les perspectives

La Commission Européenne a publié le 15 décembre 2011 sa feuille de route « Energie 2050 ». Celle-ci s'inscrit dans un objectif de réduction des émissions de CO_2 de 80 à 85 % à l'horizon 2050 par rapport à leur niveau de 1990 conformément à la décision du Conseil Européen du 4 février 2011, et comme déclinaison pour le secteur de l'énergie de la feuille de route « Economie bas carbone à 2050 » publiée en mars 2011. Cet objectif ambitieux nécessite une profonde évolution des systèmes énergétiques qui, selon la Commission Européenne, doit être engagée dès à présent.

La feuille de route Energie 2050 a pour objectif d'illustrer ce que pourraient être des trajectoires possibles du système énergétique européen pour atteindre le facteur 4 à l'horizon 2050 en conciliant par ailleurs deux autres objectifs fondamentaux de la politique énergétique que sont la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement. La Commission estime par ailleurs qu'une coordination accrue des politiques énergétiques au sein de l'UE est nécessaire et que sa feuille de route est un élément

(1) En 2008, source Eurostat.

de réponse. En effet, les choix individuels impactent directement les autres pays membres, notamment pour ce qui concerne la production d'électricité où les modes de production ne sont pas indépendants du développement des réseaux, ce qui pose par ailleurs la question de leur mode de financement. Elle juge enfin qu'il y a un besoin prégnant de fixer une trajectoire au-delà des engagements de 2020, afin de donner la visibilité nécessaire aux investisseurs et de réduire les incertitudes qui constituent un obstacle majeur aux investissements.

S'appuyant sur la feuille de route pour une économie bas carbone dont les résultats montraient que la trajectoire au meilleur coût passait par des réductions d'émissions de 25 % en 2020, 40 % en 2030 et 60 % en 2040, la Commission Européenne a élaboré 6 scénarios énergétiques à 2050 cohérents avec le facteur 4 et un scénario de référence aboutissant à une réduction des émissions de GES de 40 % à cet horizon. Tous ces scénarios font des hypothèses très ambitieuses en termes d'efficacité énergétique et de développement des EnR. Ils prévoient des réductions de consommation allant de 32 à 41 % et une progression des EnR dont la part dans la consommation d'énergie primaire est portée entre 40 et 60 % contre 10 % aujourd'hui, leur part dans le mix électrique atteignant, dans l'un des scénarios, 97 %. Les hypothèses volontaristes d'évolution des coûts des renouvelables retenues par la Commission, ainsi que les hypothèses de facilitation de leur développement par les politiques mises en œuvre, se traduisent en effet par une compétitivité accrue de ces modes de production[1]. La part du nucléaire varie entre 3 et 18 % selon les scénarios envisagés (contre 14 % actuellement), en fonction des hypothèses retenues sur les suites de l'accident de Fukushima[2]. La Commission note toutefois que les scénarios où la part du nucléaire est la plus importante ont le coût le plus faible[3]. Dans tous les scénarios, l'électricité est amenée à jouer un rôle accru, comme vecteur de « décarbonisation ». Dans tous les scénarios, et notamment le scénario « part élevée des EnR », la Commission européenne relève qu'il devient urgent de disposer d'infrastructures adéquates pour la distribution, l'interconnexion et le transport de longue distance d'électricité.

La Commission prône un effort accru de R&D pour atteindre ces objectifs. Elle considère toutefois que les ruptures technologiques sont improbables avant 2030 : les scénarios de la Commission envisagent donc des changements du mix énergétique à cet horizon, mais avec les technologies aujourd'hui disponibles. C'est à plus long terme que la mise en place de nouvelles technologies aura un rôle central, alors que les incertitudes sur le futur énergétique sont nombreuses, tant en termes de géopolitique, de prix, de croissance économique que de comportement. Parallèlement, les développements technologiques espérés ne sont pas tous certains (CSC[4], réseaux intelligents, stockage massif de l'électricité…). De ce fait la Commission insiste à juste titre sur la nécessaire flexibilité des scénarios.

Les pages qui suivent vont désormais examiner les stratégies que développent deux grands pays européens, le Royaume-Uni et l'Allemagne pour répondre aux enjeux climatiques, de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité dans ce contexte

(1) Voir p.3 de l'annexe1 accompagnant la communication de la Commission sur sa feuille de route énergie 2050.
(2) Voir p.17 de l'annexe1 accompagnant la communication de la Commission sur sa feuille de route énergie 2050.
(3) Voir p.9 de la communication de la Commission sur sa feuille de route énergie 2050.
(4) Captage et stockage du carbone.

d'incertitudes à long terme, avant de se focaliser sur le cas de la France dans le chapitre suivant.

3. Les politiques contrastées de nos voisins européens

Les politiques énergétiques s'appuient sur des technologies différentes d'un pays à l'autre. Au-delà des enseignements que l'on peut tirer des exemples étrangers, l'histoire ne s'arrête pas là. Le marché électrique européen permet aux pays d'équilibrer l'offre et la demande nationale. Ainsi les orientations d'un pays affectent de *facto* l'ensemble du marché.

3.1. L'Allemagne accélère sa sortie du nucléaire

Les systèmes énergétiques allemands et français sont difficilement comparables. L'Allemagne diffère sensiblement de la France par sa population (1,3 fois celle de la France), par sa densité de population (deux fois celle de la France), par la structure de son économie (importante valeur ajoutée de l'industrie en comparaison de celle de la France), et par la structure de son mix énergétique. L'Allemagne a ainsi produit, en 2010, 625 TWh d'électricité (soit 10 % de plus que l'électricité produite en France), pour plus de moitié à partir de centrales thermiques (principalement de charbon). Le nucléaire représente un peu moins d'un quart de la production électrique. Par ailleurs, la part du gaz y est bien plus élevée qu'en France, dans les usages thermiques comme électriques.

Tableau 2 : Bilan des consommations énergétiques en 2010 en Allemagne

Energie primaire	**334 Mtep**
Pétrole	33,3 %
Gaz	21,9 %
Charbon	23,0 %
Nucléaire	10,9 %
Renouvelables	9,4 %
Autres	1,5 %
- Production énergétique	95 Mtep
- Pertes, usages non énergétiques	23 Mtep
Energie finale	**216 Mtep**
Industrie	28,1 %
Transport	28,2 %
Résidentiel	28,5 %
Services	15,2 %

Source : BMWi

Daté de septembre 2010, le *Energiekonzept* offre une vision de ce que pourrait être le mix énergétique allemand à 2050. Il répond aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre de moyen et de long termes : 40 % d'ici à 2020 (dans le cadre du paquet Energie Climat), 55 % à 2030, 80-95 % à 2050 (par rapport à 1990).

- **Les détails de la politique énergétique allemande**

Publié avant la catastrophe de Fukushima en septembre 2010, le *Energiekonzept* indique qu'un respect des objectifs d'émissions passe nécessairement par une diminution de la demande d'énergie primaire et par un mix énergétique davantage tourné vers les énergies renouvelables. Conformément à la volonté générale (partagée

par la population, mais également les industriels), l'Allemagne prévoyait d'ores et déjà que cette transition énergétique s'accompagne d'un abandon du nucléaire (aux alentours de 2030-2035) au profit des énergies renouvelables, telles que l'éolien *offshore* et le solaire. La décision prise par le gouvernement allemand au lendemain de l'accident de Fukushima de fermer huit centrales en 2011 n'a fait qu'accélérer une sortie déjà annoncée du nucléaire et revenir, pour la période postérieure à 2023, à la décision déjà prise en 2002. Autre pierre angulaire du Energiekonzept, l'objectif de baisse de l'énergie primaire de 50 % à 2050 est particulièrement ambitieux. Pour autant cet objectif ne dépendra pas seulement d'actions d'efficacité énergétique, mais également d'une dynamique démographique propre à l'Allemagne : le gouvernement prévoit qu'en 2050, l'Allemagne comptera 10 millions d'habitants en moins, se traduisant par une baisse de l'énergie primaire d'environ 10 % par rapport au niveau de 2008. Le reste de l'effort sera réalisé grâce à des actions d'efficacité énergétique dans les bâtiments, les transports et l'industrie (pour un investissement évalué à 17 milliards d'euros par an). Reste encore à définir précisément les mécanismes de financement en jeu.

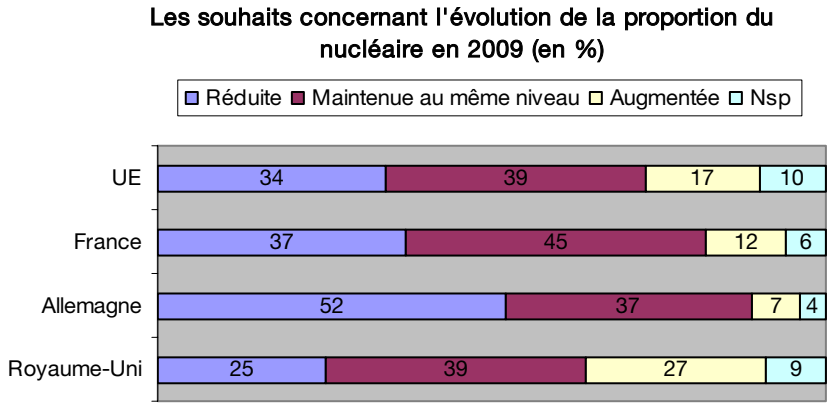
Tableau 3 : Les objectifs sectoriels du Energiekonzept

	Climat	Energies renouvelables		Efficacité			
	GES (vs 1990)	% de l'électricité	% de l'énergie primaire	Énergie primaire (vs 2008)	Électricité (vs 2008)	Efficacité énergétique	Rénovation des bâtiments
2020	- 40 %	35 %	18 %	- 20 %	- 10 %	Augmente de 2,1 % par an	Rythme de rénovation doublé d'ici à 2020 : de 1 % à 2 % ; Abaissement des besoins de chauffage de 80 % d'ici à 2050
2030	- 55 %	50 %	30 %				
2040	- 70 %	65 %	45 %				
2050	- 80 – 95 %	80 %	60 %	- 50 %	- 25 %		

L'Allemagne a toujours été l'un des pays européens les plus réservés quant au recours à la technologie nucléaire, même avec une expérience industrielle au préalable dans cette filière[1]. L'histoire de cette opposition marque un tournant en 2000 quand le gouvernement rouge-vert (SPD et Grünen) et les grosses entreprises énergétiques s'entendent sur un « consensus nucléaire », visant l'abandon progressif de l'ensemble des centrales nucléaires. La loi de 2002 en fixe les termes : un arrêt progressif des différents réacteurs après 32 ans d'exploitation (soit au plus tard en 2021). Les différentes crises entre la Russie et ses voisins (Biélorussie, Ukraine) ont ravivé la controverse sur l'utilisation de l'énergie nucléaire, réponse possible à la sécurité énergétique. En 2010, la loi sur l'atome de 2002 est amendée : un allongement de la durée d'exploitation des centrales existantes est décidé, sans que cette décision ne remette en cause la sortie du nucléaire à plus long terme.

(1) Commission européenne (2010), « Les Européens et la sûreté nucléaire », *Eurobaromètre spécial*, 324, mars.

Graphique 9 : Sondage relatif à l'évolution de la proportion souhaitée du nucléaire



Source : Eurobaromètre 324

La catastrophe nucléaire de Fukushima a conduit le gouvernement allemand à revoir les assouplissements adoptés en 2010 quant à l'avenir du nucléaire. Ainsi, toutes les centrales nucléaires devraient être arrêtées d'ici à 2022 : 8 centrales en 2011[1] et les 9 centrales restantes entre 2012 et 2022.

- **Des interrogations et des incertitudes**

Le mix énergétique, tel que décrit par le *Energiekonzept*, soulève d'importantes interrogations. En effet, il repose sur une volonté de garantir aux filières industrielles renouvelables un marché national, vitrine aussi d'une technologie allemande éprouvée. La capacité d'exportation de l'Allemagne est un facteur clef dans les retombées socio-économiques du *Energiekonzept* avec un doublement possible des emplois nets créés à 2020 et 2030 dans le cas le plus favorable[2]. S'il est clair que, dans son audition par la Commission, le représentant allemand[3] a été plutôt confiant sur l'avenir de l'industrie éolienne allemande, des incertitudes plus fortes pèsent sur la filière solaire. Les tarifs d'achat (loi EEG) sont fortement critiqués : le soutien à la filière photovoltaïque pourrait en effet s'élever à près de 7 Mrds € en 2012, soit la moitié des surcoûts liés au développement des énergies renouvelables. Ces chiffres résultent des capacités photovoltaïques importantes raccordées ces deux dernières années : 7,5 GW en 2011 et 7,4 GW durant l'année 2010. Les tarifs d'achat sont d'autant plus critiqués que la moitié des nouveaux panneaux proviendrait désormais d'entreprises chinoises, dont les prix particulièrement compétitifs ont durement frappé l'industrie allemande : deux des plus importantes sociétés de production de panneaux solaires photovoltaïques ont ainsi fait faillite en Allemagne dans les derniers mois de l'année 2011. Les dirigeants de la majorité ont appelé à des mesures urgentes afin de stabiliser les surcoûts : en réponse, le gouvernement devait formuler des propositions fin janvier 2012.

Au-delà des aspects industriels, l'intégration de 80 % d'énergies renouvelables dans la production électrique nécessitera une adaptation du réseau électrique et des

(1) En réalité, la décision d'Angela Merkel n'implique que 7 centrales, la huitième ayant du être arrêtée dans tous les cas.
(2) U. Lehr et al. (2011), *Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt*, BMU, juillet.
(3) Présentation par le Dr Mager (BMWi) à la Commission le 16 décembre 2011 "The transformation of energy policy in Germany".

innovations technologiques importantes. L'intermittence des énergies éolienne et solaire n'est pas un problème tant que d'autres moyens de production peuvent fonctionner en cas d'un arrêt de la production. Les capacités de stockage ou les capacités de back-up doivent néanmoins être dimensionnées de telle sorte qu'elles puissent répondre aux creux de production des énergies intermittentes. Celles-ci devront donc être d'autant plus importantes que la part des énergies renouvelables augmente dans le système allemand. A 2050, l'Allemagne envisage d'utiliser des centrales thermiques, et des capacités de stockage (stockage de l'électricité issue de l'éolien ou du solaire quand la production est supérieure à la demande, puis restitution de cette électricité en cas de besoin). De plus, elle n'exclut pas de faire fonctionner des centrales au charbon, grâce au développement de la technologie de CSC (captage et stockage du carbone) permettant d'éviter d'émettre des GES. Pour le moment, la contestation des Länder, reflétant aussi celle de la population, a conduit le gouvernement à revenir sur ses projets de démonstration de CSC. Les technologies de stockage de l'électricité font partie de la panoplie des innovations essentielles pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables, même si aujourd'hui aucune technologie compétitive ne semble émerger. Le gouvernement suscite d'importantes recherches sur ce sujet et n'exclut aucune hypothèse a priori, y compris celle, particulièrement onéreuse, consistant à produire de l'hydrogène à partir de l'énergie éolienne en surplus et de le stocker, soit dans le réseau gazier, soit sous forme de méthane, ce qui permet ensuite de retransformer ces vecteurs en électricité en cas de baisse du régime de vent[1].

A court terme, lors des baisses de production, l'Allemagne envisage de recourir davantage à des centrales au charbon et aux importations d'électricité, ce qui pourrait créer des problèmes sur le réseau électrique européen, notamment si l'on considère que d'autres pays se lanceront dans des programmes d'énergies renouvelables massifs. En décembre 2011, la stabilité du réseau allemand a ainsi été assurée par des importations en provenance d'Autriche. La question de la compatibilité du Energiekonzept avec d'autres plans nationaux reste donc entière, notamment dans le domaine de l'électricité. A certains moments, le volume de la production éolienne et photovoltaïque est tel que le réseau allemand est fortement excédentaire ce qui oblige non seulement la France, mais aussi les Pays-Bas, la Pologne et la République Tchèque à recevoir d'importantes quantités d'électricité. Certains voisins de l'Allemagne, notamment la Pologne, envisagent ainsi de bloquer le surplus d'électricité à la frontière.

Le *Energiekonzept* prend aussi pleinement en compte la nécessaire adaptation des réseaux électriques, et le développement du réseau de transport, tant au niveau des interconnexions que du réseau national allemand. La DENA[2] a ainsi précisé que la construction de 4 300 km de ligne THT serait nécessaire pour permettre de conserver le même niveau de sureté du système électrique. Aujourd'hui seules 10 % de ces lignes ont été construites, notamment pour des problèmes d'acceptabilité. Conscients des enjeux, le gouvernement et le législateur allemands souhaiteraient adopter une loi visant à accélérer les procédures d'autorisation de ces lignes et à en faciliter l'acceptabilité, soit en déclarant au niveau législatif leur caractère d'utilité publique, soit en simplifiant et en raccourcissant les procédures administratives qui se superposent pour leur autorisation.

(1) Le rendement total de ce processus est néanmoins particulièrement faible comme le montre le chapitre trois.
(2) Deutsche Energie-Agentur

L'implantation des énergies renouvelables doit se faire dans les endroits les plus adéquats, éolien *offshore* en mer du Nord et solaire dans les Länder du Sud, mais nécessite de développer le réseau de transport Nord-Sud, afin d'alimenter notamment les installations industrielles situées au sud. Cette construction présente cependant certaines difficultés : l'opérateur de réseau TenneT (opérateur public néerlandais), qui a racheté le réseau d'E.ON (réseau qui traverse l'Allemagne du nord au sud, sur lequel seront raccordés les parcs offshore), a d'ores et déjà fait part de difficultés à financer les raccordements des éoliennes en mer, considérant que les taux de rémunération des investissements, fixés par le régulateur allemand, n'étaient pas suffisamment incitatifs.

Les investissements nécessaires au tournant énergétique sont estimés à quelques 250 Md€[1] (évaluation faite avant la décision du gouvernement d'arrêter prématurément certaines centrales nucléaires), auxquels s'ajoute un surcoût lié à la sortie prématurée du nucléaire estimé à 16,4 Md€[2]. Ces investissements comprennent le développement d'unités de production, mais aussi l'amélioration de l'efficacité énergétique, et l'adaptation du réseau électrique. L'Allemagne prévoit ainsi la construction de 10 GW de centrales thermiques dans les deux ans, puis de 10 GW supplémentaires d'ici 2020. Les industries, notamment les électro-intensifs, risquent de subir une hausse de prix de l'énergie importante, et donc un renchérissement des coûts de production. Néanmoins, le gouvernement, conscient de ce risque, prévoit d'aider ses industriels, afin que ce tournant énergétique n'induise pas une perte de compétitivité. Ainsi l'ensemble des revenus de l'ETS abonderont un fonds (Energy & Climate Fund), dans le but notamment de compenser la hausse des prix de l'électricité pour certains électrointensifs. La compatibilité de ce mécanisme avec les directives européennes est encore à l'étude au sein de l'administration allemande qui doit le proposer à la Commission européenne.

Le gouvernement choisissant de préserver la compétitivité des industriels, le surcoût de la politique énergétique allemand devrait donc être supporté par les entreprises (hors électrointensifs), mais surtout par les particuliers. Rappelons ici que la précarité énergétique est un problème tout aussi important (si ce n'est plus) qu'en France. Les Allemands paient déjà beaucoup plus cher leur électricité que les Français.

(1) kfW
(2) EWI, GWS, Prognos (2011), *Energieszenarien 2011*, Projekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, juillet.

Tableau 4 : Estimation (antérieures à Fukushima) des investissements nécessaires au *Energiekonzept* de l'Allemagne d'ici 2020

Secteur d'investissement	Montant des investissements d'ici 2020	Source
Développement de l'électricité d'origine renouvelable	144,6 Md€	scénario directeur du BMU 2010
Investissement dans le domaine de la chaleur renouvelable	62 Md€	scénario directeur du BMU 2010
Investissement annuel dans l'amélioration de l'efficacité énergétique	13 - 17 Md€ par an	estimation de l'institut GWS[1]
Développement des réseaux *(selon le type de technologie envisagée)*	9,7 à 29 Md€	estimation de la DENA
Construction de 10 GW supplémentaires de centrales thermiques *(conformément aux objectifs du gouvernement)*	5,5 à 10 Md€	estimation de la banque KfW
Total	**238,8 à 262,6 Md€**	

Source : KfW-Research Akzente (Nr. 48, August 2011) – Energiewende in Deutschland – Ein einstieg in das postfossile Zeitalter ?, Estimations construites par la KfW en regroupant un ensemble d'études antérieures à la catastrophe de Fukushima

- **Les conséquences à court terme d'une sortie accélérée du nucléaire**

Dans un premier temps, l'Allemagne devrait recourir davantage aux centrales thermiques, fonctionnant notamment au charbon et au gaz. Les émissions de GES devraient donc augmenter à court terme. L'approvisionnement de gaz devient ainsi un enjeu de premier ordre : le gazoduc Nord Stream reliant la Russie à l'Allemagne via la mer Baltique, inauguré en septembre 2011, est un pas en avant vers une utilisation accrue de gaz. Mais l'Allemagne pourrait également connaître des difficultés à construire suffisamment de centrales thermiques pour compenser la fermeture des centrales nucléaires et répondre aux besoins de *back-up* liés au développement des énergies renouvelables. En effet, leur fonctionnement devrait être limité aux périodes de faible vent ou de faible ensoleillement, et, ce, d'autant plus que les énergies renouvelables prennent de l'importance dans le système électrique allemande : leur rentabilité est donc loin d'être assurée. De plus, le prix du gaz pourrait augmenter dans les années à venir, rendant ces centrales moins compétitives. Conscients de ces problèmes de financement, plusieurs acteurs de l'énergie demandent la mise en place d'un nouveau mécanisme de marché. Le gouvernement allemand avait prévu d'aider les « petits » producteurs à financer ces projets à l'aide du fonds *Energie & Climate*, mais la Commission européenne a souhaité que ce fonds n'accompagne que les projets de centrales thermiques équipées d'un système de capture et stockage du CO_2. Or, pour le moment, la loi sur le CSC est au point mort.

Le pays devrait également faire appel aux importations d'électricité, ce qui aurait des impacts non négligeables sur le réseau européen, et notamment français. En effet, en 2010, si la France était exportatrice nette vis-à-vis de l'Europe, elle était importatrice

(1) GWS (2010), Klimaschutz, Energieeffizienz und Beschäftigung – Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland, Berlin. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_energieeffizienz_bf.pdf.

nette d'électricité vis-à-vis de l'Allemagne. En 2011, la France est exportatrice nette vis-à-vis de l'Allemagne. Selon RTE, en hiver, ces arrêts de réacteurs nucléaires font apparaître des congestions sur le réseau allemand (crainte également exprimée par l'Agence fédérale des réseaux, la BNetzA), ce qui a notamment pour effet de diminuer les capacités d'importation de la France d'1 GW environ[1]. Si l'hiver doux a permis d'atténuer les tensions sur le système électrique allemand à court terme, la situation restera néanmoins tendue à l'horizon 2013, et surtout 2015 (avec la mise hors réseau d'un réacteur nucléaire supplémentaire).

L'annonce du moratoire sur le nucléaire en Allemagne a aussi induit une inversion du différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand à partir du 15 mars, le prix spot allemand devenant supérieur au prix spot français ; ce différentiel de prix s'est creusé de juin à mi-septembre sous l'effet de la disponibilité du parc nucléaire français durant l'été. A l'approche de l'hiver, les prix se rapprochent de nouveau sous l'effet de la hausse de la consommation française.

- **En conclusion**

L'*Energiekonzept* de l'Allemagne, antérieur aux événements de Fukushima, reposait déjà sur une réduction de moitié de la demande énergétique à l'horizon 2050 (permise en partie par la baisse de la démographie allemande), d'une sortie du nucléaire et d'un recours substantiel aux énergies renouvelables. La sortie prématurée du nucléaire, décision prise après Fukushima, sera compensée par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement), à une accélération des énergies renouvelables ainsi qu'aux importations électriques. Ainsi se pose la question de la compatibilité de cette nouvelle stratégie avec les enjeux climatiques ou encore avec les autres politiques énergétiques nationales. La stabilité du réseau électrique allemand, mais aussi européen, soumis à de fortes fluctuations (liées à l'intermittence de certaines énergies), la faible rentabilité des nouvelles centrales à gaz, qui ne seront appelées à fonctionner qu'en *back up*, le développement des lignes électriques, la maîtrise des coûts du système de soutien aux énergies renouvelables sont autant d'enjeux et de défis que l'Allemagne doit relever dans les prochaines années.

A 2050, la division par deux de la consommation d'énergie primaire, qui conditionne la réduction des émissions de gaz à effet de serre, constitue un pari extrêmement ambitieux.

3.2. Le Royaume-Uni revient à plus de régulation et maintient son programme nucléaire

Le secteur de la production d'électricité constitue le plus gros poste d'émissions (avec 34 %). Il faut dire que le charbon a longtemps dominé le mix électrique du pays. Le gaz a progressivement pris une place de choix, avec, dans un premier temps, la découverte d'importants champs gaziers en mer du Nord dans les années 70, suivie d'une privatisation des marchés de l'énergie. Aujourd'hui près des trois quarts de l'électricité est produite à partir de charbon et de gaz (suivis du nucléaire avec 16 %).

(1) Les capacités d'interconnexion France-Allemagne sont de 3 GW. RTE a identifié que celles-ci pourraient diminuer de 2 GW en cas de tension sur le réseau du sud de l'Allemagne, mais qu'en contrepartie la France gagnerait en capacité d'importation depuis la Belgique, soit une perte nette de 1 GW pour l'ensemble des capacités d'import.

Le Royaume-Uni est confronté à un double défi : d'une part, celui de renouveler massivement des centrales vétustes au charbon ou des centrales nucléaires d'ici 2020, d'autre part celui de mettre en place une économie bas carbone. Le gouvernement britannique est ouvert au recours de diverses technologies, pourvu qu'elles soient éprouvées (nucléaire, CSC, éolien offshore,…).

En 2008, la protection du climat a été endossée par les deux grands partis politiques britanniques, aboutissant au vote de la loi *Climate Change Act* en 2008. Celle-ci met en place un système novateur de « budgets Carbone », définis comme la quantité de GES que le Royaume-Uni peut légalement émettre en moyenne sur une période de 5 ans. Ces « budgets » répartis par Ministères devraient être progressivement votés pour atteindre *in fine* la date butoir de 2050 pour laquelle le gouvernement s'est engagé à s'aligner sur l'objectif de réduction de la Commission européenne de 80 % à 2050 (par rapport à 1990). Dans un récent rapport[1], le ministère de l'énergie et du changement climatique (DECC) distingue deux périodes temporelles, que sont la prochaine décennie et l'après 2020. Dans la première période, les technologies sont suffisamment connues pour pouvoir avoir une idée précise des actions à mener. Dans la seconde période, il s'agit d'aider par des programmes de recherche et de mettre en place les incitations permettant de rendre les technologies bas-carbone compétitives.

Tableau 5 : Objectifs fixés par les quatre budgets Carbone britannique

	Budget 1 (2008-12)	Budget 2 (2013–17)	Budget 3 (2018–22)	Budget 4 (2023-2027)
Budget carbone (Mt CO_{2eq})	3018	2782	2544	1950
Pourcentage de réduction en dessous du niveau de 1990	22	28	34	50

Source : DECC

- **Des objectifs précis à 2020**

Le gouvernement souhaite mettre l'accent sur quelques actions prioritaires, dans les secteurs du bâtiment, du transport, de l'industrie et de la production d'électricité. Ces actions s'appuient sur des technologies éprouvées au Royaume-Uni ou ailleurs. Pour la plupart, elles sont considérées comme nécessaires, même en l'absence de politique climatique (*no-regret actions*) : par exemple, les 19 GW de centrales au charbon devront être remplacées d'ici 2020 dans tous les cas. Aujourd'hui moins de 7 % de l'électricité

Tableau 6 : Actions prioritaires par secteur au Royaume-Uni

Bâtiment	Isolation des logements
Transport	Amélioration des performances des véhicules thermiques (diminution d'un tiers des émissions pour les voitures neuves)
Industrie	Gain additionnel d'efficacité énergétique et basculement partiel vers la biomasse pour l'énergie des procédés industriels
Electricité	19 GW (principalement des centrales au charbon)

(1) DECC (2011), *The Carbon Plan : Delivering our low carbon future*, décembre, http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/carbon_plan/carbon_plan.aspx

	remplacés par du gaz (et dans une moindre mesure par des énergies renouvelables)

Source : DECC (2011)

provient de sources renouvelables, alors que l'objectif fixé par le Low Carbon Transition Plan prévoit que, si le pays veut respecter ses objectifs à 2020 du Paquet Energie Climat, la part des EnR dans la consommation d'électricité doit être portée à 30 % en 2020.

L'impact économique de ce plan devrait être faible, voire positif si l'on prend tient compte des externalités négatives évitées liées au changement climatique dans le calcul économique (méthode Stern). En effet, selon les estimations du DECC, la facture énergétique du consommateur devrait légèrement augmenter à 2020 par rapport à aujourd'hui, mais serait inférieure de 94 £ par ménage et par an à celle qu'il aurait payé en cas d'absence d'actions climatiques. Il faut dire que le gouvernement prévoit de mettre en place un ensemble d'incitations et de réglementations permettant d'aider les ménages à financer l'amélioration de l'efficacité énergétique de leur logement.

Moins aidées par l'Etat que les ménages, les entreprises verront leur facture énergétique augmenter davantage. Même si l'énergie ne constitue qu'une faible part des coûts de l'industrie (en moyenne 2,7 %), un renchérissement des coûts, même faible, pourrait avoir des effets négatifs sur la compétitivité. Le DECC estime qu'en 2011, les politiques climatiques ont augmenté de 18 % la facture énergétique des industries moyennement consommatrices et de 3 à 12 % celle des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE)[1]. A 2020, les actions prévues dans le cadre du quatrième budget Carbone pourraient rehausser la contribution des politiques climatiques à la facture énergétique de 1 % pour les premières et de 2 à 20 % pour les secondes. Pour les industries les plus touchées, l'Etat prévoit une compensation financière.

Si l'équation économique semble simple sur le papier, le gouvernement britannique rencontre d'ores et déjà quelques difficultés.

Le nucléaire devrait se développer mais certains ajustements sont nécessaires. Si le Royaume-Uni a été un acteur actif de la filière du nucléaire civil, celle-ci est au point mort depuis plus d'une décennie, tant sur le plan de la recherche que sur le plan de la construction de nouvelles centrales. Considéré à la fin des années 90 comme trop coûteux (notamment à cause d'un manque de standardisation), le nucléaire a été considéré à partir de 2005 par le gouvernement britannique comme utile pour répondre au changement climatique. C'est le début d'un renouveau du nucléaire au Royaume-Uni. Mais les compétences dans la recherche et la construction sont à reconstruire. Pour autant, le gouvernement prévoit la construction de nouvelles centrales nucléaires, décision qui n'a pas été remise en cause par la catastrophe de Fukushima. A l'inverse de l'Allemagne, qui a décidé d'accélérer sa sortie du nucléaire, le gouvernement britannique a réaffirmé sa volonté de renouveler le parc nucléaire, tout en adoptant des critères de sûreté plus stricts. Aujourd'hui, le parc nucléaire britannique est composé de 19 réacteurs répartis en 10 centrales, fournissant 16 % de la consommation électrique nationale. Compte tenu de l'âge des réacteurs, à l'exception d'une centrale, toutes devront être fermées d'ici à 2023. D'ici à 2020, seule

(1) Cette fourchette est large puisqu'elle dépend grandement de la part de gaz et d'électricité utilisés, de l'énergie autoconsommée, ou encore de leur capacité à transmettre une hausse des coûts sur le prix au consommateur.

une centrale devrait être mise en service (date prévue en 2018) mais d'autres projets sont annoncés.

S'étant engagé, dans le cadre du Paquet Energie Climat, à fournir 15 % de la consommation nationale d'énergie finale à partir d'EnR à horizon 2020, le gouvernement met l'accent sur l'éolien, principalement en mer. Le Royaume-Uni possède d'ores et déjà 15 fermes éoliennes en mer (1,3 GW), mais d'autres projets devraient suivre : 4 GW à construire, et 2 GW dans le processus de décision. Les perspectives de développement prévues par le gouvernement sont très ambitieuses : 18 GW pourraient être déployés en 2020, et plus de 40 GW en 2030. Le gouvernement est néanmoins conscient que pour parvenir à ces objectifs, la diminution des coûts est primordiale. L'objectif est de les abaisser à 120 €/MWh à 2020. Pour autant, le financement du tournant énergétique britannique, évalué à quelques 240 milliards d'euros à 2020, n'est pas assuré. En 2010, l'investissement dans l'énergie éolienne est passé de 11 milliards à 3 milliards de dollars, pour remonter à 6 milliards en 2011. Les énergéticiens préfèrent investir dans des centrales au gaz, technologies beaucoup moins capitalistiques que les énergies renouvelables et le nucléaire : 30 GW sont prévus.

En effet, en parallèle des énergies renouvelables, le gouvernement encourage la construction de centrales à gaz, qui permettront de combler le fossé entre demande et offre, suite à l'arrêt futur des centrales au charbon, arrivées en fin de vie. Certains s'inquiètent néanmoins de l'impact de cette dépendance au gaz sur la facture énergétique du pays.

- **Un plan qui au-delà de 2020 tient compte des incertitudes**

Conscient des incertitudes existantes au-delà de 2020, en particulier sur le coût des technologies, le gouvernement préfère miser sur un portefeuille de technologies dans chaque secteur : énergie renouvelables, nucléaire et CSC dans le secteur électrique ; véhicule hybride électrique, tout-électrique ou à pile à combustible pour le transport ; pompes à chaleur, développement de réseau de chaleur, et réseaux intelligents pour le bâtiment.

Si l'on se focalise sur le secteur électrique à 2030, quelques 40 à 70 GW de capacités devront être construites, et le gouvernement cherche donc à favoriser les moyens de production faiblement émetteurs. Le nucléaire, les renouvelables (principalement l'éolien offshore et la biomasse) et le CSC font partie des technologies phares que le gouvernement souhaite soutenir. A partir de 2020, l'évolution des parts de marché des différentes technologies dépendra de leur compétitivité. Néanmoins, les travaux réalisés par le gouvernement, sous le nom *Pathways to 2050*, indiquent qu'un mix de production électrique équilibré serait le moins coûteux (voir encadré ci-dessous).

Les futurs de la politique énergétique britannique : « What if » à 2050 ?

Si le gouvernement est clair sur la cible de réduction d'émissions à atteindre en 2050, la manière d'y parvenir l'est moins, en raison d'incertitudes fortes sur les technologies. Au lieu de se fixer des objectifs précis par secteurs ou pour les technologies énergétiques à utiliser, le gouvernement préfère explorer différents scénarios aux hypothèses contrastées.

Le gouvernement a cherché à savoir grâce au modèle Markal quel sera l'impact de différents mix électriques (« What if ») à horizon 2050[1]. Le scénario de référence (de « laissez-faire ») envisage une facture énergétique de 4682 £ par personne et par an, alors qu'aujourd'hui celui-ci est de 3700 £ (si l'on compte les taxes et les factures liées à l'achat et à l'utilisation d'une voiture, le chauffage, la génération de l'électricité et l'énergie utilisée par l'industrie). Le scénario optimal est celui d'une réduction de la demande énergétique par habitant de 50 % (réalisée principalement grâce à des innovations technologiques, mais aussi grâce à la maîtrise de la demande et au transfert modal), une représentation équilibrée de l'ensemble des énergies dans le mix électrique (33 GW de nucléaire, 45 GW de renouvelables, 28 GW de CSC, ainsi que 33 GW de centrales au gaz pour le back-up). Ce scénario est légèrement moins coûteux qu'un scénario où l'on ne ferait rien (ni maîtrise de la demande, et continuation du mix à dominante fossile). Un scénario avec plus de renouvelables (106 GW), moins de nucléaire (16 GW), moins de CSC (13 GW) et plus d'efficacité énergétique (54 % de réduction de la demande d'électricité par habitant) entraînerait un surcoût de 367 £ par rapport au scénario de référence. Un scénario avec plus de nucléaire (75 GW), peu de renouvelables (22 GW), et peu de réduction de la demande par habitant serait encore plus coûteux (498 £ de surcoût par personne et par an).

- **Parvenir à l'objectif de long terme par un retour à davantage de régulation**

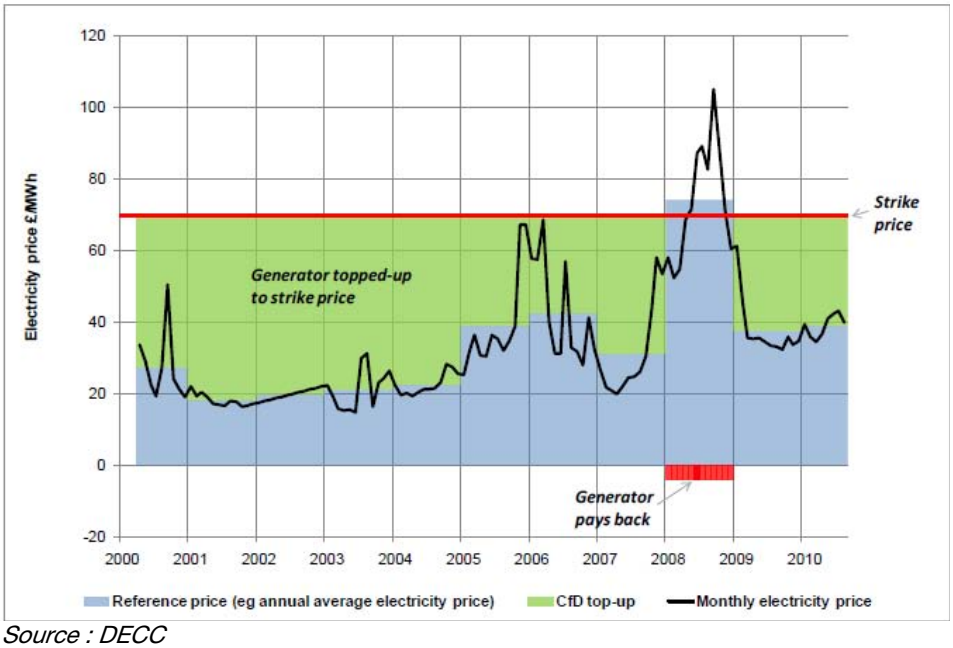
Dans les années 1990, la Grande-Bretagne a fait le choix d'une complète libéralisation de son marché de l'électricité. Face aux objectifs qu'elle s'est fixés, elle revient progressivement à plus de régulation. Les autorités ont ainsi constaté que la libéralisation avait conduit à une indexation du prix de l'électricité sur celui du gaz, avec tous les problèmes de volatilité que cela peut comporter. D'autre part, le gouvernement souligne la nécessité de réformer un marché qui aujourd'hui ne permet pas de financer des investissements beaucoup plus capitalistiques (nucléaires et énergies renouvelables) que les traditionnelles centrales thermiques. Les investisseurs ont donc besoin de davantage de visibilité sur les prix de l'électricité[2]. Le gouvernement propose alors plusieurs pistes pour réformer le marché de l'électricité :

- la mise en place d'un prix plancher du carbone pour les entreprises soumises à l'ETS à partir de 2013, dont le niveau sera décidé deux ans à l'avance. De manière indicative, le gouvernement propose un prix de 35 euros la tonne de CO_2 en 2020 et 80 euros la tonne de CO_2 en 2030, soit un prix supérieur à celui envisagé sur l'ETS à ces horizons de temps. Ce prix plancher fonctionnera donc comme une taxe carbone pour ces entreprises ;

- le remplacement de l'ancien système de certificats verts (Renewables Obligations : obligation des fournisseurs d'électricité d'acheter un pourcentage d'électricité provenant d'électricité renouvelable) par un tarif d'achat avec « contrat pour différence », sorte de contrat de long terme (à partir de 2014), pour toutes les technologies bas carbone, y compris le nucléaire et le CSC. Dans ce système, le développeur de projet aurait un revenu garanti par unité d'électricité vendue. En effet, il vendrait cette électricité sur le marché de gros. Si le prix sur le marché de gros est supérieur au prix négocié (dans un contrat), il paie la différence. Si le prix sur le marché de gros est inférieur, il reçoit la différence ;

(1) Les résultats de cette modélisation sont nécessairement spécifiques au Royaume-Uni puisqu'ils dépendent notamment de la situation initiale et en particulier du mix énergétique actuel du pays.
(2) UK Government (2010), *Electricity Market Reform – Consultation document*, http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/emr/1041-electricity-market-reform-condoc.pdf.

Exemple de tarif d'achat avec Contrat pour la différence



Source : DECC

- la création d'un marché de capacités. Le gouvernement cherche à sécuriser l'approvisionnement en électricité, considérant que la transition vers une société bas-carbone se traduira par le développement de capacités moins flexibles comme l'éolien, qui nécessite des capacités de production en « back-out » comme des centrales thermiques. L'introduction d'un mécanisme de capacité permettrait de s'assurer que les capacités seront suffisamment diverses et fiables pour répondre à la demande, même dans des conditions climatiques particulières. Le terme « capacité » inclut aussi bien les technologies de production que l'effacement, le stockage ou encore les interconnexions. Le gouvernement a publié le 15 décembre 2011 une mise à jour technique du Livre Blanc[1] précisant les modalités retenues pour le mécanisme de capacité : il s'agira d'un mécanisme traitant de l'ensemble des capacités, avec une enchère centralisée permettant de couvrir le besoin global de capacité ;

- la fixation d'un maximum de 450 gCO_2/kWh d'émissions pour les nouvelles centrales construites. Une telle réglementation permet de construire des centrales à gaz, mais pas de centrales à charbon, sauf à utiliser la technologie CSC.

- **Conclusion**

Le Royaume-Uni cherche à atteindre à 2020 la part d'énergies renouvelables qui lui a été fixée par le Paquet Energie Climat, tout en répondant à sa demande énergétique, alors que certaines centrales arrivent en fin de vie. Les énergéticiens s'engagent ainsi massivement dans le gaz, mais aussi (dans une moindre mesure) dans le nucléaire. Le financement des énergies renouvelables, telles que l'éolien offshore, n'est cependant pas suffisant.

(1) DECC (2011) *Planning our Electric Future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity.*

Conscient de ces problèmes, le gouvernement lance un programme ambitieux qui s'articule autour de deux piliers et qui constitue un véritable tournant énergétique. Premièrement, il incite les énergéticiens à investir dans des moyens de production moins émetteurs que les traditionnelles centrales à charbon, tels les centrales à gaz et les éoliennes. Le gouvernement a donc lancé un vaste programme de réforme du marché électrique, qui revient à davantage de régulation (contrat de long terme pour l'énergie renouvelable par exemple et taxe CO_2). Deuxièmement, il prépare l'après-2020 en accompagnant la recherche dans des technologies d'avenir : le CSC et l'éolien offshore notamment.

Chapitre 3

Les enjeux du devenir du mix énergétique français et les incertitudes

Synthèse

Si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 grâce notamment à la construction du parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 70 % de la consommation d'énergie finale. La facture énergétique correspondante s'élevait en 2010 à 46,2 milliards d'euros, soit pratiquement le niveau du déficit de notre balance commerciale (51,4 milliards). Avec plus de 60 milliards d'euros en année mobile fin octobre 2011, la facture sera fortement alourdie en 2011, en lien avec des prix élevés du pétrole. Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France un triple avantage d'une électricité décarbonée, peu chère et dont l'exportation réduit notre déficit : sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité, d'en moyenne 2,3 Md€ courants par an. De plus, la production d'électricité d'origine nucléaire permet d'économiser une importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur, à environ 20 milliards d'euros pour l'année 2011

L'évolution de ce mix énergétique est soumise à de nombreuses incertitudes : les avancées, réelles mais lentes, des négociations internationales sur le climat jettent un doute sur la volonté des Etats de réduire réellement leurs émissions de gaz à effet de serre et ne donnent pas suffisamment de visibilité aux acteurs sur le devenir de la contrainte carbone ; les prix des hydrocarbures sont incertains et volatils ; le Marché Intérieur Européen accroît la sécurité d'approvisionnement des différents Etats membres, mais son architecture doit être améliorée, ne serait-ce que pour assurer la mise en place des capacités de production destinées à prendre le relais des énergies intermittentes lorsqu'elles ne fonctionnent pas, autrement appelées capacités de *back-up* : à certaines périodes, malgré leur foisonnement réel, la production de l'ensemble des éoliennes européennes sera voisine de 5 % de leur puissance

installée ; l'industrie du raffinage enfin se déplace de plus en plus vers l'Asie ce qui pose la question du maintien en activité des raffineries les moins performantes.

La situation énergétique de la France implique de relever trois défis : diversifier les formes d'énergie, renforcer l'efficacité énergétique et se donner des marges de manœuvre. Pour les deux premiers, le Grenelle de l'environnement, avec notamment la récente Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique, a permis d'adopter une feuille de route ambitieuse à l'horizon 2020, qu'il reste à prolonger, notamment en lien avec les réflexions en cours au niveau européen. Pour le troisième défi, la France est dans une situation différente de celles des pays voisins : sa production d'électricité repose en effet sur un parc nucléaire construit de façon concentrée en un peu plus d'une décennie. Autour des années 2020 et en quelques années, plusieurs dizaines de réacteurs atteindront ainsi leur quarantième anniversaire. Pour autant le parc reste relativement jeune et des investissements, certes importants, mais sans commune mesure avec des équipements neufs, peuvent permettre de prolonger sa durée de fonctionnement, sous réserve des travaux en cours de discussion entre EDF et l'ASN et de l'avis ultime de celle-ci. A cet égard, la France peut rester dans une situation beaucoup plus favorable que le Royaume-Uni, qui doit renouveler à court ou moyen terme massivement son parc. Les principales technologies du mix semblent prévisibles à l'horizon 2030 mais sont incertaines au-delà. Il est donc pertinent de bien articuler ces deux échéances, d'une part en ne pariant pas prématurément sur certaines technologies à l'horizon 2030, d'autre part, en conservant le champ des possibles ouverts au-delà de 2030, ce qui serait facilité dans une option de prolongement de durée d'exploitation du parc.

Les infrastructures envisagées par la prochaine programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) devront être réalisées en accord avec la population locale : aujourd'hui, l'opinion publique est favorable aux énergies renouvelables, moins favorable au nucléaire qu'avant la catastrophe de Fukushima, mais toujours sensible au prix de l'énergie. Compte tenu des oppositions suscitées par la plupart des projets d'infrastructures, quelle que soit la forme d'énergie, les procédures de concertation et de débat avec le public sont dès lors particulièrement importantes. C'est particulièrement vrai pour les réseaux qui nécessiteront des investissements importants : entre le développement de nouvelles lignes de transport, le renforcement du réseau de distribution et la mise en place des réseaux intelligents, un financement de 135 à 155 milliards d'euros est ainsi à prévoir d'ici 2030 pour les réseaux électriques.

Ainsi, un mix énergétique approprié à la France, au sein de l'Union européenne, devrait être technologiquement réaliste, garantir la sécurité d'approvisionnement, dans un contexte européen de plus grande fragilité, réduire nos émissions de gaz à effet de serre et favoriser notre compétitivité. Il devrait être conçu dans le cadre d'une politique industrielle en permettant la maîtrise des choix technologiques d'avenir. Enfin, compte tenu des multiples incertitudes auxquelles nous serons confrontés, il devrait rester flexible et ne pas fermer trop tôt des options technologiques.

L'esquisse, puis la détermination du futur mix énergétique français, notamment dans le cadre de la PPI, nécessiteront une analyse du système énergétique actuel, et des principaux enjeux auxquels il va être confronté, sous l'effet de déterminants, contraintes et incertitudes, certes internationaux, mais aussi parfois propres à la France. Cet examen permettra également de mettre en évidence les principaux impacts du mix énergétique.

Ce chapitre permettra de souligner les très nombreuses incertitudes, tant économiques que techniques, dans les prochaines années. Deux réponses en découleront naturellement dans la suite de ce rapport : la première consistera à chercher à réduire dans la mesure du possible les risques et les incertitudes afin de permettre à tous les acteurs économiques de travailler avec une meilleure visibilité, la seconde consistera à ne pas figer l'avenir et à concevoir le mix énergétique comme adaptable et résilient aux différentes évolutions possibles du contexte. Les décisions « sans regret », qui engendreront le plus faible coût d'opportunité, en particulier dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, devront ainsi être privilégiées. En outre, le futur mix énergétique français devra s'intégrer dans une vision ambitieuse de long terme de politique énergétique et industrielle.

1. Le mix énergétique français actuel

1.1. Un mix énergétique encore fortement dépendant des énergies fossiles

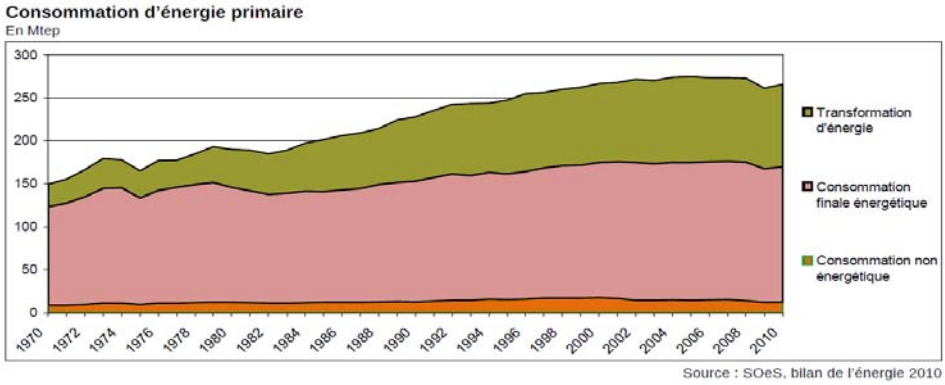
La consommation totale d'énergie primaire[1] en France s'est établie à 265,8 Mtep en 2010. Sur les 20 dernières années, on constate un fléchissement tendanciel dans la croissance de la consommation : alors que sa progression était de 4 Mtep par an en moyenne pendant les années 1990, elle a été de 2 Mtep en 2001 et 2002 et est ensuite restée stable jusqu'au net décrochage de 2009.

Environ 35 % de cette énergie primaire est consommée pour transformer et distribuer l'énergie jusqu'aux consommateurs finaux, et 5 % est utilisée pour des usages non énergétiques (bitumes, plastiques etc.). La consommation énergétique finale représente donc environ 60 % de la consommation d'énergie primaire (soit 158 Mtep en 2010).

Les pertes par transformation d'énergie les plus importantes en volume sont, de loin, celles du nucléaire. La convention internationale de comptabilité énergétique estime en effet que l'énergie primaire engagée est égale à trois fois l'énergie restituée sous forme d'électricité[2]. Les centrales thermiques classiques ont également des pertes de rendement du même ordre, mais elles représentent en France des volumes beaucoup moins importants. La même convention attribue en revanche un rendement de 100 % à l'électricité renouvelable.

(1) Énergie primaire : énergie disponible dans la nature avant toute transformation. L'énergie consommée par les consommateurs finaux est appelée énergie finale.
(2) L'énergie nucléaire est en effet comptabilisée sur la base de l'équivalence à la production ce qui implique de calculer la quantité de pétrole qu'il faudrait importer pour produire la même quantité d'électricité avec un rendement conventionnel (selon les règles internationales en vigueur) de 33 %; les autres formes d'électricité primaire étant calculées sur la base de coefficients d'équivalence à la consommation.

Graphique 1 : Consommation d'énergie primaire



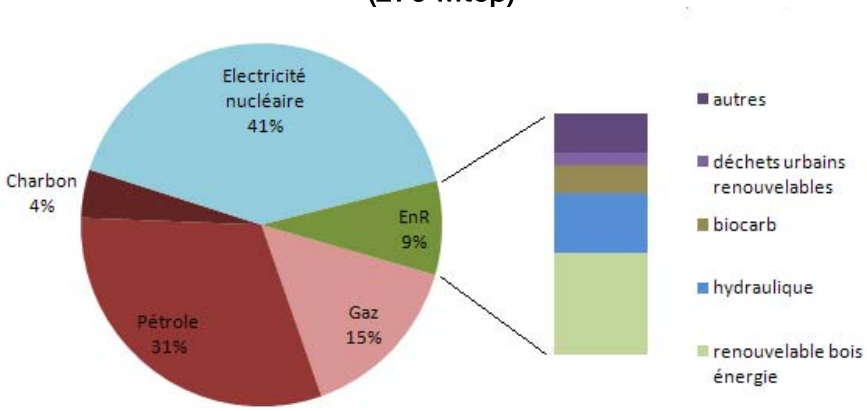
Source : SOeS

Il convient de noter que cette comptabilité ne fait pas ressortir les pertes ayant lieu chez l'utilisateur, qui selon les applications peuvent être très élevées, entre énergie finale et énergie réellement utile[1].

Selon les chiffres provisoires du SOeS pour l'année 2010, la consommation finale énergétique provient à 3 % du charbon, 45 % du pétrole, 21 % du gaz, 22 % de l'électricité et 9 % des énergies renouvelables thermiques. L'électricité est produite par le nucléaire (75 %), des énergies renouvelables (14 %, principalement de l'hydraulique) et des énergies fossiles (11 %). Ainsi :

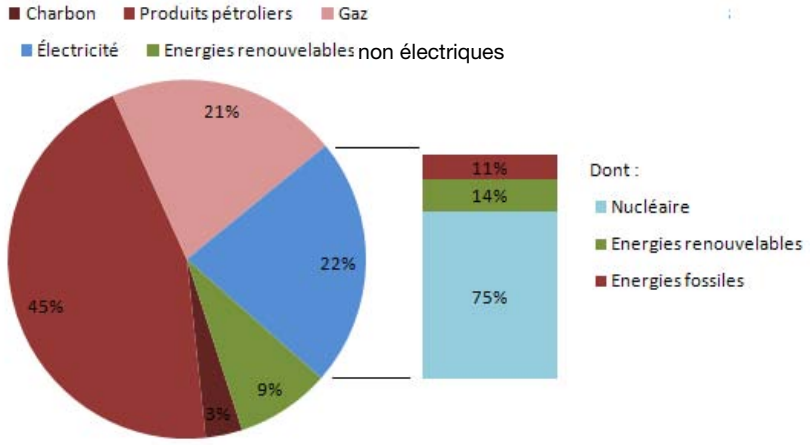
- les énergies fossiles couvrent plus de 70 % des besoins d'énergie finale ;
- le nucléaire couvre 18 % des besoins d'énergie finale ;
- les énergies renouvelables (électriques et thermiques) couvrent 12 % des besoins d'énergie finale ;
- l'électricité représente environ un quart de la consommation finale énergétique mais seulement 10 % des émissions de CO_2 de la France.

Graphique 2 : Répartition de la consommation d'énergie primaire pour 2010 (270 Mtep)



(1) Par exemple le rendement des moteurs de véhicules automobiles est compris entre 35 et 45%, ce qui correspond à des pertes de 24 Mtep environ par an.

Répartition de la consommation d'énergie finale pour 2010 (170 Mtep)



Source : *SOeS, bilan de l'énergie 2010*

1.2. La dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973

- **Production nationale d'énergie primaire et solde importateur d'énergie primaire**

La production nationale d'énergie primaire s'est élevée en 2010 à 138,6 Mtep. Le nucléaire assure à lui seul 80 % de cette production, mais la production d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergie renouvelable thermique, déchets) est en forte hausse depuis le début des années 2000 et atteint désormais 22,7 Mtep. En revanche, la production nationale d'énergies fossiles classiques (pétrole, charbon, gaz naturel) est stable à 2,5 Mtep, soit l'équivalent de seulement 5 jours de consommation finale.

Le solde importateur d'énergie primaire est stable, aux alentours de 130 Mtep depuis le début des années 2000. Les importations sont constituées de charbon, pétrole brut, produits pétroliers raffinés et gaz naturel. Les exportations sont constituées principalement de produits pétroliers raffinés, et dans une moindre mesure d'électricité.

- **Charbon**

L'extraction de charbon est arrêtée en France depuis 2004, mais les terrils du Nord-Pas-De-Calais et les schlamms de Lorraine continuent à être valorisés, dans des quantités de plus en plus faibles (1,4 % des besoins nationaux). Le reste (11,8 Mtep) est importé et provient principalement d'Australie, des Etats-Unis, de l'Union Européenne, de Colombie, de Russie et d'Afrique du Sud. Son usage est principalement concentré sur la production d'électricité et la sidérurgie.

- **Pétrole**

La production de pétrole brut en France est stable aux alentours de 0,9 Mt. Les importations de pétrole brut ont brusquement chuté depuis 2008, passant de 83 Mt en 2008 à 64 Mt en 2010. Parmi les facteurs explicatifs, on trouve la concurrence des pays émergents sur le marché du raffinage, mais aussi celle des autres raffineries

européennes, et la très forte diésélisation du parc automobile français qui rend le parc de raffineries peu adapté à la consommation nationale. Alors que la France importe moins de pétrole brut, elle importe donc désormais plus de produits pétroliers raffinés (40,4 Mt en 2010, dont la moitié due à la crise d'octobre 2010, qui a conduit à l'arrêt des raffineries et au blocage partiel de l'infrastructure pétrolière), principalement du diesel, tandis que les exportations de produits pétroliers raffinés, principalement de l'essence, diminuent (21,4 Mt en 2010).

Cette modification de la structure des importations s'accompagne d'une redistribution géographique de l'approvisionnement : au début des années 2000, les trois quarts de nos importations de brut provenaient du Moyen-Orient et de la Mer du Nord alors qu'en 2010, ces deux zones ne représentent plus qu'un tiers des importations. Un autre tiers provient des pays de l'ex-URSS, et le continent africain (Afrique du Nord et Afrique noire) fournit le dernier tiers. Les importations de gazole proviennent de Russie, de l'Union Européenne, d'Asie et des Etats-Unis. Les exportations d'essence sont de plus en plus difficiles, car le client principal, les Etats-Unis, connaît une baisse de la demande.

- **Gaz naturel**

La France ne produit que 1,6 % de ses besoins en gaz naturel. Le reste est importé, sous forme liquéfiée pour plus du quart. Plus de 90 % des importations se font via des contrats long terme, principalement avec la Norvège, les Pays-Bas, la Russie et l'Algérie (ces 4 pays représentant 85 % des contrats long-terme).

En raison de l'abondance des déchets d'origine agricole et agroalimentaire, la France dispose d'un très important potentiel de biogaz issu de la méthanisation estimé à 180 TWh par an. Le biogaz pourra ainsi être transformé en bio-méthane pour être injecté dans le réseau de gaz naturel déjà largement déployé sans investissement supplémentaire significatif.

- **Électricité**

La production totale brute d'électricité comprend la production d'électricité primaire (nucléaire et renouvelables, environ 500 TWh) et la production thermique classique (environ 60 TWh). La production française d'électricité est assurée à 75 % par le nucléaire, 12 % par l'hydraulique, 11 % par le thermique classique, 1,9 % par l'éolien et 0,1 % par le photovoltaïque. Environ 4 % donne lieu à de la cogénération (production d'électricité associée à une valorisation de la chaleur).

Puissance et Energie, kW n'est pas kWh

La confusion est souvent faite entre énergie et puissance, ou entre kW et kWh, certains articles de presse annonçant par exemple que tel parc éolien va produire tant de MW, ce qui revient dans un autre domaine à mettre sur le même plan vitesse instantanée et distance parcourue. Il n'est donc pas inutile de rappeler brièvement la différence entre les deux, qui repose sur le « h » et introduit le temps de fonctionnement.

Le kW (ou MW, soit 1 000 kW) permet de mesurer la puissance d'une installation, c'est-à-dire sa capacité à délivrer de l'énergie. L'énergie, quant à elle, se mesure en kWh (ou MWh)[1].

Une centrale nucléaire a une puissance de l'ordre de 1 000 MW, qui, en fonctionnant une heure, produira une énergie de 1 000 MWh. Les éoliennes terrestres courantes ont une puissance d'environ 2 MW. Pour autant, 500 éoliennes ne suffisent pas à remplacer une centrale, car les premières produisent chaque année pendant environ 2 000 heures « équivalent-pleine puissance »[2] tandis que les secondes peuvent fonctionner environ 6000 ou 7000 heures. En termes de production annuelle d'énergie, ce seront donc plus de 1 500 éoliennes qui seront équivalentes à une centrale. Pour le solaire photovoltaïque, les durées de fonctionnement vont de 900 à 1 300 heures « équivalent pleine puissance » du nord au sud de la France, ce qui accentue l'effet exposé ci-dessus par rapport aux éoliennes.

En termes de parc, le nucléaire représente environ la moitié de la puissance installée avec 63 GW. L'hydraulique compte plus de 25 GW installés. Le secteur éolien connaît une forte croissance, avec en moyenne 1 GW installé chaque année. Le photovoltaïque, bien que plus marginal dans la production, connaît lui aussi une très forte croissance. Selon les données provisoires du SOeS de septembre 2011, le parc éolien en métropole était alors de 6,5 GW et le parc photovoltaïque de 2,1 GW (dont 1,1 GW raccordés au cours des trois premiers trimestres 2011). Le parc de production thermique est constitué de centrales charbon (6,9 GW), fioul (5,6 GW), gaz (3,8 GW) et de turbines à combustion (1,7 GW), ainsi que de plus de 8,3 GW de centrales plus petites, principalement des cogénérations au gaz naturel et des centrales de biomasse.

La production nucléaire dépend principalement du coefficient de disponibilité (Kd) des centrales[3], qui s'est dégradé durant les dernières années en raison d'une moindre fiabilité du parc nucléaire : il est de 78 % en 2010 alors qu'il était de 84 % en 2006.

En 2011, Les échanges d'électricité avec les pays voisins ont été influencés par la baisse de la consommation d'électricité intérieure et la disponibilité des moyens de production en France, mais aussi par la décision de sortie du nucléaire prise par le gouvernement allemand.Le solde total des échanges est exportateur et atteint 55,7 TWh (+89 % par rapport à 2010) : il retrouve un niveau comparable à celui de 2007. Les soldes annuels vis-à-vis de l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne sont devenus exportateurs en 2011.

Les échanges avec l'Allemagne ont été fortement influencés par la décision d'arrêt définitif de 7 tranches de production nucléaire allemandes. Le différentiel de prix sur les marchés spot français et allemand s'est inversé à l'annonce du moratoire allemand sur la production nucléaire : le prix de marché allemand dépasse désormais souvent le

(1) Pour être tout à fait complet, l'énergie se mesure avec d'autres nombreuses unités : Joule et Calorie pour les physiciens, Tep (tonnes-équivalent-pétrole) pour l'économiste ou le statisticien, baril ou Btu (British Thermal Unit) pour le commerçant, ainsi que m3 pour le gaz, voire encore stère de bois pour la biomasse, obligeant à de multiples conversions pour effectuer les comparaisons.
(2) En réalité, les éoliennes tournent plus régulièrement, mais la force du vent ne leur permet pas de délivrer en permanence la puissance maximale. Pour évaluer l'énergie produite en une année par une éolienne, on utilise la notion d' « heure équivalent-pleine puissance », en calculant le nombre d'heures durant lesquelles l'éolienne aurait dû tourner à pleine puissance pour produire l'énergie qu'elle produit en réalité sur une année entière.
(3) Ce coefficient exprime l'aptitude du parc à fournir de l'énergie, qu'elle soit ou non appelée par le réseau électrique. Les périodes d'indisponibilité comprennent les arrêts programmés, pour entretien ou renouvellement des combustibles, et les arrêts non programmés (incidents). (SOeS)

prix français. Dans ce contexte, le solde mensuel des échanges avec l'Allemagne a été largement exportateur entre avril et septembre.

Les 46 interconnexions qui relient la France aux pays frontaliers apportent une certaine fluidité au système électrique et contribuent à la sécurisation du passage des pointes électriques en mutualisant les ressources au niveau européen. Elles doivent cependant continuer à être renforcées comme nous le verrons dans le paragraphe suivant.

- **Énergies renouvelables et déchets**

Outre les énergies renouvelables électriques (éolien, biomasse et solaire), la France utilise des énergies renouvelables pour la production de chaleur (bois, géothermie, pompes à chaleur, déchets incinérés …) et de biocarburants.

La production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables (électriques et autres) atteint 22,7 Mtep en 2010. Ce chiffre, qui est net de l'énergie servant à remonter par pompage de l'eau dans les barrages lors des périodes de faible consommation pour pouvoir la turbiner ultérieurement, est en forte progression (+ 44 % sur les 5 dernières années).

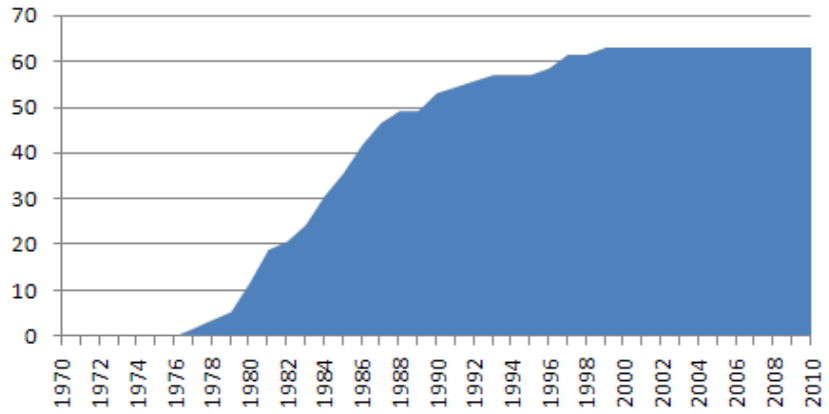
- **Sécurité énergétique**

Pour évaluer la sécurité d'approvisionnement énergétique, il convient de prendre en compte notamment le degré de diversité et l'origine de l'approvisionnement des différentes sources d'énergie, l'efficacité de la consommation énergétique et l'état des infrastructures de production de l'électricité. Différentes méthodes existent pour évaluer l'indépendance énergétique ou, plus généralement, la sécurité énergétique d'un pays. On peut se concentrer sur les origines de l'approvisionnement énergétique (auquel cas on ne considère que les importations et les exportations d'énergie) ou inclure d'autres éléments qui rentrent en considération comme l'état des infrastructures et la structure de la demande. A titre d'illustration, l'OCDE a mis au point un indice dit SSDI (Simplified Supply and Demand Index) résultant d'une combinaison pondérée du niveau de la demande, de l'état des infrastructures et de l'origine de l'approvisionnement énergétique.

L'étude de cet indice montre que, dans l'ensemble, la sécurité d'approvisionnement énergétique de la France s'est fortement améliorée depuis la fin des années 1970. Trois facteurs permettent d'expliquer cette amélioration : l'introduction de l'énergie nucléaire, l'amélioration de l'intensité énergétique et une plus grande diversification des sources d'énergie primaire et des pays d'origine pour l'approvisionnement énergétique.

Le développement du parc de production d'électricité nucléaire en France s'est fait sur une période courte, en un peu plus de dix ans. Le graphique suivant présente l'évolution de la puissance installée du parc de production d'électricité nucléaire (les 58 réacteurs du parc actuel). Entre 1979 et 1990, près de 48 GW de réacteurs nucléaires ont été raccordés au réseau de transport, soit un rythme annuel moyen de 4,3 GW ou encore l'équivalent de près de 3 réacteurs EPR par an.

Graphique 3 : Évolution de la puissance raccordée au réseau du parc nucléaire historique (GW)



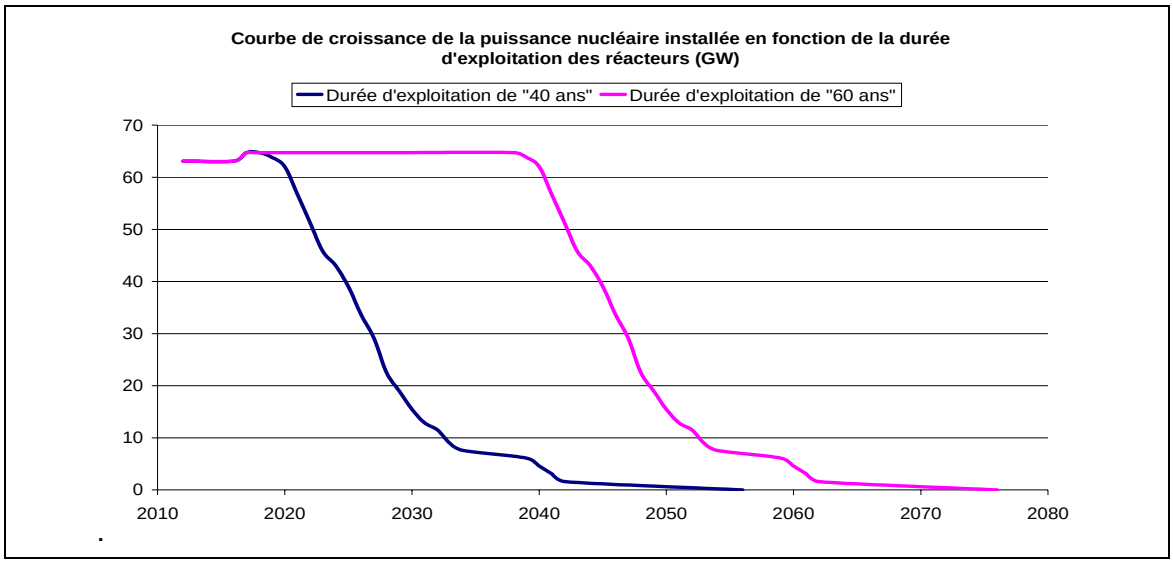
Source : DGEC

Encart sur les durées d'exploitation des réacteurs nucléaires

La réglementation française ne prévoit pas de limitation à la durée d'exploitation. L'exploitation des réacteurs repose sur des réexamens de sûreté périodique qui conditionnent la poursuite de l'exploitation. Ces réexamens ont lieu au moins tous les dix ans, lors des visites dites décennales. La loi sur la transparence et la sûreté nucléaire du 13 juin 2006 dispose que « le réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires », dans le but d'une amélioration continue de la sûreté de nos installations. Ainsi, c'est l'ASN, autorité indépendante chargée du contrôle des installations nucléaires de base depuis leur conception jusqu'à leur démantèlement, qui s'assure continuellement de leur conformité à la réglementation, et qui peut, le cas échéant, prendre les prescriptions qu'elle juge nécessaires au regard de la sûreté d'une installation donnée.

Les premiers réacteurs ayant fait leur troisième visite décennale sont ceux de Tricastin 1 (achevée en août 2009) et de Fessenheim 1 (achevée en mars 2010). La poursuite de leur exploitation a été autorisée sous réserves de certaines prescriptions de l'ASN. Ainsi, selon le processus d'exploitation, celle-ci se poursuivra jusqu'à leur prochain examen décennal, qui devrait avoir lieu en 2019 et 2020. Ainsi, ce ne sont pas les anniversaires des dates de mises en service (1977 pour Fessenheim 1, et 1980 pour Tricastin 1) qui importent pour juger de la durée d'exploitation mais plutôt les dates des visites décennales, puisque ce sont ces visites décennales, et plus particulièrement les réexamens de sûreté qu'elles comportent, qui conditionnent la poursuite d'exploitation. Ainsi, la date de 2017, quarantième anniversaire de la mise en service de Fessenheim n'a pas de signification particulière au regard de l'échéancier à venir des visites décennales. C'est à partir de 2019 que les différents réacteurs atteindront cette étape de leur exploitation et que l'ASN se prononcera sur leur capacité à poursuivre leur exploitation au-delà.

Ce sont ces dates que nous retenons dans l'analyse des différents scénarios. Dans ces conditions, le mur de la baisse de capacité du parc de production nucléaire actuel est représenté sur le graphique suivant en fonction de la durée d'exploitation, jusqu'à la 4ème visite décennale, ou jusqu'à la 6ème. On voit que l'effort de remplacement est massif sur une décennie, entre 2020 et 2030 dans le premier cas, et entre 2040 et 2050 dans le second, où ce sont plus de 40 GW qui sont déclassés

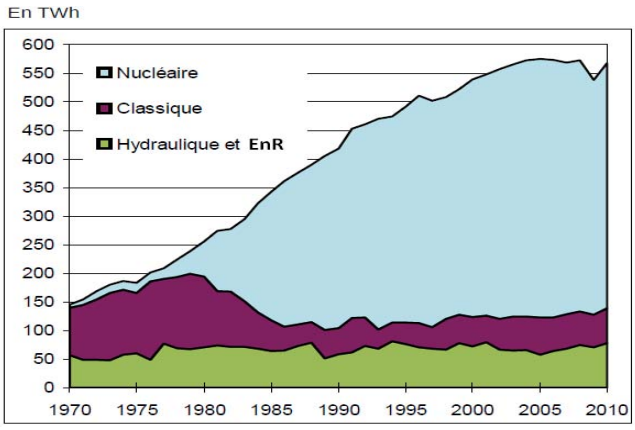


En termes d'usages, la consommation énergétique de certains secteurs repose sur un approvisionnement énergétique relativement diversifié : c'est le cas pour le résidentiel – tertiaire et dans une moindre mesure l'industrie (respectivement environ 50 % et 35 % de consommation finale énergétique sous forme d'énergies renouvelables ou d'électricité). En revanche, la consommation finale énergétique du secteur des transports repose encore quasi-exclusivement sur les combustibles fossiles : les biocarburants représentent 5,3 % de la consommation d'énergie des transports et l'électricité seulement 2,1 %, le reste (92,6 %) provenant d'énergies fossiles principalement liquides.

1.3. Le parc de production d'électricité confère à la France le double avantage d'une électricité décarbonée et peu chère

Le graphe ci-dessous montre l'évolution de la production d'électricité en France depuis 1970. On constate que la part des énergies décarbonées s'est fortement accrue, notamment du fait du développement du parc nucléaire.

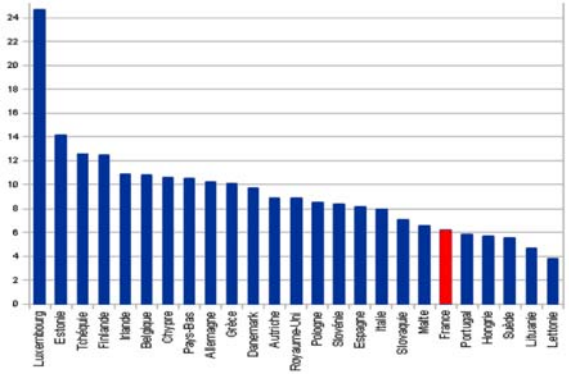
Graphique 4 : Origine de la production d'électricité



Source : SOeS, bilan de l'énergie 2010

Ceci explique pourquoi la France est particulièrement bien placée dans l'Union Européenne en termes d'émissions de CO_2 par habitant (voir ci-dessous)

Graphique 5 : Émissions de CO_2 par habitant dans l'UE-27 en 2007 (en t/an)



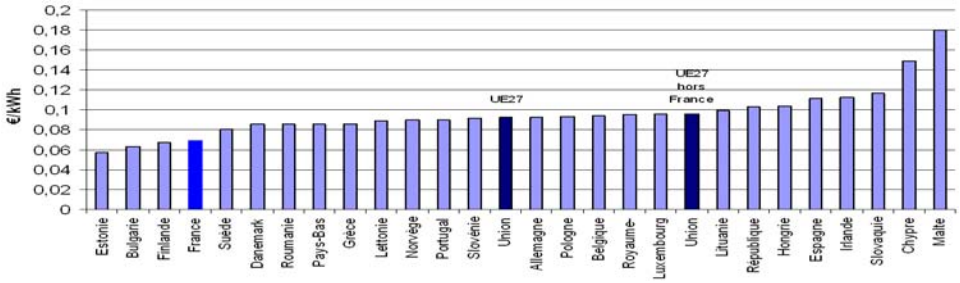
Source : Eurostat

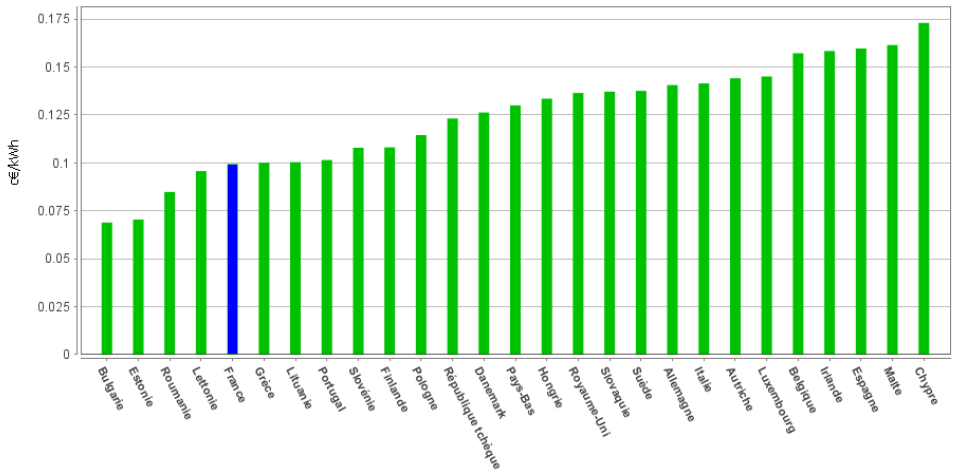
Par ailleurs le prix final de l'électricité en France, que ce soit pour les particuliers ou les entreprises, est parmi les plus faibles d'Europe. Cette situation est la conséquence directe de la combinaison d'un coût complet de production nucléaire très bas et de capacités hydrauliques largement amorties, avec des coûts de production encore inférieurs : la Cour des comptes estime ainsi que le coût complet de production du nucléaire historique peut être estimé à 39 ou 49 €/MWh. La logique économique sous-jacente à ces deux chiffres pour le coût complet du nucléaire n'est pas la même. 39 €/MWh correspond à la logique de régulation de la loi NOME, qui consiste à transférer au consommateur final une partie de l'avantage compétitif du parc nucléaire historique, conformément à l'objectif visé par la loi. 49 €/MWh inclut une part de renouvellement du parc nucléaire, et reflète le coût de reconstruction de l'actif à date d'aujourd'hui. Ces deux valeurs représentent les deux extrêmes de la fourchette de coût du nucléaire existant.

Le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 pose explicitement le principe de la couverture des coûts de production, d'approvisionnement, d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation supportés par EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients. La CRE, dans sa délibération du 28 juin 2011, a constaté que les tarifs réglementés de vente couvrent effectivement les coûts comptables d'EDF sur chacun des segments tarifaires (bleu, jaune, vert), en rappelant de surcroît que « *le non respect d'un tel principe conduirait, dans un marché ouvert complètement à la concurrence, à fausser le jeu de la concurrence en créant une barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants* ».

Comme le montrent les graphiques suivants, la France bénéficie des prix de l'électricité parmi les plus bas de l'Union Européenne, tant pour les consommateurs industriels que résidentiels.

Graphique 6 : Prix HT de l'électricité pour les consommateurs industriels (en bleu) et résidentiels (en vert) dans l'EU-27 (2010)





Source : Eurostat

Le rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de la filière électronucléaire et les évaluations complémentaires de sûreté

Le Premier ministre a demandé, par un courrier en date du 17 mai 2011, à la Cour des Comptes de mener un travail d'expertise sur les coûts de la filière nucléaire, y compris ceux relatifs au démantèlement des installations, à la gestion des déchets et à l'assurance des sites. La Cour des Comptes devait ainsi se prononcer sur la bonne prise en compte des charges de long terme, mais aussi prendre compte des objectifs généraux concernant la mise en service de nouveaux réacteurs ou la poursuite d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans, qui font partie de la programmation pluriannuelle des investissements.

Le rapport public de la Cour des Comptes, paru le 31 janvier, a examiné en profondeur la bonne prise en compte de l'ensemble des coûts, y compris de recherche et développement, au sein de la régulation économique globale de la filière nucléaire. Il a évalué le coût de production de la flotte de centrales nucléaires d'EDF aujourd'hui en activité. A cette fin, il a présenté différentes méthodes pour la prise en compte du coût du capital, qui représente une part importante du coût. Chacune de ces méthodes répond à des objectifs différents. La méthode des coûts courants économiques permet d'évaluer un coût « virtuel », qui ne tient pas compte des conditions historiques réelles de financement du parc nucléaire mais représente ce que coûterait sa reconstruction aujourd'hui, à l'identique. Une autre méthode, par ailleurs proposée par la commission Champsaur, permet *a contrario* d'évaluer, dans une approche comptable, la part non encore remboursée du capital investi dans le parc. La Cour aboutit à un coût de production pour l'année 2010 de 49 €/MWh dans le premier cas et de 33 €/MWh dans le second. Par ailleurs, lorsqu'elle prend en compte les investissements futurs de jouvence, la Cour évalue le coût de production moyen sur 2011-2025 à 54 €/MWh selon la première méthode et à 38 €/MWh selon la seconde.

Le gouvernement a choisi de suivre les recommandations du rapport de M. Champsaur et de la Commission de Régulation de l'Energie pour la fixation du prix initial de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, qui servira de base à l'élaboration des tarifs réglementés de vente dès 2016. Ce prix a été fixé à 42 €/MWh au 1er janvier 2012. Il prend en compte les investissements supplémentaires imposés par l'avis de l'autorité de sûreté nucléaire à la suite des évaluations complémentaires de sûreté.

Pour la construction des tarifs réglementés, le coût sous-jacent de production du nucléaire est actuellement de 33 €/MWh. D'ici au 1er janvier 2016, il devra donc être augmenté à 42 €/MWh, ce qui représente une croissance annuelle d'environ 2 cts €/MWh du tarif résidentiel hors taxes

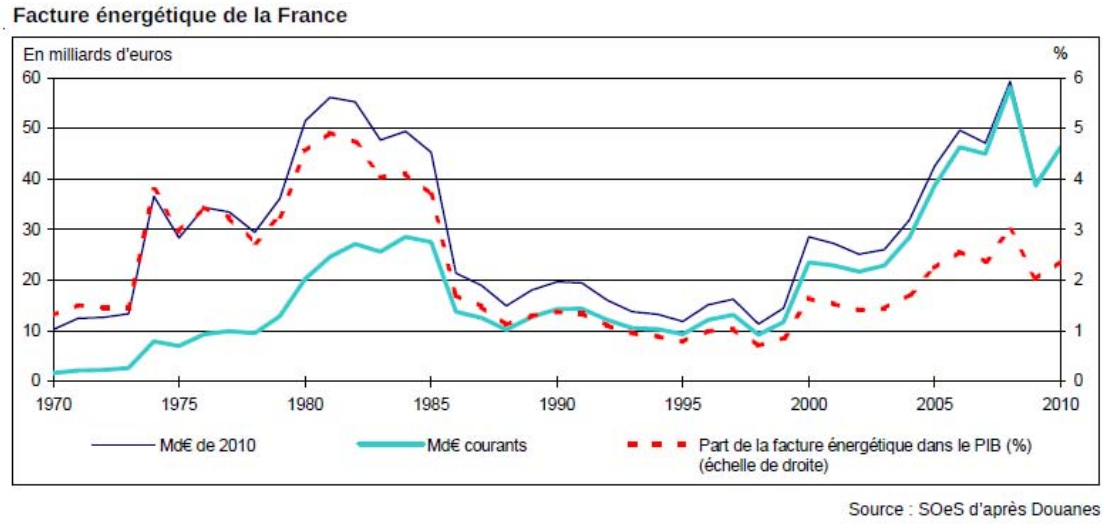
en 4 ans pour tenir compte du programme d'investissement futur lié tant à la poursuite d'exploitation qu'à la prise en compte des enseignements de l'accident de Fukushima.

1.4. La facture énergétique de la France est déficitaire, mais l'électricité apporte une contribution positive

Comme on peut le voir sur le graphique suivant, présentant la facture énergétique de la France (en Mds€ courants), celle-ci est structurellement déficitaire.

Le déficit de la balance commerciale française a atteint 56 milliards d'euros en 2008 et 51,4 milliards en 2010. L'augmentation du prix des hydrocarbures en est le facteur principal : la facture énergétique représentait à elle seule 58 milliards d'euros en 2008 et 46,2 milliards en 2010 (en hausse de 20 % par rapport à 2009). Elle correspond ainsi à 2,4 % du PIB en 2010 après 2,0 % en 2009 et 3,0 % en 2008 : elle n'était que de 1 % durant les années 1990, période de prix du pétrole modéré.

Graphique 7 : Facture énergétique de la France



Source : SOeS

Le plus gros poste de dépense concerne, de loin, les échanges de produits pétroliers et en particulier les importations de pétrole brut (25 Mds€/an en moyenne sur les 10 dernières années, les échanges de produits raffinés étant légèrement excédentaires). Le seul poste excédentaire concerne l'électricité, et ce depuis le début du programme nucléaire. Sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité, d'en moyenne 2,26 Mds€ courants par an, soit bien plus que ce qu'ont coûté les approvisionnements en uranium. Ce solde exportateur d'électricité est du même ordre de grandeur, en moyenne sur ces dernières années, que les dépenses liées à l'achat de combustibles (fossiles et fissiles) destiné à faire fonctionner les centrales électriques. Le coût des importations d'uranium pour la production d'électricité varie suivant les cours entre 500 millions et un milliard d'euros, ce qui est mineur par rapport à la facture énergétique du pays (de l'ordre de un à deux pourcents). Enfin, la production d'électricité d'origine nucléaire permet d'économiser une importation de gaz que l'on peut estimer, en ordre de grandeur, à environ 20 milliards d'euros pour l'année 2011.

Avec plus de 60 milliards d'euros en année mobile fin octobre 2011, la facture énergétique sera fortement alourdie en 2011, en lien avec le maintien de prix élevés du pétrole.

2. Les contraintes et les incertitudes externes à la France qui pèsent sur ses perspectives énergétiques

Les incertitudes qui pèsent sur les perspectives énergétiques françaises sont très nombreuses et pourraient donner lieu à de multiples travaux. Ce paragraphe en soulignera quatre, liées à des éléments en partie externes à la France, même si sa diplomatie peut en influencer un certain nombre :

- les incertitudes liées au devenir des négociations climatiques ;
- la volatilité des prix du pétrole et du gaz ;
- le devenir du marché européen de l'électricité ;
- les enjeux du raffinage.

2.1. La lutte contre le changement climatique et les incertitudes qui pèsent sur la négociation internationale

Le rapport de mars 2007 sur les perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020- 2050[1] soulignait les risques catastrophiques liés à une augmentation constante des gaz à effet de serre dans l'atmosphère et la nécessité d'engager une politique énergétique, nouvelle par son ampleur et sa permanence, pour réduire aussi rapidement que possible ces émissions.

L'objectif des négociations climatiques, commencées à Rio, dans un cadre onusien il y a près de vingt ans, est de trouver une forme de coopération mondiale afin que l'ensemble des principaux pays émetteurs diminuent conjointement leurs émissions. Les incertitudes sur le devenir de la négociation internationale n'ont jamais été aussi fortes. A Copenhague, fin 2009, les chefs d'Etat de la planète entière avaient un objectif commun : définir les contours d'un nouvel accord mondial qui prendrait effet début 2013 à l'expiration du protocole de Kyoto. De fait, les Européens souhaitaient le prolonger et l'étendre à l'ensemble de la planète, notamment aux deux principaux pays émetteurs de gaz à effet de serre que sont les Etats-Unis et la Chine. Mais, face à l'opposition de ces deux pays à s'astreindre à des objectifs chiffrés contraignants, la négociation s'est tournée vers une tout autre logique : elle consiste à ne pas imposer d'objectifs déterminés aux Etats mais de parier sur leur capacité à prendre des engagements volontaires suffisamment ambitieux. Le rôle de la communauté internationale consiste à communiquer à l'ensemble des nations l'ampleur des efforts à fournir en fonction de l'objectif mondial au vu des efforts envisagés par les gouvernements et des résultats scientifiques les plus récents, afin que chaque pays modifie de lui-même ses engagements. Cette logique, entérinée à Cancun, a eu le mérite de relancer la coopération climatique onusienne. Malheureusement, les promesses actuelles des États ne suffisent pas à garantir la préservation de notre système climatique. Le Potsdam Institute for Climate Impacts Research calcule ainsi que la réalisation des engagements de réduction des différents pays pris à la suite de la Conférence de Copenhague et officialisés à Cancun sur une base volontaire

(1) CAS (2008), *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020 – 2050*, Rapport de la commission Energie présidée par Jean Syrota, La documentation française, mars.

aboutirait à une hausse des émissions mondiales de 10 % à 20 % d'ici à 2020 : dans ces conditions, la probabilité que le réchauffement mondial dépasse 3 °C d'ici à 2100 serait de 50 %[1]. Le rapport du Programme des Nations unies pour l'environnement (PNUE) présenté à Cancun estime pour sa part que le réchauffement de la planète pourrait atteindre 4 °C d'ici à 2100, alors que les gouvernements réunis à Cancun sont tombés d'accord pour retenir un objectif de 2°C. Les rapports scientifiques s'accumulent pour souligner les conséquences actuelles du changement climatique mais aussi ses dangers futurs : une corrélation est désormais établie entre l'occurrence de certains phénomènes météorologiques extrêmes (canicules, inondations) et l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère[2].

La conférence de Durban a permis de préciser le calendrier :

- une seconde phase du protocole de Kyoto devrait entrer en vigueur début 2013 et s'achever en 2017 ou 2020 : elle ne concernera cependant que l'Union européenne et quelques pays extérieurs à celle-ci, notamment l'Australie et la Nouvelle Zélande ;
- dès le premier trimestre de l'année prochaine, l'ensemble des pays entameront des discussions en vue d'aboutir au plus tard en 2015 à un nouvel accord mondial qui pourrait entrer en vigueur en 2020 (après avoir été ratifié par les différents Etats) : sous l'impulsion de l'Union européenne, et à l'issue d'un dialogue intense avec l'Inde, sa forme juridique correspondra soit à un protocole, soit à un autre instrument légal, soit encore à une solution concertée ayant une force légale.

Les textes adoptés à Durban ne précisent cependant pas si les objectifs sur lesquels se sont engagés les différents Etats seront rehaussés ou non en 2015 dans le cadre actuel de l'accord de Cancun.

La communauté internationale parviendra-t-elle à signer un accord, comme annoncé, aux alentours de 2015 ? Les objectifs nationaux entérinés à Cancun seront-ils réévalués ? Telles sont les incertitudes qui aujourd'hui pèsent sur les décisions des Etats en matière de politique environnementale comme énergétique, mais aussi sur les décisions des acteurs économiques. En l'absence d'un rehaussement significatif des objectifs de réduction d'émissions des différents pays ou d'une décision collective ambitieuse, les entreprises auront tendance à accorder une faible valeur à moyen terme au carbone émis et à ne pas engager les actions nécessaires de réduction de leurs émissions.

(1) Rogel J. et al (2010), *Copenhagen Accord pledges are paltry*, Nature, n° 464, p. 1126-1128, avril, et PNUE (2010), *The Emissions Gap Report*, novembre.
(2) Le prochain rapport du GIEC, qui paraîtra en 2013, devrait en faire une synthèse. Il comprendra également un chapitre sur les conséquences sur le climat dans les trente prochaines années. Thomas Stocker, l'un des présidents du Groupe de travail I du GIEC souligne ainsi que : «Pour un scénario d'émissions élevé, il est probable que la fréquence des jours de canicule sera multipliée par 10 dans la plupart des régions du monde. De la même manière, les fortes précipitations seront plus fréquentes et la vitesse des vents associés aux cyclones tropicaux augmentera alors que le nombre de cyclones sera probablement constant ou en diminution.»

Ces incertitudes s'appliquent également à l'Union européenne. Fin décembre 2011, sous l'effet de la crise et de l'absence de visibilité au-delà de 2020, le prix de la tonne de CO_2 sur le marché européen de quotas était à moins de 10 euros !

2.2. La croissance et la volatilité des prix du pétrole et du gaz

- **Des prix du pétrole orientés à la hausse, mais fortement volatils**

Prévoir l'évolution des prix du pétrole est un exercice impossible. Deux certitudes s'imposent toutefois, le prix du pétrole devrait connaître une tendance haussière dans les prochaines années, mais aussi une forte volatilité.

A quoi faut-il attribuer cette volatilité ? Comment la limiter ? Plusieurs rapports récents, auxquels ont participé des membres de cette commission, traitent de cette question[1]. Cette question a également été traitée en 2011 dans le cadre du G 20 sous présidence française.

Il en ressort que la hausse des prix en 2007-2008 s'explique avant tout par l'évolution des fondamentaux du marché, même s'il n'est pas exclu que le développement des marchés financiers ait pu amplifier les fluctuations de prix[2]. Contrairement à une idée répandue, l'existence d'un marché à terme est nécessaire aux acteurs des marchés pétroliers : les contrats à terme sur le marché correspondent au départ à la volonté d'agents, qui achètent et vendent ces produits, de se couvrir contre les fluctuations de cours. Pour que le marché fonctionne, il est nécessaire qu'existent soit des intérêts inverses (ex. une compagnie aérienne veut acheter des produits pétroliers à terme pour couvrir ses tarifs de la période à venir, alors qu'un investisseur dans un champ pétrolier veut vendre sa production à terme), soit des agents prêts à assumer ce risque de fluctuation, moyennant une prime de risque ; ces derniers sont couramment désignés par le terme de "spéculateurs".

Soulignons ainsi que la volatilité des cours est inhérente aux marchés eux-mêmes. Les marchés physiques du pétrole et des matières premières sont caractérisés par une élasticité de court terme très faible tant du côté de l'offre que du côté de la demande.

Une envolée des prix trouvera avant tout son origine dans les déterminants physiques du marché i) structurels: augmentation de la demande (provenant des pays émergents) ; insuffisance des investissements alors que les grands gisements

(1) Artus P., d'Autume A., Chalmin P. et Chevalier J.-M. (2010), "Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil", *Rapport CAE*, n° 93, rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole sous la présidence de Jean-Marie CHEVALIER, septembre.
(2) Compte tenu du manque de données sur les stocks comme sur le gros des volumes échangés (sur les marchés de gré à gré), il est difficile d'éprouver la théorie économique, comme l'atteste l'absence de consensus dans le monde académique sur le rôle précis de la spéculation dans la flambée des prix. En revanche, tous s'accordent à reconnaître la nécessité d'instaurer davantage de transparence sur ces marchés, afin de leur permettre de jouer leur rôle d'outil à la formation des anticipations des prix spot et de redonner aux instances de régulation les moyens de saisir davantage les interactions des acteurs présents sur ces marchés. Même si plus de régulation ne signifie pas moins de volatilité, la prudence impose en particulier une limitation des positions des opérateurs. Source : Buba J. et Liegey M. (2011), "Volatilité des prix des matières premières - Volet 1. Pour une régulation des marchés financiers", *Note d'analyse*, n°211, janvier, Centre d'analyse stratégique .

s'épuisent, etc. ; ii) ou purement conjoncturels : diminution brutale de la production liée à des phénomènes météorologiques, à des accidents industriels ou à des troubles géopolitiques, reprise économique plus rapide que prévu.

Le chapitre précédent a montré leurs conséquences possibles sur l'économie internationale : un déclin de la production de pétrole, de l'ordre de 2 % par an, qui ne serait pas compensé par des politiques de maîtrise de la demande ou de substitution, pourrait, selon le FMI, conduire à une augmentation des prix du pétrole de 800 % sur 20 ans, causant une perte mondiale de PIB de 10 % sur 20 ans, variable selon les régions[1]. L'étude conclut que même s'il est impossible d'évaluer la probabilité de réalisation de tels scenarios, les risques potentiels appellent à une action politique forte et rapide dans le sens d'un affranchissement progressif aux hydrocarbures.

Le rapport du Conseil d'analyse économique sur les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil[2] nous permet de préciser les conséquences sur la France d'une augmentation des prix du pétrole. Leurs auteurs soulignaient en particulier que le pétrole occupait en 2010 une place plus réduite dans l'économie française et qu'en plus de cette baisse de l'intensité pétrolière, trois autres phénomènes pouvaient expliquer l'atténuation des effets économiques négatifs : l'appréciation de l'euro (mais ce n'est plus le cas en 2011-2012), la part élevée de la fiscalité dans le prix pour les consommateurs et une meilleure réponse des politiques macroéconomiques. Ils invitaient cependant à ne pas sous-estimer les effets de ce choc d'offre négatif : une hausse du prix de 80 à 150 dollars réduirait le PIB français d'un ou deux points. Même si l'impact d'un choc pétrolier sur l'économie française s'est réduit avec la diminution de la dépendance énergétique et même si certaines études empiriques confirment des effets faibles, les auteurs de ce rapport soutenaient que cet impact reste important et qu'il convient de ne pas le sous-estimer : compte tenu de la baisse de l'importance du pétrole dans la production, les études classiques estiment en effet que si, avant 1980, une hausse permanente de 10 % du prix du pétrole impliquait une baisse du PIB de l'ordre de 0,5 % atteignant son plein effet en environ deux ans, l'effet devient quasiment nul pour un choc de ce type intervenant après 1980. Au contraire, une meilleure modélisation du choc d'offre que représente une hausse de 20 % des prix du pétrole conduit les auteurs à estimer la possibilité d'un impact sur le PIB d'un demi-point ou d'un point, ce qui est relativement appréciable, surtout quand des hausses plus conséquentes peuvent être attendues.

- **Les gaz non conventionnels : une ressource énergétique considérable**

L'évolution des prix du gaz est tout aussi incertaine mais avec trois marchés qui fonctionnent avec des logiques distinctes et des niveaux de prix actuellement fortement contrastés : Europe, Amérique, Asie. Le marché américain est marqué par la véritable révolution que constitue l'exploitation des gaz de schistes. Si la présence d'hydrocarbures dans la roche mère était une donnée connue, si les techniques des forages horizontaux et de la fracturation hydraulique étaient bien maîtrisées, en revanche, leur production aux Etats-Unis à un coût très bas, parfois inférieur à ceux des gisements traditionnels a représenté une véritable surprise. L'estimation des

(1) Perte de PIB sur 20 ans dans le scenario 2 % de déclin par an : -10 % en Europe, -15 % aux Etats-Unis, -20 % en Asie.
(2) Artus P., d'Autume A., Chalmin P. et Chevalier J.-M. (2010), "Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil", *Rapport CAE*, n° 93, rapport du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole sous la présidence de Jean-Marie CHEVALIER, septembre.

gisements non conventionnels conduirait (au moins) à doubler les ressources de gaz présentes sur notre planète, qui dépasseraient dès lors très largement la centaine d'années (au rythme actuel de consommation). La Chine et de très nombreux autres pays réexaminent les couches géologiques qui pourraient abriter de telles ressources et envisagent de les exploiter. Le souci de la Pologne de s'affranchir de sa dépendance gazière vis-à-vis de la Russie la conduit ainsi à envisager d'investir massivement pour développer la production de gaz non conventionnels qu'elle semble détenir.

Les gaz non conventionnels américains ont eu pour effets de maintenir les prix de marché de court terme ("spot") à des niveaux historiquement bas depuis 2009. Les prévisions tablent également sur des prix modérés dans les années à venir. En Europe au contraire les prix spot sont orientés à la hausse. Ils restent néanmoins inférieurs aux prix des contrats long terme : indexés majoritairement sur les produits pétroliers, ils suivent mécaniquement l'évolution haussière de ce marché. Cette situation de déconnexion des prix "spot" et indexés a poussé les acheteurs à renégocier leurs contrats de long terme pour intégrer une part croissante de prix spot (10 à 25 %).

Ce découplage va-t-il perdurer ? Les experts sont partagés. Un niveau de prix élevé du pétrole, une demande déprimée en Europe, l'arrivée de nouvelles fournitures (Nord Stream à court terme, non conventionnels à plus long terme) plaident pour une déconnexion durable de ces deux marchés. Les pays producteurs, peu favorables à un changement des contrats long terme, pourraient toutefois y être contraints par le marché. Le risque serait de voir à terme se créer une entente des pays producteurs pour maintenir une pression sur les prix. A l'inverse, certains experts considèrent que cette déconnexion n'est que passagère. La demande supplémentaire de gaz naturel en Allemagne ou au Japon (qui aura des répercussions sur le marché européen via le marché mondialisé du GNL) et, de façon plus générale, dans les pays émergents, serait de nature à renforcer la pression sur les prix.

Aux Etats-Unis, les équilibres énergétiques ont été modifiés : de nombreux usages s'orientent aujourd'hui vers le gaz, pour la production d'électricité, voire pour des industries grosses consommatrices d'énergie qui se relocalisent, au détriment du charbon, du nucléaire – dont la reprise se trouve différée –, et des énergies renouvelables et dans les transports en substitution du pétrole. Le pays, qui utilise traditionnellement ses ressources pour son propre usage, pourrait même devenir exportateur de GNL.

Peut-on assister à un tel développement des gaz de schistes en Europe, et en France plus particulièrement ? Comme aux Pays-Bas, la situation française est singulière : la loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 a interdit, sur le territoire national, l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de **fracturation hydraulique** et a abrogé les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique. Le rapport d'avril 2011 du CGIET et du CGEDD[1] souligne d'une part que dans l'état actuel de nos connaissances, les ressources en gaz et huiles de roche-mère de notre pays restent largement inconnues

(1) Leteurtrois J.-P., Pillet D., Durville J.-L., et Gazeau J.-C. (2011), *Les hydrocarbures de roche-mère en France,* Conseil général de l'industrie, Conseil général de l'environnement de l'énergie et des technologies et du développement durable CGIET n° 2011-04-G CGEDD n° 007318-01, Rapport provisoire, avril.

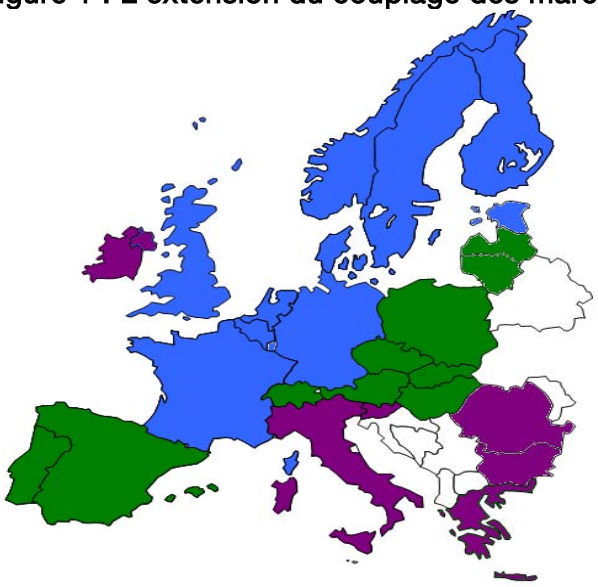
faute d'avoir réalisé les travaux de recherches nécessaires à leur estimation, mais que, d'autre part, si ces ressources ne sont pas définitivement prouvées, la comparaison avec les formations géologiques analogues exploitées en Amérique du nord laisse à penser que notre pays est parmi les pays les plus prometteurs au niveau européen en huiles dans le bassin parisien (100 millions de m^3 techniquement exploitables) et en gaz dans le sud du pays (500 milliards de m^3) : ces ressources de gaz non conventionnels représenteraient une amélioration possible de la balance commerciale de un à plusieurs milliards d'euros suivant les hypothèses retenues.

2.3. L'achèvement du marché unique européen de l'électricité pose un certain nombre d'interrogations

La réalisation d'un marché unique intégré de l'électricité (MIE) a pour but de développer la concurrence, d'accroître le surplus collectif, de bénéficier de la complémentarité des différents parcs européens, et de permettre aux entreprises de trouver un marché à l'échelle du continent européen. Avec le développement des EnR intermittentes et la réduction des surcapacités, le MIE est devenu incontournable. Pour autant, il pose plusieurs défis de design et de régulation.

Afin de parvenir à mettre en place ce marché et de pouvoir ainsi échanger librement l'électricité en Europe, le Conseil européen a souhaité que le marché interne soit réalisé en 2014. A court terme, le couplage des marchés, aujourd'hui en place entre la France, l'Allemagne et le Bénélux doit progressivement s'étendre à la Grande Bretagne et au NordPool (fin 2012, en bleu sur le graphique ci-dessous), puis, à la péninsule ibérique et aux pays frontaliers de l'Allemagne (2013, en vert), à l'Italie et à la Slovénie (2014, en violet), et enfin, à plus long terme, au reste des pays de l'Union européenne, … Ainsi, dans les prochaines années, le prix du marché français de gros de l'électricité sera-t-il influencé par celui d'un marché s'étendant sur une bonne partie de l'Union européenne.

Figure 1 : L'extension du couplage des marchés



Source : CRE

Pays en bleu : fin 2012 ; en vert : 2013 ; en violet : 2014.

En complément de ces développements visant à utiliser de manière optimale les interconnexions existantes, la réalisation ou le renforcement de lignes de transport sont également envisagés. Les investissements pourraient s'élever à 100 Md€ répartis dans les 10 années pour les seuls ouvrages d'importance européenne. D'ores et déjà avec les interconnexions actuelles, on constate une harmonisation partielle des prix.

Pour se mettre en conformité avec le cadre communautaire, la France fait également évoluer son propre cadre réglementaire. Ainsi, la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) a, d'ores et déjà, modifié l'organisation française du marché de l'électricité afin de concilier la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements. Elle a prévu en particulier un certain nombre d'étapes destinées à mettre en place un accès régulé à la base nucléaire, à mettre en cohérence progressive les tarifs réglementés de vente (TRV) avec le prix régulé d'accès à la base (ARENH), puis à supprimer, au plus tard en 2015, les tarifs réglementés pour les entreprises grandes et moyennes (au-delà de 36 kVA).

Afin de faire face à la croissance de la pointe de consommation électrique, cette même loi prévoit la création d'un mécanisme de capacité. Les fournisseurs d'électricité devront acquérir des certificats de capacité de production ou d'effacement de consommation afin de prouver qu'ils peuvent satisfaire les besoins de consommation de leurs clients lors des périodes de pointe. Un décret en Conseil d'État doit en préciser les modalités d'application d'ici la fin du premier semestre 2012.

Trois questions méritent cependant d'être soulignées :

- le couplage des marchés permet sur les territoires concernés de bénéficier du prix le moins élevé (correspondant au coût de production de la dernière centrale appelée) et donc de maximiser le surplus collectif. Il peut néanmoins conduire dans un pays donné à un prix de l'électricité plus élevé que celui qui aurait résulté de la production nationale à ce moment précis. C'est le cas notamment de la Suède mais aussi de la France dans les périodes où des moyens nucléaires ou hydrauliques à bas coûts sont « marginaux » pour des raisons identiques : un coût national faible grâce à l'hydraulique et/ou au nucléaire. A contrario, lors des périodes de tension sur le système électrique national, le prix de marché français est plus faible avec couplage des marchés que sans. Le couplage des marchés, s'il est optimal sur le plan collectif, induit des effets redistributifs entre producteurs et consommateurs d'un même pays (cf. encadré ci-dessous) et doit donc être examiné de manière attentive en particulier pour les ménages les plus défavorisés. L'impact sur les consommateurs dépend toutefois de la manière dont sont fixés les tarifs finaux, en particulier s'ils sont calés sur les prix du marché de gros ou sur les coûts moyens de production (comme c'est le cas en France, grâce à la loi NOME) ;

- après une période de surcapacités, et ainsi que nous l'a montré l'analyse de l'évolution du mix énergétique allemand présentée dans le chapitre précédent, l'Europe se trouve confrontée à un risque d'insuffisance d'investissements à long terme dans le domaine de l'énergie, aussi bien dans les réseaux que dans les moyens de production, capacités de pointe, mais aussi capacités destinées à prendre le relais des énergies intermittentes lorsque ces dernières ne fonctionnent pas. Comme l'a souligné le rapport du député Serge Poignant et du sénateur

Bruno Sido sur la gestion de la pointe électrique, les centrales de production de pointe peinent à recouvrir leurs coûts fixes dans un marché dit « energy-only » (problème de « missing-money »). Le mécanisme de capacité introduit par la NOME vise à donner un cadre économique satisfaisant pour ces installations ainsi que pour les effacements de consommation ;

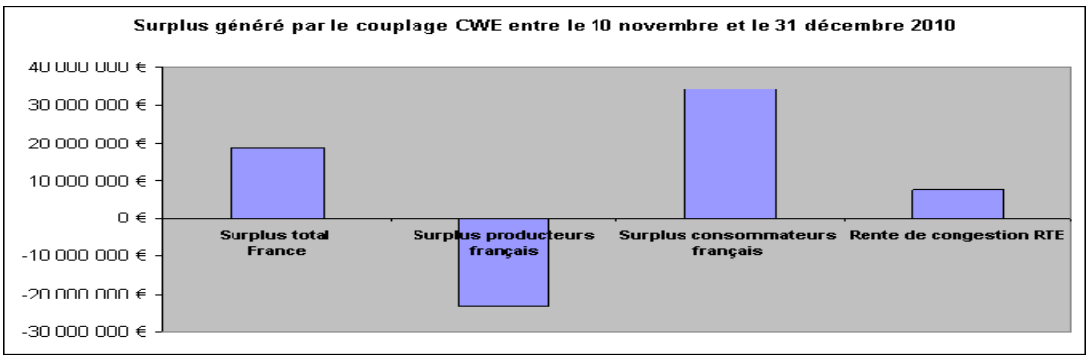
- enfin, l'apport des interconnexions en termes de sécurité d'approvisionnement et le développement des réseaux de transport et de distribution deviennent encore plus nécessaires à l'heure où les différents aléas météorologiques (température, vent, nébulosité) renforcent le besoin de mutualisation et de « respiration » européenne.

Les bénéfices du couplage de marché

Comme l'illustre le graphique ci-dessous, les flux générés aux frontières françaises avec l'Allemagne et la Belgique par le couplage des marchés ont permis de dégager en France un surplus collectif total, c'est-à-dire la somme des surplus du producteur et du consommateur, de 18,7 M€ entre le 10 novembre et le 31 décembre 2010. Ce surplus se décline en :

- une perte pour les producteurs français (-23,2 M€)
- un gain pour les consommateurs français (34,2 M€)
- une rente de congestion perçue par RTE, contribuant entre autres à faire diminuer le tarif d'utilisation du réseau (7,8 M€) et donc à augmenter le surplus collectif.

Le gain des consommateurs indique que les flux aux frontières ont permis de diminuer le prix moyen en France sur la période concernée.



Source : CRE

2.4. Les évolutions contrastées de l'industrie du raffinage, entre pays occidentaux et pays émergents.

Une étude intitulée "Raffinage 2030" réalisée à IFPEN a permis de déterminer ce que pourrait être l'équilibre offre/demande mondial en produits pétroliers et d'apporter un éclairage sur le type et la localisation géographique des investissements nécessaires en raffineries.

Cette étude met en évidence les résultats suivants :

- une réduction des capacités de raffinage en Europe et en Amérique du nord, reflet du recul de leur consommation de carburants. Cette réduction est la

conséquence des nouvelles réglementations en matière d'émissions des véhicules neufs et d'incorporation de biocarburants ;

- un déplacement des investissements de raffinage vers l'Asie, le Moyen-Orient et l'Amérique du sud. L'activité de raffinage se déplace vers les pays émergents, (demande forte en produit raffinés) et vers les grands pays producteurs de brut ;

- le maintien de l'inadéquation du raffinage à la structure de la demande en Europe.Ses excédents d'essence pourrait continuer à satisfaire une partie de la demande américaine, avec des importations nettes de gazole de la CEI pour combler son déficit. Cependant, d'autres zones géographiques (principalement Moyen-Orient et Afrique) risquent de concurrencer les exportations européennes d'essence, d'où une interrogation majeure sur la pérennité de ce débouché à l'exportation ;

- un impact significatif de la contrainte des quotas d'émissions de CO_2 en Europe (et aux Etats-Unis si mise en place). Cette contrainte, modélisée sous la forme d'une "taxe forfaitaire" appliquée à ces seules régions induit un phénomène de CO_2 leakage vers des zones qui n'y seraient pas soumises, mais sans diminution des émissions globales du secteur au niveau mondial ;

- le caractère structurant des futures spécifications mondiales sur la teneur en soufre des fiouls de soutes pour l'avenir du raffinage, en particulier en Europe. En effet, dans l'hypothèse où la contrainte ne serait pas assurée par la désulfuration des fumées sur les navires ou le développement de "carburants" alternatifs (LNG, etc.), ces spécifications requièrent de maintenir des investissements élevés en hydroconversion de résidus.

Pour ces différentes raisons, la question du maintien en activité des raffineries les moins performantes se posera en particulier en Europe, tant qu'elles ne pourront pas atteindre une rentabilité suffisante pour financer les investissements nécessaires.

3. Des déterminants et des incertitudes propres à la France pèsent également sur ses perspectives énergétiques

Dès 2005, la France s'est engagée à diviser par quatre ses émissions de gaz à effet de serre dans la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (loi POPE). Elle l'a confirmé dans la loi du 3 août 2009 relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Le Grenelle de l'environnement, puis le Paquet climat énergie, adopté sous Présidence française de l'UE en 2008, ont fixé trois objectifs à l'horizon 2020 :

- une part des énergies renouvelables de 23 % dans la consommation d'énergie finale ;
- une réduction des émissions de 14 % sur le non-ETS par rapport aux émissions de 2005 et de 21 % dans le secteur ETS ;
- sans que l'objectif ne soit contraignant au niveau européen, la France s'est engagée dans une démarche d'amélioration d'au moins 20 % de son efficacité énergétique, confirmée par le Plan national d'action pour l'efficacité énergétique publié le 16 décembre 2011.

Un certain nombre d'incertitudes demeurent cependant. La première et probablement la plus importante réside dans les objectifs mêmes de réduction de nos émissions de gaz à effet de serre. Le lecteur pourra consulter sur ce point les travaux menés sous la direction du professeur Christian de Perthuis sur les trajectoires possibles de réduction de nos émissions jusque 2050. Le rapport expose dans le détail la problématique d'un rehaussement de 20 à 30 % de l'objectif de réduction des émissions de l'Union européenne à l'horizon 2020. L'arbitrage qui pourrait être pris sous présidence danoise au cours du premier semestre 2012 est bien entendu important non seulement pour l'ensemble des acteurs de la politique énergétique mais aussi pour tous les acteurs économiques dans leurs choix quotidiens. L'instauration d'un prix du carbone dans l'ensemble de l'économie est présentée comme une condition nécessaire à l'atteinte d'objectifs ambitieux.

La contrainte du financement du système énergétique sera traitée dans son ensemble au chapitre 5 : seuls les besoins des réseaux seront traités dans ce chapitre.

3.1. La nécessaire maîtrise de la demande

L'évolution de la demande est évidemment cruciale dans le dimensionnement de l'offre. Dans ce cadre, le ministère de l'écologie et du développement durable a mené tout au long du second semestre 2011 une table ronde nationale sur l'efficacité énergétique qui a abouti au programme d'action précité comprenant 27 mesures concrètes pour accélérer les économies d'énergie. Au total, la politique nationale en faveur de l'efficacité énergétique doit permettre une diminution des consommations à l'horizon 2020 comprise entre 19,7 % et 21,4 %. Cela représente l'équivalent de la consommation annuelle de 16 millions d'habitants.

Seules la mise en œuvre de toutes les solutions efficaces et une recherche continue de solutions énergétiques performantes permettront la transition vers une société économe en énergie et sobre en carbone.

Le Grenelle de l'environnement fixe des objectifs de baisse de la demande dans différents secteurs, que nous ne détaillerons pas ici : le résidentiel-tertiaire et le transport méritent cependant une attention particulière.

- **Le résidentiel-tertiaire**

Le résidentiel-tertiaire représente 42 % de la consommation d'énergie finale en France. On peut distinguer ici deux types de besoins avec des problématiques bien différentes :

- les besoins thermiques, que sont le chauffage et le refroidissement (62 % des besoins du résidentiel-tertiaire), l'eau chaude sanitaire et la cuisson (16 %). Ces consommations sont étroitement liées aux réglementations thermiques des bâtiments, tant pour les nouvelles constructions (RT2012) que pour les anciennes constructions, dont la rénovation, l'isolation etc sont des enjeux importants à l'avenir[1]. La réglementation en vigueur pour le bâtiment neuf, dite RT 2012, a été

(1) La croissance de ces usages a été contenue (+ 5,4% de 1990 à 2008), en dépit d'une croissance forte tant en résidentiel (+25% de logements entre 1990 et 2008) qu'en tertiaire (+ 29 % de m^2 chauffés entre les mêmes dates).

publiée en juillet 2010 et rentre progressivement en vigueur d'ici le 1er janvier 2013 où elle deviendra applicable à toutes les constructions. Elle pose une exigence de performance énergétique globale, établie à 50 kWh/m^2/an en énergie primaire en moyenne, avec des variations notamment géographiques. La construction de bâtiments neufs est cependant marginale compte tenu du taux de renouvellement moyen du parc (environ 1 % par an). D'autant que la crise a considérablement réduit le rythme de construction. Ainsi, entre 60 % et 70 % du parc qui sera utilisé en 2050 est déjà construit en 2010. L'effort doit donc se concentrer sur la rénovation des bâtiments, y compris sur l'optimisation de leur système énergétique. Sur 30 millions de logements résidentiels existants, 58 % du parc ont été construits avant la première réglementation thermique de 1975. Les consommations y sont évidemment bien plus élevées que dans des logements récents (330 kWh/m²/an en moyenne pour les constructions d'avant 1975 contre 200 kW/m²/an après 1975). Toute la question est donc de savoir comment financer ces rénovations, pour diminuer la demande du secteur résidentiel, soit par une meilleure isolation, soit par la substitution des moyens de production de chaleur par des technologies plus performantes ;

- les besoins spécifiques (22 %), c'est-à-dire la consommation des usages qui ne peuvent utiliser une autre source d'énergie que l'électricité (éclairage, appareils électroménagers, etc.). Ceux-ci tendent à augmenter : + 66 % entre 1990 et 2008.

Au total, la consommation d'électricité par habitant en France est une des plus élevées d'Europe. Le taux d'équipement des ménages en appareils ménagers n'est pas la principale raison. En effet, la France a décidé de considérablement développer le chauffage électrique. Ainsi, les consommations de pointe d'hiver augmentent bien plus vite que la consommation annuelle moyenne d'électricité. Ce recours massif au chauffage électrique, qui constitue une tendance plus particulièrement spécifique à la France et qui est en grande partie responsable de la pointe associée à la consommation d'électricité, est crucial pour le dimensionnement du parc électrique. Notons cependant que le chauffage électrique est modulable – voire effaçable - dès lors que la tarification est incitative et l'isolation du logement satisfaisante, ce n'est donc pas fatalement un usage de pointe.

- **Les transports**

Le transport représente 31 % de la consommation d'énergie finale. En 2010, il représente 70,6 % de la consommation énergétique des produits pétroliers en France.

La consommation de ce secteur a longtemps augmenté pour se stabiliser à partir de 2002 autour de 48 Mtep. Le nombre de ménages motorisés n'a eu de cesse d'augmenter mais dans une moindre mesure depuis 2000 : 70,8 % de ménages motorisés en 1980, 76,8 % en 1990, 80,3 % en 2000, 83,5 % en 2010. De plus, la réglementation sur les consommations unitaires s'est durcie : la hausse du taux d'équipement des ménages a en partie été compensée par une amélioration des performances des véhicules. La crise a conduit à un fort décrochage des consommations, notamment liées au ralentissement du secteur de transport de marchandises.

La demande de transports est liée à l'offre de transports en commun et aux réglementations urbaines imposées, mais est également dépendante des réglementations imposées par la Commission européenne aux constructeurs. De plus,

un renchérissement des prix des énergies aurait un impact non négligeable sur la demande de transport. Si à court terme, les ménages possèdent une marge de manœuvre restreinte (élasticité-prix de la demande de carburant faible, voisine de - 0,25 à - 0,35), l'élasticité de long terme est bien plus importante (- 0,6 à - 0,7)[1]. Pour les marchandises, les élasticités de long terme sont de l'ordre de - 0.2 à – 0.3.

3.2. L'exigence de sûreté : un préalable absolu au fonctionnement des centrales nucléaires

L'accident de Fukushima nous rappelle que le risque zéro n'existe pas. L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), qui est une autorité administrative indépendante en charge du contrôle de la sûreté nucléaire, souligne pour sa part, et depuis sa création, qu'il est impossible de garantir qu'il n'y aura pas d'accident nucléaire dans notre pays, tout en ajoutant que cette probabilité est faible et qu'elle cherche à la réduire. Son rôle consiste à s'assurer que les installations nucléaires sont sûres et à les arrêter en cas de doute.

De manière plus précise, le 3ème réexamen de sûreté décennal des réacteurs de 900 MWe est en cours. En 2009, l'ASN a émis un avis favorable sur les aspects génériques de la poursuite d'exploitation de ces réacteurs jusqu'à 40 ans après leur première divergence (voir encadré en début de chapitre sur les durées de fonctionnement des réacteurs nucléaires). Un examen spécifique à chaque tranche est néanmoins nécessaire à l'issue de sa troisième visite décennale : il a conduit l'ASN à approuver la poursuite de l'exploitation de Tricastin 1, puis de Fessenheim 1. Ces prises de position sont toutefois accompagnées d'un certain nombre de prescriptions supplémentaires : EDF devra par exemple renforcer le radier du réacteur de Fessenheim 1 avant le 30 juin 2013, afin d'augmenter sa résistance au corium en cas d'accident grave avec fusion du cœur et percement de la cuve. Il devra également installer avant le 31 décembre 2012 des dispositions techniques de secours permettant d'évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide.

L'examen des résultats des visites décennales d'un certain nombre d'autres réacteurs est en cours. Jusqu'à présent, l'ASN n'a identifié aucune raison particulière la conduisant à demander l'arrêt de l'un des réacteurs pour des questions liées à la sûreté.

A la suite de l'accident de Fukushima, des évaluations complémentaires de sûreté ont été menées par les exploitants, sur prescription de l'ASN, afin d'évaluer le comportement des installations confrontées à des situations hors dimensionnements (séisme, inondation, autres phénomènes naturels extrêmes liés à l'inondation, perte des alimentations électriques et du refroidissement, gestion de situations accidentelles graves sur les installations, …) et de déterminer les améliorations potentielles à apporter. Ces évaluations ont donné lieu à un certain nombre d'expertises : le lecteur pourra les trouver sur les sites Internet de l'IRSN et de l'ASN. Après examen de leur contenu, l'Autorité de sûreté nucléaire a rendu ses conclusions le 3 janvier 2012. Elle estime que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour que l'ASN ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles.

(1) Calvet L. et Marical F. (2011), « Consommation de carburants : effets des prix à court et à long termes par type de population », Etudes et documents, n°40, avril.

Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite d'exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. L'ASN imposera dans les prochaines semaines les prescriptions complémentaires appropriées.

Ainsi, le processus d'évaluations complémentaires de sûreté est encore en cours d'instruction. Des mesures techniques permettant de répondre à certaines des prescriptions envisagées sont connues (par exemple les diesels de secours, ou les bâtiments « bunkerisés » pour le noyau dur, dont le coût a été évalué par EDF entre 40 et 60 M€ par diesel, et à environ 100 M€ par bâtiment bunkerisé). D'autres restent à préciser (par exemple pour la source froide de secours qui est envisagée dans le noyau dur). Par conséquent, le coût total de ces mesures ne peut être aujourd'hui précisément quantifié. EDF a toutefois évalué en première analyse à 10 Mds€ le coût de ces mesures, dont 5 Mds€ étaient déjà prévus dans le cadre du programme pour la prolongation de la durée d'exploitation du parc à 60 ans (par exemple les diesels supplémentaires). Il faut noter que pour les mesures déjà envisagées dans le cadre de ce programme, l'ASN imposera que leur réalisation soit anticipée (par exemple, dans le cas des diesels, EDF envisageait leur déploiement lors des visites décennales à partir de 2019 ; l'ASN pourrait demander que tous ces diesels soient installés avant 2018). Ainsi, l'essentiel des dépenses consécutives aux ECS devrait se concentrer sur la présente décennie. En retenant une hypothèse d'investissement d'un milliard d'euros par an sur 10 ans, l'impact sur le coût de production serait de l'ordre de 2,5 €/MWh sur cette période.

L'avis de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté

L'ASN a rendu public le 3 janvier 2012 son rapport sur les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées à la suite de l'accident de Fukushima. Le texte qui suit correspond au communiqué de presse de l'ASN que le lecteur trouvera sur son site Internet[1] de même que l'intégralité de son avis.

« **A l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes**.

L'ASN va donc imposer aux exploitants un ensemble de dispositions et renforcer les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels (séisme et inondation), à la prévention des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants et au traitement des non conformités. Ainsi,

- **l'ASN va imposer la mise en place d'un « noyau dur » de dispositions matérielles et organisationnelles** permettant de maîtriser les fonctions fondamentales de sûreté dans des situations extrêmes, pour toutes les installations concernées par le rapport ECS. Les exploitants devront proposer à l'ASN avant le 30 juin 2012 le contenu et les spécifications du « noyau dur » propre à chaque installation ;
- **l'ASN va imposer la mise en place progressive, à partir de cette année, de la « force d'action rapide nucléaire (FARN) »** proposée par EDF, dispositif national d'urgence rassemblant des équipes spécialisées et des équipements permettant d'intervenir en moins de 24 heures sur un site accidenté ;

(1) http://www.asn.fr/index.php/S-informer/Actualites/2012/Rapport-de-l-ASN-sur-les-evaluations-complementaires-de-surete-ECS.

- **l'ASN va imposer la mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de « dénoyage » du combustible** dans les piscines d'entreposage des différentes installations ;
- **l'ASN va imposer la réalisation d'études de faisabilité de dispositifs supplémentaires de protection des eaux souterraines et superficielles en cas d'accident grave** dans les centrales nucléaires ou les installations de La Hague ;
- l'ASN considère que les facteurs sociaux, organisationnels et humains sont un élément essentiel de la sûreté. **L'ASN restera donc attentive au renouvellement des effectifs et des compétences des exploitants**. En particulier, l'ASN considère que la surveillance des sous-traitants intervenant dans les installations nucléaires ne doit pas être déléguée par l'exploitant quand elle concerne des interventions importantes pour la sûreté ;
- en outre, l'ASN a préparé, en relation avec les ministères chargés de la sûreté nucléaire, un projet d'arrêté fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base qui apportera une contribution importante à l'amélioration de la sûreté. **L'ASN recommande que cet arrêté soit signé au plus vite ;**
- enfin, sur la base du retour d'expérience approfondi de l'accident de Fukushima, **l'ASN renforcera les référentiels de sûreté des installations nucléaires**, en particulier sur les aspects « séisme », « inondation » et « risques liés aux autres activités industrielles ».

Le rapport de l'ASN sera transmis par le Premier ministre au Président de la Commission européenne comme rapport de la France sur les tests de résistance décidés par le Conseil européen des 24 et 25 mars 2011. Les rapports des différents États européens seront soumis à un processus de revues croisées (« peer review »), dont le déroulement est prévu de janvier à juin 2012.
L'ASN veillera à tirer toutes les conséquences des résultats de ce processus. Elle continuera à participer activement à l'ensemble des analyses entreprises dans le monde pour mieux comprendre l'accident de Fukushima et en tirer les enseignements. L'ASN attachera une vigilance particulière au suivi de la mise en œuvre de l'ensemble des prescriptions qu'elle aura édictées, ainsi qu'à la prise en compte des nouveaux référentiels qu'elle aura approuvés. A partir de l'été 2012, elle présentera périodiquement l'avancement de l'ensemble de ces actions ».

Les réacteurs d'EDF pourront-ils pour autant fonctionner pendant soixante ans ? En 2010, EDF a annoncé qu'elle envisageait d'étendre la durée de fonctionnement de son parc nucléaire à soixante ans. En réponse, l'ASN a demandé que l'exploitant déploie un programme d'études visant à :

- garantir la conformité des réacteurs, notamment par l'examen des composants non remplaçables pour lesquels l'exploitant devra fournir la preuve de leur tenue dans le temps. L'ASN estime en effet que, si elle était autorisée, la poursuite d'exploitation des réacteurs au delà de quarante ans nécessiterait une surveillance renforcée des équipements non remplaçables (cuve et enceinte de confinement) ;

- améliorer le niveau de sûreté des réacteurs.

Sur ces deux sujets, l'ASN attend des propositions ambitieuses de la part d'EDF. L'ASN a en particulier demandé que ces études de réévaluation soient menées au regard des objectifs de sûreté applicables aux nouveaux réacteurs, tels que l'EPR, et tiennent compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima. L'ASN prendra position de manière générique sur la poursuite d'exploitation, une fois que les études listées ci-dessus par palier de réacteurs auront été examinées, puis de manière spécifique, pour dix ans, réacteur par réacteur un an après leur visite décennale.

La demande d'une réévaluation de sûreté des réacteurs au regard de la sûreté de l'EPR reflète une ambition forte. L'EPR bénéficie, en effet, de trois caractéristiques majeures :

- une protection renforcée contre les agressions externes ;
- une redondance augmentée des fonctions de sûreté dont la séparation et la protection sont accrues ;
- la prise en compte des accidents graves dans le dimensionnement du réacteur : enceinte renforcée, apportant une grande autonomie sans rejets en cas de fusion du cœur, conception évitant l'endommagement de l'enceinte par risque hydrogène, récupérateur de corium… Il est à noter que ces dispositifs sont passifs.

La prolongation de la durée d'exploitation implique des investissements non négligeables de jouvence qui, comme le rapporte la Cour, pourraient correspondre à un coût de l'ordre 55 Mds€, soit environ 950 M€ par réacteur, y compris les premières mesures de renforcement de la robustesse des réacteurs à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Toutefois, les prescriptions que prendra l'ASN ne sont pas précisément connues à ce jour, tant pour ce qui concerne les suites des évaluations complémentaires de sûreté que la poursuite d'exploitation au-delà de quarante ans, ces deux processus étant en cours d'instruction. Par conséquent, ces chiffres doivent être considérés comme une première évaluation.

La question de la sûreté des centrales nucléaires se pose également dans les autres pays. En 2010, l'Autorité de sûreté nucléaire française, en liaison avec 16 de ses homologues européens, a proposé des objectifs de sûreté pour les nouveaux réacteurs électronucléaires construits en Europe, qui doivent servir de référence pour les réévaluations de sûreté périodiques. Il appartient cependant à chaque Autorité de sûreté de juger de leur mise en œuvre sur leur territoire. L'ASN estime pour sa part que l'EPR répond à ces nouveaux critères, qui seront prochainement révisés pour prendre en compte les enseignements de Fukushima.

3.3. Des technologies prévisibles à l'horizon 2030, incertaines au-delà.

La PPI publiée en 2009 a pour horizon 2020, avec une étape intermédiaire en 2012, de sorte que les technologies envisageables sont bien connues. Par définition, les découvertes scientifiques et les ruptures technologiques sont imprévisibles : néanmoins, dans les secteurs capitalistiques, la durée nécessaire à la diffusion massive d'une innovation envisagée en laboratoire permet d'avoir une vision assez fiable à court et moyen terme.

Le mix électrique futur d'un pays dépendra, aux différents horizons de temps considérés, des technologies disponibles, ou plus exactement des technologies qui seront matures. Sous cette notion, se cachent trois réalités bien différentes qui expliquent que le choix d'un mix électrique peut-être très différent d'un pays à l'autre : la faisabilité technique, la rentabilité économique et enfin l'acceptation par la population. Si l'on peut considérer que, sauf entrave à la diffusion technologique, la faisabilité est la même d'un pays à l'autre ce qui conduit les industriels à développer des avantages exportables dans le monde entier, en revanche, les conditions de rentabilité et d'acceptation sociale peuvent varier très fortement d'un territoire à

l'autre. Certains pays auront tendance à privilégier un mix exploitant leurs ressources naturelles, qu'il s'agisse d'énergies fossiles, de potentiels hydrauliques ou de conditions de vent ou d'ensoleillement, etc. Les débats et concertations locales peuvent enfin modifier les contraintes auxquelles sera soumis le déploiement d'une nouvelle technologie.

A un terme que la plupart des experts interrogés situent au-delà de 2030, le mix électrique que nous connaissons pourrait être bouleversé par l'apparition de deux technologies majeures :

- le stockage de l'électricité : la recherche de la batterie sûre, peu chère, avec une grande autonomie et une longue durée de vie qui permettrait de stocker de grandes quantités d'électricité et de les restituer au réseau est toujours en cours et le sera encore vraisemblablement pendant de longues années. Des sauts technologiques considérables sont en effet indispensables pour aboutir à la rentabilité économique. C'est néanmoins un enjeu majeur pour les marchés de l'électricité..Avant 2030 les technologies économiquement matures comprennent le stockage hydraulique (réserves gravitaires et STEP[1]) qui peut encore être développé, bien que de manière modeste, en France. Le stockage à air comprimé présent en Allemagne mériterait d'être étudié en France (même si son développement possible semble relativement limité). Le stockage électrochimique (batterie) à grande échelle relève actuellement de la démonstration ou de situations particulières (systèmes isolés, autonomes). Côté consommation, il est possible d'avoir recours dès aujourd'hui à des moyens de stockage thermique (ballon d'eau chaude, amélioration de l'inertie thermique du bâtiment). A plus long terme, d'autres moyens de stockage sont envisageables à une échelle plus ou moins importante, tels que les matériaux à changement de phase. La production d'hydrogène par électrolyse, suivie ou non de la méthanation du CO_2 capté par ailleurs, pour résorber les excédents des énergies intermittentes, fréquemment évoquée, doit encore faire la démonstration de sa faisabilité économique (coûts d'investissement élevés, faibles rendements de la chaîne : ce point est développé dans le chapitre suivant) ;

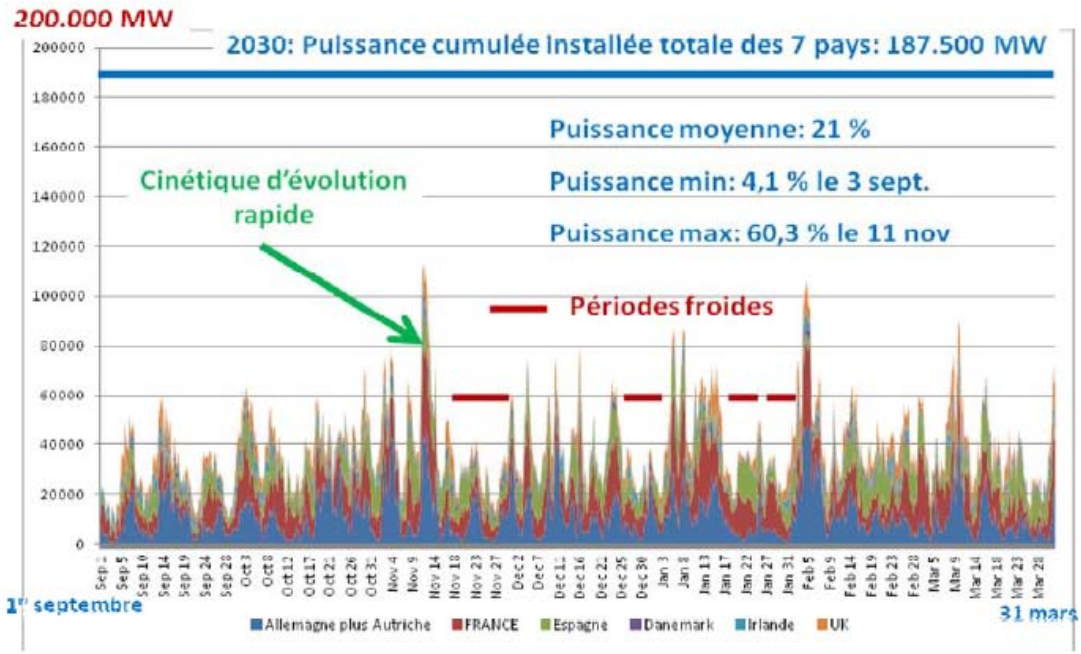
- le captage et stockage du CO_2 (CSC) : selon l'AIE, même à l'horizon 2035, la part des énergies fossiles dans la consommation mondiale d'énergie primaire devrait être de l'ordre de 75 %. A lui seul, selon ces mêmes estimations, le charbon pourrait encore assurer à 40 % de la production mondiale d'électricité. La maîtrise des technologies de CSC devient dès lors cruciale pour la lutte contre le changement climatique. Tous les acteurs consultés par la commission pensent cependant qu'un développement industriel de cette technologie n'est guère envisageable avant 2030 : l'effort doit donc être porté sur la recherche mais aussi sur la réalisation de démonstrateurs. Un prix durablement élevé du CO_2 est pour cela indispensable.

(1) Station de transfert d'énergie par pompage.

Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'ouest
Quelles compensations espérer entre pays ?[1]

L'éolien est par nature une énergie intermittente, correctement prévisible à court terme (quelques jours à quelques heures), mais peu prévisible sur des bases mensuelles et saisonnières. L'obligation d'ajuster en permanence la production d'électricité pour l'accorder à la consommation instantanée est impérative. A moyen terme, elle suppose une planification des productions des réseaux européens interconnectés et la mise en place de centrales de secours, fonctionnant à temps très partiel. L'Europe est cependant soumise à des régimes climatiques divers, éventuellement complémentaires, ce qui doit atténuer l'ampleur de l'intermittence de l'éolien pays par pays. Pour évaluer cet impact les productions éoliennes horaires de l'hiver 2010/2011 de 7 pays, qui représentent un bon échantillonnage de l'Europe de l'ouest[2], ont été enregistrées heure par heure. La contribution éolienne 2030 de chaque pays a ensuite été établie en affectant à la production réelle 2010/2012, à climat équivalent, un coefficient correspondant au ratio des puissances prévues en 2030[3], relatif à un scénario éolien renforcé, à celles opérationnelles fin 2010. Le foisonnement obtenu est ainsi optimisé et fonction du poids respectif de chaque zone climatique en 2030. La courbe ci-dessous présente par empilement le cumul des productions éoliennes en MW, sur 6 mois d'hiver, qu'auraient les 7 pays pour une puissance éolienne totale triple de l'actuelle (187 500 MW au lieu de 65 000).

Production éolienne européenne (sur sept pays) en 2030



Un examen détaillé de cette figure montre que le foisonnement, réel, est cependant limité. La fluctuation de la puissance reste très marquée. Les puissances minimales et maximales correspondent respectivement à 4 % et 60 % de la puissance totale installée Pn. La puissance moyenne, limitée à 21 % de Pn, est sans doute sous-évaluée d'environ 5 %, l'éolien offshore étant encore peu pris en compte. De manière plus précise, l'on observe :

(1) Cet encadré a été réalisé par Hubert Flocard et Jean-Pierre Perves (Sauvons le climat).
2 MW fin 2010 : Allemagne+Autriche 28200, Espagne 20700, France 5700, Danemark 3800, Irlande 1430, UK 5200.
3 MW fin 2030 : Allemagne+Autriche 60000, Espagne 30000, France 53000, Danemark 4500, Irlande 10000, UK 30000.

- des épisodes globaux de faible puissance éolienne, moins de 15 % de Pn, apparaissant par grands froids durant une à deux semaines (anticyclones : en rouge sur la figure) ;

- des épisodes d'évolution brutale des puissances (4 % de la puissance totale/heure, soit 8.000 MW/h, en vert sur la figure). Une variation de puissance éolienne de 75.000 MW est ainsi possible en une journée, pour une puissance totale consommée de l'ordre de 200.000 MW, tous moyens de production inclus, sans compensation efficace possible par des stockages d'électricité et des réseaux transfrontaliers ;

- une puissance « garantie », sur laquelle on peut compter, limitée à 5 % de Pn. Une puissance de secours très importante est ainsi requise, sans espoir d'une compensation notable du solaire, particulièrement en hiver.

Un examen des 6 mois d'été montre également des pénuries de production éolienne en situations anticycloniques, avec températures très élevées, le solaire pouvant cependant apporter une compensation partielle.

Un certain nombre d'autres technologies devraient connaître des évolutions (sans que cette liste soit exhaustive) :

- l'éolien terrestre est une technologie mature économiquement (avec dans des conditions favorables, des prix de revient moyens du kWh comparables aux prix actuels du marché européen). La France possède le 2ème gisement en éolien terrestre après le Royaume Uni et un gisement notablement meilleur que celui de l'Allemagne qui a installé un parc terrestre de 27 GW. Le premier obstacle à son déploiement massif réside dans son acceptabilité locale. De plus, le caractère intermittent de la production suppose de prévoir des capacités de substitution qui délivreront de l'énergie lorsque les éoliennes ne fonctionneront pas. Une telle disposition nécessite des investissements supplémentaires difficilement chiffrables, mais qui risquent d'augmenter avec le recours croissant aux éoliennes sur le réseau : les ressources mobilisables sur le réseau électrique européen équivalent en moyenne à environ 20 % de la puissance éolienne installée, mais peuvent chuter, certains jours, à moins de 10 % de celle-ci, ce qui nécessite de dimensionner convenablement les capacités de substitution (centrales thermiques par exemple) ;

- l'éolien en mer – inexistant aujourd'hui en France – sera développé massivement dès 2015 ; le gouvernement français a ainsi lancé le 11 janvier 2011 un appel d'offres pour des installations éoliennes en mer pour une puissance maximale de 3 000MW réparties sur 5 zones ; ces parcs seront mis en service entre 2015 et 2020 ; il doit permettre d'ériger 500 à 600 éoliennes au large des côtes françaises, pour une puissance installée de 3 GW et une production annuelle d'énergie que l'on peut estimer à 9 TWh, soit environ 1,8 % de la production nationale actuelle. La feuille de route énergétique de la France prévoit le déploiement de 3000MW supplémentaires à l'horizon 2020 ; la taille des parcs - de 500 à 750 MW – permettra de mutualiser les coûts de raccordement ; de plus le temps annuel de fonctionnement de ces installations en mer est de l'ordre de 3 000h à comparer à une durée de l'ordre de 2 200h pour des installations terrestres. Cette opération permettra d'apprécier l'évolution des coûts des éoliennes en mer et de déterminer dans quelle mesure ils peuvent se rapprocher de la parité réseau ;

- certaines améliorations et/ou sauts technologiques pourront modifier le marché éolien, et permettre aux acteurs industriels, voire à de nouveaux entrants, d'apporter des éléments à forte valeur ajoutée : ainsi en est-il de l'éolien flottant ou des éoliennes dites géantes, à plus de 10MW. D'autres sauts technologiques pourraient permettre un déploiement massif de l'éolien à des coûts proches de la parité réseau. D'autres innovations devraient également permettre un important déploiement de l'éolien dans des conditions particulières de niche (insulaire, furtive, décentralisé, etc). En complément, il faudra travailler fortement sur des barrières à lever, comme le renforcement de la prédictibilité et des prévisions, l'évolution nécessaire des cadres juridiques, institutionnels et de la réglementation ainsi que l'acceptabilité sociale ;

- la filière photovoltaïque est actuellement en forte évolution et les coûts des modules photovoltaïques baissent très rapidement depuis 2009. Cette baisse des prix constatés sur le marché pourrait conduire à un déploiement plus rapide du solaire photovoltaïque. Celle-ci ne peut cependant être attribuée entièrement à une phase d'apprentissage et de baisse effective des coûts : les surcapacités actuelles de la Chine perturbent en effet fortement le marché et entraînent d'ailleurs la faillite d'un certain nombre de producteurs européens, allemands en particulier, mais aussi américains et chinois. Cette filière est d'ores et déjà compétitive dans les pays remplissant trois conditions : un fort ensoleillement, une pointe de la demande survenant durant les heures d'ensoleillement et un coût de production du mix électrique moyen élevé ; si ces conditions sont remplies dans certains pays de la Sun Belt, aucune d'entre elles n'existe cependant en France. Le photovoltaïque n'est donc pas aujourd'hui une énergie compétitive en France et pèse lourdement sur la facture d'électricité des ménages. Les perspectives d'évolution des coûts à la baisse de cette énergie au cours des prochaines années pourraient toutefois conduire à l'atteinte de la compétitivité – même en France – à moyen-long terme : elles doivent cependant être confirmées.

La notion de parité réseau

La notion de parité réseau a été largement discutée, notamment lors de la concertation sur la filière photovoltaïque menée par Jean-Michel Charpin et Claude Trinck début 2011. Elle désigne le "point d'équilibre" à partir duquel on peut considérer que le service rendu par une filière est compétitif, sans subventions complémentaires. L'appréciation dépend donc du réseau qui accueille l'installation. Une filière comme le photovoltaïque en installation au sol peut donc être proche de la parité réseau dans certains endroits du monde, comme en Californie (région très ensoleillée et où les coûts de production et de transport par les moyens en place sont élevés) mais pas dans d'autres (les régions bénéficiant de coûts de production et de transport relativement faibles).

L'appréciation de la parité réseau est particulièrement difficile puisqu'elle ne se résume pas à une simple comparaison des coûts de production avec les prix de marché : il faut en effet prendre en compte l'impact de l'installation sur le fonctionnement du réseau, les services qu'elle peut rendre au système électrique ou au contraire les moyens complémentaires que le système électrique doit mettre en œuvre pour accueillir sa production, etc. Lorsque le parc installé de la filière considérée devient conséquent, les effets induits sur le réseau (besoin de capacités de substitution, réserves d'exploitation) peuvent ne plus être négligeables.

- les applications des smart grids (ou réseaux « intelligents ») sont déjà une réalité, comme les « réseaux auto-cicatrisants » en distribution. D'autres peuvent permettre par exemple de jouer sur l'effacement de certaines consommations

dans le secteur résidentiel sous réserve de maîtriser les réseaux domiciliaires (régulation, programmation, capacité de dialogue avec l'extérieur) : elles font l'objet d'une expérimentation dans le cadre de règles transitoires sur le mécanisme d'ajustement (cf. annexe réseaux/marchés). Le déploiement du compteur communicant « Linky » est de nature à faciliter le développement de telles applications ;

- dans le nucléaire, l'évolution technologique à horizon 2030 est de disposer d'un nucléaire économique dans la durée, à la sûreté encore améliorée, ce qui est possible à travers la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs actuels de génération 2 dont les performances sont graduellement remises à niveau en cohérence avec la sûreté de la génération 3 et la construction en série de réacteurs de génération 3 (EPR). Il faut également préparer l'avenir en matière de réacteurs de génération 4[1] (en particulier les réacteurs à neutrons rapides au sodium, RNR). Selon les termes de la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, le stockage définitif des déchets ultimes les plus radioactifs (HA, MA-VL) devrait débuter en 2025 ;

- la production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement par le biais de la cogénération ou de la microcogénération pourrait entraîner des gains énergétiques et réduire les émissions de CO_2, à condition que l'énergie primaire utilisée soit d'origine renouvelable ou que, dans le cas d'une utilisation d'énergies fossiles, la production d'électricité ne vienne pas en substitution d'une production à partir d'énergies décarbonées. Le gouvernement promeut la cogénération à partir de sources d'énergies renouvelables, notamment la biomasse, comme précisé dans l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

De plus à l'horizon 2030, les énergies marines – actuellement non matures – pourraient se développer notablement et occuper une part du mix énergétique mondial. Certaines de ces énergies – énergie de la houle, des courants, des marées et énergie thermique des mers – font actuellement l'objet d'opérations de démonstration destinées à en démontrer la faisabilité technique et à les améliorer. Là encore, l'évolution des coûts sera le juge de paix.

3.4. La construction nécessaire de nouvelles lignes électriques doit conduire à en accélérer la réalisation.

Le but du système électrique français, et en particulier de son réseau, est de satisfaire convenablement, en interaction avec les systèmes voisins, la demande d'électricité en anticipant l'évolution de la consommation, des effacements et de la production. Les analyses menées par RTE, dans son bilan prévisionnel 2011 publié en juillet dernier, montrent que pour atteindre cet objectif, pour bénéficier des capacités de production à la pointe d'autres pays (Pays-Bas, Suisse, Italie, Espagne, …) et pour permettre à nos voisins de bénéficier de nos excédents en heures creuses, il est souhaitable de construire plusieurs centaines de kilomètres de lignes électriques supplémentaires et de renforcer en particulier les connexions internationales. L'exemple actuel de l'Allemagne nous permet de mesurer toute l'importance du réseau : les lignes

(1) Un prototype de réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium (projet ASTRID) est à l'étude et sa mise en service est envisagée pour le début de la décennie 2020.

électriques ne sont pas suffisantes pour acheminer tout le courant produit par le parc éolien situé au nord de l'Allemagne vers les régions consommatrices du sud, ce qui conduit à devoir arrêter les éoliennes, alors que la demande existe.

De manière plus précise, comme RTE le précise dans son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France de 2011, trois défis devront être relevés pour accompagner les évolutions énergétiques :

- **le premier défi est géographique** : les nouvelles installations de production ne sont pas nécessairement situées à proximité des lieux de consommation, ce qui nécessite des adaptations du réseau pour pouvoir transporter l'énergie produite. A titre d'illustration, l'analyse conduite en Allemagne par la DENA met en exergue la nécessité de créer environ 4000 km de lignes THT supplémentaires pour accompagner l'insertion des énergies renouvelables. Ce besoin est confirmé au niveau européen par le plan décennal de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E, qui prévoit la création ou le renouvellement d'environ 20000 km de lignes THT d'ici 2020 pour accueillir les énergies renouvelables. Il convient de rappeler que, en France, dans les années 80, le développement du réseau a connu une période de forte croissance pour accompagner le programme nucléaire. Les évolutions énergétiques à venir impliqueront donc aussi un développement du réseau de transport, mais avec des enjeux différents à cause des intermittences. RTE prévoit dans son schéma de développement décennal d'investir 10 milliards d'euros à l'horizon 2020 pour les principales infrastructures de transport : l'insertion de l'éolien on-shore (objectif du Grenelle de l'Environnement de 19 GW) représente environ 1 G€ et celui de l'éolien l'off-shore (appel d'offre de 3 GW) environ 1G€. A l'horizon 2030, un des scénarios du bilan prévisionnel envisage une baisse du nucléaire dans le mix énergétique, qui rendrait nécessaire en 20 ans un doublement des capacités d'interconnexions. Mais, au-delà de l'aspect financier - coût évalué à environ 350 millions par an pour les interconnexions -, c'est le rythme de construction de ces interconnexions et des nouvelles infrastructures qui pose problème. Pour des raisons d'acceptabilité, seuls 5 000 MW de capacité d'interconnexion ont été construites sur les 20 dernières années. Les investissements totaux du réseau de transport à l'horizon 2030 pourraient varier dans une fourchette de 36 à 44 G€ - ordre de grandeur qui nécessitera une hausse adaptée du tarif de réseau pour accompagner les investissements nécessaires selon les options, avec une différence de coût entre une option « tout souterrain » et « réutilisation des tracés existants » pour le 400 kV autour de 10 G€ supplémentaires ;

- **le deuxième défi est opérationnel** : l'insertion à une telle échelle d'énergie intermittente va conduire à modifier les modalités de gestion de la sûreté du système électrique. Le système électrique est aujourd'hui conduit pour gérer des aléas très divers sur la production et la consommation (chaque centrale de production peut être sujette à une panne subite ; la température influe directement sur la consommation de chauffage, la nébulosité sur l'éclairage en journée, les précipitations sur le niveau remplissage des barrages, etc). Les aléas significatifs à l'échelle du système électrique par leur ampleur, leur incertitude ou leur rapidité d'occurrence dimensionnent marges et réserves. A ce jour, l'intermittence de la production éolienne représente un aléa parmi d'autres. Progressivement, cet aléa devra être accompagné de modalités spécifiques, à l'instar du système IPES instauré par RTE. Sous réserve d'une répartition géographique équilibrée, d'un développement adapté du réseau de transport et

d'une évolution adaptée des modalités de gestion, les objectifs du Grenelle de l'Environnement dans le système électrique français apparaissent réalisables. A l'aléa de consommation - un degré supplémentaire en dessous des normales saisonnières entraîne, lors d'une vague de froid, une consommation supplémentaire de 2,3 GW - aujourd'hui dimensionnant, viendra s'ajouter l'aléa de production, provenant de la variabilité du vent, dans l'exploitation du futur. D'ores et déjà, des éléments de comparaison avec des pays tels que l'Espagne qui ont connu un développement important de ce type d'énergie, montrent la nécessité d'adopter des mesures spécifiques au sein du réseau de transport pour l'accueil, le raccordement, l'observation, la prévision, voire la commande, de ces nouvelles énergies. Compte-tenu de leur forte variabilité - le gestionnaire de réseau de transport doit disposer des modalités de commande pour procéder aux effacements de production lorsque le besoin s'en fait sentir.

L'intégration des ENR : le cas espagnol

A la fin de l'année 2010, les capacités éoliennes et solaires installées en Espagne s'élèvent à respectivement 20 GW et 4 GW ; l'énergie annuelle générée représente respectivement 16 % et 2.5 % de la consommation totale en 2010 (293 TWh). Le record instantané de production en 2010, enregistré la nuit du 9 novembre à 3h15, est de 54 % de la consommation. Cette pénétration importante des énergies renouvelables a nécessité de la part du gestionnaire du réseau de transport, en 2010, principalement en période de creux de consommation[1], des effacements de production de l'ordre de 0.3 TWh, pour une durée annuelle de 220 heures.

Afin de respecter les objectifs prévus par les autorités espagnoles, dans le cadre du paquet climat-énergie adopté en 2008[2], les capacités EnR devraient doubler à l'horizon 2020 (capacité installée de 35 GW d'éolien et 11,5 GW de solaire) pour atteindre annuellement 31 % de la consommation. L'intégration toujours plus importante des EnR fait naître différents besoins qui vont s'amplifier dans la décennie à venir :

i) un besoin croissant de réseau : les parcs éoliens étant situés à des endroits du territoire généralement éloignés des zones de consommation et des lignes électriques existantes, un développement important du réseau est nécessaire : 8 % des coûts de développement entre 2010 et 2020 en Espagne, soit environ 800 M€ sur un total de 10 Md€, serait directement lié à l'évacuation de puissance éolienne ou solaire et 47 %, soit 4,7 Md€, participe au moins pour partie à l'intégration des EnR (tout en répondant à d'autres problématiques) ;

ii) un besoin en services système (réglage dynamique de tension et de puissance) : Les capacités des EnR à assurer les services système étant limitées[3], ceux-ci doivent toujours être assurés par des unités thermiques classiques ;

iii) un besoin important de flexibilité des groupes thermiques : Les EnR, intermittentes et non-dispatchables, nécessitent en complément des groupes thermiques très flexibles. A titre d'exemple, en 2009, 56 % des démarrages de CCGT ont duré moins de 24 heures avec, pour conséquence, un vieillissement plus rapide de ces matériels dû aux chocs thermiques fréquents. De plus, il est parfois nécessaire de conserver démarrées certaines unités peu

(1) Le creux de consommation en Espagne s'élève à environ 20 GW, hors échanges et pompage.
(2) 20 % de réduction des gaz à effet de serre, +20% d'efficacité énergétique, 20% d'EnR dans le mix énergétique.
(3) Les éoliennes récentes installées sur le réseau de transport peuvent fournir ou absorber du réactif, mais ne permettent pas de réglage dynamique de tension. Concernant la régulation de puissance, techniquement possible à la baisse mais également à la hausse dans certaines conditions (situation préalable d'effacement), Le gestionnaire de réseau de transport et les producteurs EnR étudient de nouvelles spécifications afin que les machines y contribuent.

flexibles (groupes charbon ou lignite), qui ne sont pas nécessaires pour l'équilibre offre-demande à tout instant.

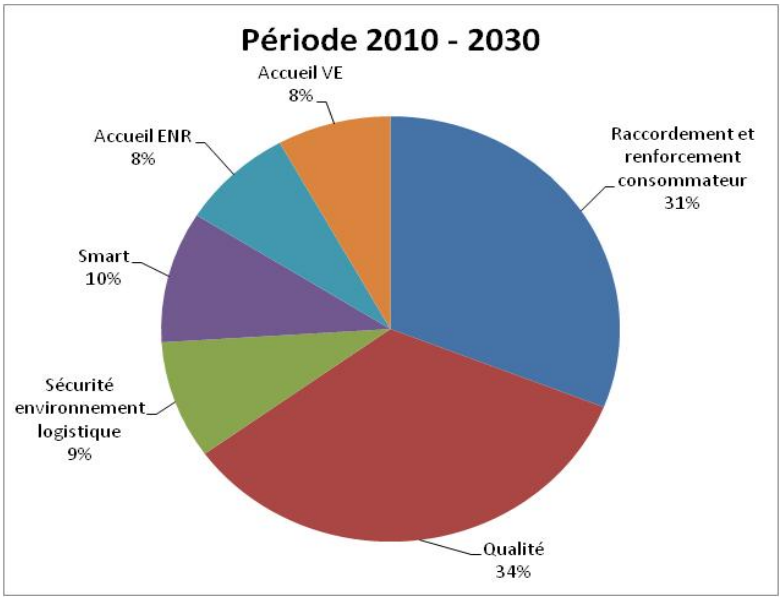
Ces deux derniers points montrent qu'il est nécessaire de maintenir connecté en permanence un volume minimal de groupes thermiques, ce qui limite la puissance productible par les EnR (« curtailment »). Les études menées en Espagne à l'horizon 2020 montrent, selon les scénarios, que les volumes d'effacement de production nécessaires devraient atteindre de 1,1 TWh à 6,8 TWh en 2020, pour une durée de 440 heures à 1400 heures, soit près de 4 à 20 fois plus qu'en 2010. Le coût d'un térawatt-heure de « curtailment » est estimé à environ 40 M€ à 60 M€ par an, selon les scénarios. La poursuite de la croissance des ENR entraînera une augmentation des effacements ou des exportations (d'où l'enjeu des interconnexions) et un retour sur investissement de plus en plus faible des nouveaux projets. L'atteinte des objectifs nécessitera probablement de nouvelles mesures incitatives, qui se traduiront *in fine* par une hausse des coûts de l'électricité.

- **le troisième défi est temporel,** car l'autorisation de création de nouvelles lignes nécessite parfois jusqu'à dix ans, liés notamment à la très mauvaise acceptabilité de tels projets par le public. Ainsi, le ministre fédéral allemand de l'économie et la technologie souhaite accélérer la mise en place des lignes THT nécessaires pour favoriser le développement des renouvelables et vient de présenter un projet de loi sur l'accélération du développement du réseau (Netzausbaubeschleunigungs-gesetz – NABEG). Il prévoit de réduire le nombre d'échelons administratifs concernés en permettant aux autorités compétentes de se concentrer sur leurs tâches principales. Des procédures formalisées seront déléguées aux gestionnaires de réseau. Cette loi simplifierait de manière significative le régime des procédures d'autorisation des lignes électriques. Un régime uniforme d'autorisation serait ainsi introduit pour réduire le temps d'approbation des lignes 110 kV aériennes et souterraines. L'objectif des pouvoirs publics en Allemagne est de réduire à quatre ans les délais d'instruction. Ce projet de loi pourrait cependant être interprété par certains Länder comme une remise en cause de leur compétence et se heurter à l'opposition du Bundesrat. Toutefois certaines mesures de simplification ont été adoptées début 2011 (amendement EnLAG). Conscient des difficultés entraînées par ces délais, la Commission Européenne suggère dans son « Paquet Infrastructures » de les réduire à trois ans. Si des dispositions peuvent être prises afin de simplifier le processus d'autorisation, la principale cause des délais particulièrement longs constatés sur ces projets reste leur très mauvaise acceptabilité par le public, qui pourra être améliorée par des concertations plus efficaces et mieux ciblées sur les inquiétudes des citoyens ainsi que par des mesures compensatoires mieux adaptées.

En tout état de cause, il conviendra aussi de prendre en compte les problèmes régionaux de congestion, de sûreté et de stabilité du système électrique qui seraient posés par une évolution structurelle importante du parc de production, telle que celles indiquées dans les différents scénarios de la Commission. La question de la localisation des déclassements et le calendrier de mise en service des nouveaux moyens de production auront notamment une importance majeure sur l'évolution de la structure du réseau de transport. En effet, l'absence de technologie de stockage à la hauteur des besoins fait du réseau de transport l'outil de flexibilité nécessaire pour concilier des zones de production et de consommation qui ne coïncideront ni dans l'espace, ni dans le temps. Par son maillage et sa capacité à permettre le foisonnement de plusieurs aléas, climatique ou de production, le réseau de transport apporte une réponse adaptée au moindre coût pour la collectivité, en diminuant les

marges de sécurité nécessaires, à condition toutefois que les lignes électriques nécessaires soient construites.

Les réseaux de distribution devront également s'adapter afin de permettre le raccordement d'installations de production décentralisée (95 % de la puissance photovoltaïque et éolienne installée en France se trouve actuellement sur le réseau de distribution), de moderniser les infrastructures existantes et de tenir compte des nouveaux usages de l'électricité (Pompe à chaleur[1] notamment). Afin de remplir ces objectifs, les investissements dans ces réseaux devraient s'élever d'ici 2030 à une centaine de milliards d'euros (compris entre 99 et 111 Md€ selon ERDF, suivant les hypothèses) suivant la répartition indiquée dans le schéma ci-dessous. Une dépense de 15 Md€ dans les réseaux intelligents permettrait ainsi, toujours selon ERDF, de répondre aux différents scénarii de développement des énergies renouvelables et des véhicules électriques. La première brique de ces systèmes intelligents réside dans le déploiement du compteur intelligent.



Source : ERDF

3.5. Un tissu industriel français à développer en lien avec la politique énergétique

- **Les filières énergétiques**

Après avoir investi fortement dans l'hydroélectricité au début des années 50, la France a engagé 20 ans plus tard un programme massif d'équipement électronucléaire, son savoir-faire en nucléaire civil lui a apporté un rayonnement international, illustré par ses centres de recherche actifs et reconnus, ses industries présentes au plan international sur différents segments de la chaîne de valeur, et de nombreux emplois (évalués à 125 000 emplois directs et 115 000 indirects[2]). Les acteurs français sont

(1) Une pompe à chaleur (PAC) permet, grâce à une source d'énergie complémentaire, de transférer la chaleur du milieu le plus froid vers le milieu le plus chaud.
(2) Evaluation de PWC. Par ailleurs, à ces chiffres, PWC ajoute 170 000 emplois induits, résultant des dépenses des employés directs et indirects.

principalement au nombre de trois, chacun sur un maillon spécifique de la chaîne de valeur : le CEA pour les activités de recherche, AREVA pour l'amont (19 % des parts du marché mondial) et l'aval du cycle de l'uranium et la construction de centrales (26 % des parts de marché), et EDF pour l'exploitation et la maintenance des centrales (19 % des parts de marché). EDF exploite 72 GWe, soit 3 fois la capacité exploitée par le second acteur (Rosenergoatom Consortium) (voir Annexe « Filières »). L'industrie française du cycle, et plus particulièrement du recyclage, est en position de leader mondial de par sa technologie et ses capacités de production (usines de La Hague, dans le Cotentin, avec de l'ordre de 5000 emplois directs et usine de fabrication de combustible de Melox, dans le Gard). Cette industrie dispose d'un soutien très dynamique d'une des principales forces de R&D au monde dans ce domaine, alliant le CEA, l'IRSN, le CNRS, l'ANDRA et les forces de R&D propres aux industriels.

L'avenir de l'industrie des EnR doit être regardé plus dans le détail. En effet, aujourd'hui, la France n'a pas jusqu'à présent réussi à développer des filières industrielles et doit importer des équipements pour répondre aux objectifs sur les EnR fixés par le Grenelle de l'environnement. Ses exportations d'équipements régressent, contrairement aux autres pays européens : en moyenne les pays européens ont vu leurs exportations sur les énergies renouvelables augmenter de + 35 % sur les technologies renouvelables entre 2006 et 2009 (Allemagne et Autriche : + 30 % ; Espagne : + 78 % ; nouveaux Etats membres : + 44 %). Ainsi, ces chiffres relatifs nous alertent sur la faiblesse de l'industrie française dans le domaine des renouvelables. Cette capacité de la France à répondre à son besoin intérieur et à exporter est pourtant déterminante dans les retombées économiques, en termes de croissance et d'emplois (voir Annexe « Emplois »).

Pour autant, cette situation n'est pas immuable. La France possède tous les atouts scientifiques, technologiques et industriels pour développer des filières capables de fournir le marché intérieur et d'exporter. La France peut ainsi se targuer de posséder un savoir-faire reconnu dans l'ingénierie parapétrolière, aéronautique, etc, ce qui lui donne un avantage dans l'éolien offshore. Elle excelle également dans la filière hydraulique : même si le potentiel français est très largement exploité, de nombreux marchés sont encore ouverts dans les pays d'Asie ou d'Afrique. Dans la filière solaire, les compétences acquises dans la construction de centrales thermiques pourraient être mises à profit dans le solaire thermique à concentration. Une industrie du photovoltaïque pourrait trouver sa place en France, d'autant que la recherche dans ce domaine est reconnue comme l'une des meilleures. Néanmoins le marché des cellules et modules est aujourd'hui largement dominé par les fabricants chinois qui sont imbattables en matière de massification et dont les prix sont donc particulièrement bas (voir Annexe « Filières »), mais dont les capacités d'innovation seraient encore, selon certains, notablement inférieures à celles des Européens.

C'est un exercice ardu que d'essayer de chiffrer les emplois existants dans le domaine de l'énergie puisque les estimations dépendent très largement des définitions retenues : emplois directs, indirects (comprenant les emplois des sous-traitants) ou encore induits (rétroactions macroéconomiques).

La politique énergétique de la France affecte de nombreux secteurs. On pense en premier lieu à la filière de la production électrique, qui selon l'Insee regroupe quelques 127 000 emplois directs, dont 85 000 emplois dans le nucléaire, 25 000 emplois dans les énergies renouvelables (dont hydrauliques), et le reste dans la filière thermique.

Néanmoins ces chiffres sous-estiment les emplois du nucléaire et des filières éoliennes et solaires. L'Ademe estime les emplois de ces deux dernières filières (emplois directs et sous-traitants dédiés) respectivement à 9 586 et 8 622 en 2009.

Mais d'autres filières pourraient être affectées par une évolution du mix énergétique : en particulier, celles du gaz (20 705 pour la production, le transport et la distribution de combustibles gazeux d'après l'INSEE) et du pétrole (17 600 dans le raffinage de pétrole), celle de la construction automobile ou encore des bâtiments (cf infra).

Les normes et directives mises en œuvre en France, et plus généralement en Europe, auront des effets importants sur les secteurs du bâtiment et de l'automobile, d'autant que les emplois dans ces secteurs sont d'un autre ordre de grandeur que ceux des filières purement énergétiques

Dans le secteur de l'efficacité énergétique, la filière française se compose d'un tissu industriel diversifié avec des groupes internationaux présents sur toute la chaîne de valeur, des PME et des TPE. Les grands groupes internationaux sont présents sur les produits de construction (Saint-Gobain, Lafarge, Vicat), l'exploitation énergétique (Dalkya, Cofely), et les équipements (Schneider, Legrand), le BTP (Vinci, Bouygues, Eiffage). Si les entreprises sont là, l'enjeu du côté offre est de proposer un service de qualité, ce qui nécessite des formations spécifiques et adaptées aux nouvelles réglementations.

Il est là encore difficile de déterminer le nombre d'emplois liés aux mesures d'efficacité énergétique, puisque peu d'entreprises sont spécialisées spécifiquement dans le domaine de l'efficacité énergétique. Néanmoins de plus en plus d'emplois seront concernés par les travaux liés à l'évolution des réglementations et par les opérations de rénovation thermique dans le bâtiment par exemple[1] :

- la maîtrise d'ouvrage (commanditaires, gestionnaires, i.e. les donneurs d'ordre) : 1,6 million d'actifs ;
- la maîtrise d'œuvre, l'ingénierie : 115 000 personnes, dont 30 000 architectes ;
- les entreprises réalisant les travaux : 1,2 million de salariés, 260 000 artisans et 100 000 intérimaires (en ETP) ;
- les fournisseurs de matériaux (industriels et distributeurs) : 450 000 actifs ;
- les fournisseurs de services (ex. exploitation, entretien, maintenance) : 34 000 actifs.

De même, l'évolution de l'industrie automobile dépendra des choix pris en matière de mobilité et de transports de marchandises. Aujourd'hui, en France, 257 000 emplois directs sont concernés, répartis entre la construction et les équipementiers.

- **Impact macro-économique**

Au-delà des emplois directs ou indirects créés par le déploiement des technologies d'offre ou de maîtrise de la demande, d'autres effets sont en jeu : le prix des énergies

(1) Rapport du comité Filière « Métiers du bâtiment », présidé par Philippe Pelletier, décembre 2009.

ou encore le solde de la balance commerciale affectent bien entendu l'économie toute entière.

Le prix des énergies pourrait avoir une influence non négligeable sur certaines industries, notamment celles pour lesquelles l'électricité représente une part importante du coût total de production. Ces industries emploient un nombre non négligeable de personnes (près de 300 000) : chimie (157 000), papier-carton (70 000), sidérurgie (54 000) et le ciment (5 000)[1]. Une augmentation du prix de l'électricité n'est cependant pas synonyme de délocalisation à coup sûr.

3.6. Une opinion publique favorable aux énergies renouvelables, plutôt favorable au nucléaire, mais surtout très sensible au prix de l'énergie

Quelques mois après l'accident de Fukushima, deux points caractérisent actuellement l'opinion publique française vis-à-vis du nucléaire : une hésitation certaine (37 %), liée à la crainte d'un accident nucléaire et au devenir des déchets radioactifs, accompagnée, parmi ceux qui s'expriment, d'une part plus importante en faveur du recours au nucléaire (32 % contre 20 %)[2] (Cf. annexe « Acceptabilité »). Les Français ont en effet du mal à savoir quelle technologie pourrait aujourd'hui remplacer l'énergie nucléaire, tant sous l'aspect économique qu'écologique. Au contraire, l'événement de Fukushima a précipité la sortie du nucléaire de l'Allemagne après une longue opposition. Cette décision entérine une volonté concertée entre populations, partis politiques et industriels de signer la fin du nucléaire et le début d'un « tournant énergétique ».

Nulle énergie n'est idéale : la technologie du nucléaire civile n'est donc pas la seule à être critiquée. Les technologies nouvelles et donc peu éprouvées voient leur développement freiné par le principe de précaution. Ainsi, les gaz de schistes, dont quelques avaries aux Etats-Unis ont été largement médiatisées, ont fait l'objet de manifestations importantes, obligeant le gouvernement français à abroger les permis d'exploration. Pour le CSC (captage et stockage du carbone), le gouvernement allemand est revenu sur sa décision d'en légiférer l'exploitation à cause de fortes résistances au sein de la population et des Länder.

Les EnR détiennent globalement une excellente image auprès des Français, notamment le solaire. Selon le baromètre annuel de l'ADEME sur les Français et les énergies renouvelables, 96 % des Français se déclarent favorables au développement des EnR en 2011, chiffre qui reste stable depuis plusieurs années[3]. Les énergies solaires et éoliennes demeurent aujourd'hui les énergies renouvelables les plus plébiscitées par les Français. Quand on leur demande quelle EnR la France devrait développer en priorité, les Français sont 59 % à citer en priorité l'énergie solaire (68 %

(1) CGDD (2011), Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie dans le contexte d'une économie verte, étude réalisée conjointement par les cabinets Syndex et Alpha, avril.
(2) Enquête Ifop/*Le Monde* réalisée du 21 au 27 juin 2011 auprès d'échantillons représentatifs des populations française (1006 personnes), allemande (603), espagnole (600), italienne (605) et britannique (604) âgées de 18 ans et plus (méthode des quotas).
(3) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables ». Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1011 personnes de 18 ans et plus.

en 2009) et 50 % l'éolien (43 % en 2009). Suivent l'hydraulique (21 %) et la géothermie (21 %).

Elles ne sont pas cependant pas exemptes de critiques. L'éolien terrestre peut parfois poser des problèmes de nuisances visuelles et sonores. L'intégration paysagère et l'émergence sonore sont toutefois étudiées lors de la délivrance de l'autorisation ICPE : les nuisances potentielles sont ainsi minimisées. 80 % des Français sont favorables au développement d'éoliennes, 75 % dans leur région et 61 % à moins d'un kilomètre de chez eux[1] : même si on peut constater un certain effet « NIMBY », une majorité de français se montre tout de même en faveur du développement des éoliennes. Parmi les 39 % de Français qui ne souhaitent pas voir un parc éolien se développer à moins d'1 km de chez eux, l'esthétique et le bruit sont les freins principaux. De fait, les objectifs retenus dans le cadre du paquet Energie Climat porteraient en 2020 le nombre d'aérogénérateurs à un chiffre compris entre 7 000 et 8 000 sur terre (voir Annexe « Acceptabilité »), une estimation à comparer avec les 4 000 éoliennes présentes aujourd'hui sur le sol français.

L'énergie solaire est, quant à elle, considérée comme trop coûteuse. Pour beaucoup de Français, selon un sondage réalisé par l'institut BVA[2], les énergies renouvelables devraient être à la charge de l'Etat, une situation peu réaliste au vu de la conjoncture économique actuelle (voir annexe Acceptabilité). Pourtant bien plus que l'intérêt général et la lutte contre le changement climatique, ce sont les considérations économiques qui apparaissent comme la première priorité des Français, contrairement aux Allemands. Le coût relatif des technologies est donc une donnée d'entrée essentielle dans la décision d'investissement dans une énergie plutôt qu'une autre pour un ménage. Les évolutions de coût seront donc un facteur majeur d'acceptabilité des énergies renouvelables.

Si les Français s'attendent dans les années à venir à une augmentation des coûts de l'électricité, celle-ci ne sera acceptée que dans une certaine limite. Ainsi, de moins en moins sont prêts à payer substantiellement plus cher leur électricité : le dernier baromètre de l'ADEME (réalisé par BVA) indique que seuls 2 % des Français seraient prêts à payer leur électricité 20 % plus chère qu'aujourd'hui (contre 7 % dans le baromètre précédent). La trajectoire de hausse des prix de l'électricité sera donc déterminante dans l'acceptation de tel ou tel scénario énergétique.

Si comme le soulignent nombre d'énergéticiens, un renchérissement des prix est nécessaire pour assurer les investissements dans le secteur énergétique comme pour inciter les consommateurs à changer leur habitude de consommation, il n'en reste pas moins que cela pourrait affecter durement certains ménages. En effet, la précarité énergétique est une réalité qui touche plus de 3 millions de ménages (3,8 millions dans le cas d'une précarité monétaire, soit les ménages affectant plus de 10 % de leur revenu disponible au chauffage de leur logement, et 3,5 millions si l'on choisit la définition d'une précarité liée aux conditions de vie, mesurée par le nombre de ménages ayant souffert du froid pendant plus de 24 heures). Quelques 621 000 ménages souffrent aujourd'hui du froid et dépensent plus de 10 % de leur revenu à chauffer leur logement. Ce sont bien souvent des ménages parmi les revenus les plus bas, mais aussi habitant dans des logements très mal isolés. Sans compter que pour

(1) BVA ADEME 2011.
(2) Ibidem.

beaucoup ils sont inactifs, chômeurs ou encore en situation monoparentale. Ainsi la précarité énergétique se double de problèmes socio-économiques considérables.

3.7. L' « acceptabilité » de certaines évolutions technologiques n'est pas assurée

Toute programmation pluriannuelle des investissements, même validée par le Parlement, n'a qu'une portée indicative qui peut se heurter au refus des populations locales. Même si elle bénéficie d'un processus de concertation « Grenelle » et que les pouvoirs publics la considèrent comme la meilleure voie afin de contribuer à la sécurité énergétique, elle ne saurait cependant engager le résultat d'un débat public sur un projet en particulier.

La procédure de débat public votée en 2002 soulève plusieurs questions relatives à l'allongement de la durée d'instruction des projets de lignes électriques, aux contradictions qui pourraient surgir entre ses conclusions et la PPI, à la possibilité de l''utiliser pour débattre de l'évolution du mix énergétique lui-même et enfin à la possibilité d'y recourir pour définir l'encadrement de nouvelles technologies.

- **Les procédures d'instruction des lignes électriques**

Les lignes électriques sont en général très mal acceptées par un public souvent mal informé et peu conscient des enjeux associés à de tels projets (syndrome NIMBY). Cette opposition, dont les causes sont récurrentes (effets des champs électromagnétiques, impact visuel), est à l'origine de procédures longues et ponctuée de nombreux contentieux. Cette problématique est générale en Europe et sa résolution demandera des efforts particuliers afin d'améliorer la qualité du dialogue avec les citoyens.

- **Un débat public sur l'énergie est-il possible ?**

Les concertations sur l'énergie n'ont probablement jamais été aussi abondantes qu'aujourd'hui : une dizaine de débats parlementaires sur la politique énergétique ont eu lieu depuis 1981 ; des débats nationaux sur l'énergie ont eu lieu en 1981, en 1992, en 2003. Depuis 7 ans, la Commission nationale du débat public souligne qu'elle a organisé 18 débats publics portant sur des projets d'infrastructures énergétiques et que, lors de chacun de ces débats, on a assisté à une montée en généralité des interrogations qui partent de l'opportunité du projet pour aboutir au questionnement des politiques énergétiques menées par la France et par l'Union européenne.

Puisque la question de la politique énergétique est posée lors de chaque débat de projet, on peut légitimement se poser la question de savoir s'il ne faut pas organiser un nouveau débat d'option sur l'évolution du mix énergétique. Une telle décision relève bien évidemment du politique : la définition de la politique énergétique nationale pourrait trouver sa réponse lors du principal moment de la démocratie que constitue le suffrage universel.

L'organisation d'un tel débat serait complexe : les dimensions techniques en seraient importantes et appelleraient à un effort très important de vulgarisation. Les Français ne sont que très rarement conscients du niveau du prix de l'électricité en France, en moyenne plus bas que celui des autres pays européens. Ils sont également peu informés des coûts, des impacts et des enjeux de filières des différentes technologies.

Les informations fournies pourraient être dénoncées comme « biaisées », tant il y a absence de consensus sur un certain nombre de points importants (exemple : l'intermittence de la production éolienne, la faisabilité des mesures de changement comportemental, etc.). Certaines personnes pourraient également le refuser et chercher à en entraver la tenue.

Si le débat relatif aux nanotechnologies a permis de mettre en évidence toutes les difficultés qui s'attachent à une telle procédure, celui sur la gestion des déchets radioactifs de haute activité et à vie longue a néanmoins montré que, malgré quelques perturbations, un tel débat était possible. Son objectif principal devrait être de partager les enjeux liés au devenir du mix énergétique français et de faire ressortir les arguments en faveur ou en défaveur des différentes évolutions possibles. Il pourrait même avoir pour ambition plus noble et plus générale (certains la qualifieraient d'utopique) de réconcilier les Français avec l'énergie, voire de créer un lien de confiance entre le citoyen et le décideur sur ce sujet. Charge alors au politique de définir à l'issue de cette procédure sa vision du futur système énergétique français et d'annoncer les décisions qu'il entend prendre à court terme pour la mettre en œuvre.

4. Les critères auxquels doit répondre le futur mix énergétique français à l'horizon 2050

La nature du mix énergétique n'est pas sans conséquences pour la prospérité et la cohésion d'un pays. En effet, les erreurs en la matière sont très longues à réparer compte tenu des investissements mis en jeu et il est important de déterminer si un mix énergétique envisagé pour 2050 est bien accessible et approprié. On doit se demander s'il est réalisable sur le plan technique, mais également sur les plans socio et technico-économiques, s'il repose bien sur une méthodologie et sur des hypothèses cohérentes, et enfin, s'il s'inscrit bien dans le contexte européen et international.

Par ailleurs, un scénario techniquement réalisable n'est pas forcément souhaitable socio-économiquement. Un scénario de mix énergétique peut être apprécié au travers de trois principaux critères : la préservation de l'environnement, la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité, assortis d'un quatrième critère de bonne gestion : la flexibilité.

4.1. Tout mix énergétique à horizon 2050 est-il réalisable ?

Un scénario est réalisable sur le plan technique si les hypothèses faites en termes d'évolution de l'offre et de la demande, et de choix technologiques sont bien cohérentes entre elles (adéquation des offres et demandes en les différentes énergies), avec le calendrier annoncé et le contexte dans lequel il s'inscrit (ressources mondiales et locales, gisements et potentiels de déploiements de technologies d'offre ou de maîtrise de la demande, échanges internationaux potentiels, etc.). Par exemple, il faudra s'assurer que le scénario ne repose pas sur l'avènement d'une technologie indispensable à sa réalisation, à une échéance trop proche par rapport à l'horizon de maturité communément retenu par les experts, ou encore, sur une technologie aujourd'hui mature industriellement mais qui pourrait voir sa rentabilité menacée à

terme[1]. De même, il s'agira de vérifier que les ressources nécessaires sont bien accessibles en quantités suffisantes, que le rythme de diffusion des technologies sont pertinents ou que les délais nécessaires au développement de certaines infrastructures sont bien respectés, etc.

En outre, le scénario doit être réalisable sur le plan économique et présenter les coûts auxquels correspondent les engagements retenus ou les désengagements. Les actions de la maîtrise de la demande doivent être évaluées et le choix des technologies sollicitées devrait, dans la mesure du possible, répondre à une optimisation de coûts et à une hiérarchisation de ces différentes actions en fonction de leur rentabilité. Les investissements nécessaires ne doivent pas s'appréhender seulement de façon cumulée mais également dans leur distribution dans le temps, car la question du financement est primordiale. Par ailleurs, les conséquences économiques des choix de mix énergétiques retenus doivent être analysées. Un changement ou une évolution du mix énergétique aura un impact sur les prix de l'énergie et par ce biais sur le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises. Ces deux effets associés à une modification de la balance commerciale ne seront pas sans conséquence sur la croissance économique et sur l'emploi. Il est donc important de voir si un scénario est soutenable économiquement et si le choix d'un mix énergétique ne se traduit pas par une dégradation de la croissance économique.

Quand bien même la transition énergétique évoquée serait soutenable économiquement, elle pourrait profondément bouleverser la structure de l'économie actuelle, il deviendrait essentiel de repenser les filières, de mettre en place des politiques de soutien, les cursus professionnels devront être modifiés pour conserver ou modifier les compétences etc.

Plus généralement, toutes les externalités associées à une image du mix en 2050 devront être acceptées par la population, sensible aux problématiques de sûreté des infrastructures, des déchets nucléaires, de la protection de l'environnement et des hommes, des contraintes imposées par la maîtrise de la demande d'énergie, de la confrontation d'usages (eau, forêt, terres) et de l'emprise au sol, etc.

Il apparaît donc qu'un mix énergétique en 2050 ne doit pas être considéré de façon indépendante du chemin pris pour l'atteindre et des hypothèses sous-tendant sa réalisation. Sur le plan méthodologique, une vision de l'énergie à 2050 serait beaucoup plus crédible si elle résultait d'un bouclage entre différentes variables (offre, demande, prix..), d'une optimisation du choix des technologies par les coûts, d'une modélisation des transferts d'usages et des effets de substitution et qu'elle se caractériserait par une certaine robustesse à la variation d'une hypothèse et par un bouclage macro-économique.

Enfin, une proposition de mix énergétique français à 2050 ne pourra être considérée avec attention, si elle ne s'inclut pas dans une démarche plus globale, au minimum en coopération avec les pays voisins, voire au niveau européen. L'impact sur les échanges internationaux d'un choix de mix énergétique et le développement des interconnexions devront s'inscrire, autant que possible, en cohérence avec les feuilles

(1) Les cycles combinés à gaz, indispensables à la fourniture en semi-base ou pointe voient leur rentabilité menacée lorsque les énergies renouvelables pénètrent massivement le mix et réduisent les durées d'appel des autres technologies de production.

de routes existantes des pays voisins ou de l'Europe, sans quoi, il est certain qu'une de ces trajectoires ne pourra être réalisée. Par ailleurs, à un tel horizon, un scénario devrait chercher à s'inscrire dans une démarche stratégique européenne de sécurité d'approvisionnement et plus largement, de politique énergétique et d'architecture de marché.

4.2. Les critères d'appréciation d'un scénario énergétique français à horizon 2050

La politique énergétique nationale se définit de façon à assurer à tout instant la sécurité d'approvisionnement mais aussi la durabilité et la compétitivité du système énergétique national.

Un scénario énergétique en 2050 devra s'inscrire dans la même logique, en participant en premier lieu à la sécurité d'approvisionnement nationale, à la fois en termes de sécurité énergétique de court terme lorsque l'approvisionnement en énergie serait conjoncturellement menacé, qu'en termes de sécurité énergétique de long terme lorsque les ressources en énergies seraient menacées. Pour répondre à cette question, il est nécessaire de pouvoir évaluer objectivement la possibilité de réduire la demande, la diversité et la flexibilité de la ressource, l'importance du recours aux importations et d'établir le besoin en capacités d'interconnexions dans l'approvisionnement de chaque énergie. La spécificité de l'électricité, non stockable, impose qu'une approche en puissance soit réalisée. On doit acquérir la certitude de pouvoir servir la demande à tout instant. Il faut donc apporter des solutions au problème de la pointe électrique croissante et de l'intermittence de certaines formes de production d'électricité : les technologies de stockage et les smartgrids ont ici un véritable rôle à jouer.

Simultanément, le mix énergétique doit répondre à un objectif de durabilité, c'est-à-dire qu'il doit être soutenable au-delà de l'horizon étudié. Il doit donc s'inscrire dans une démarche de protection de l'environnement, à commencer par respecter les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de qualité de l'air, apporter des solutions au problème des déchets notamment nucléaires, ou par utiliser plus rationnellement les ressources disponibles (énergies fossiles, uranium, matériaux rares, terres..).

La soutenabilité doit également s'entendre en termes de prix, la compétitivité des technologies retenues reste un argument de poids car l'impact d'un changement de mix dans le prix de l'électricité facturé aux entreprises et aux ménages doit être évalué et anticipé, la compétitivité des entreprises sensibles au prix de l'électricité et le pouvoir des ménages préservés.

Enfin, un mix énergétique ne peut être perçu indépendamment des filières industrielles du secteur énergétique qui seront naturellement affectées par une évolution ou une modification importante du mix. L'avenir de l'industrie de l'énergie en France et à l'étranger est un véritable enjeu, aussi bien pour l'industrie du nucléaire que pour celle des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

4.3. . Une trajectoire à 2050 se doit d'être flexible

A un tel horizon, dans un contexte de fortes incertitudes techniques et économiques, une vision énergétique doit privilégier la réversibilité. Il ne faut donc pas s'enfermer

dans une trajectoire unique, reposant sur l'avènement d'une technologie qui ne sera peut-être jamais rentable en raison de verrous qui ne seront finalement pas levés, ou trop dépendante d'un approvisionnement en un combustible dont le prix peut flamber. Un scénario proposé doit donc être robuste aux hypothèses à partir desquelles il est construit, la trajectoire doit rester soutenable en cas de variation des dites hypothèses. Les tests de sensibilité apparaissent comme indispensables.

Les conditions de réalisation d'un mix énergétique pour 2050, de sa pertinence, de sa robustesse et sa crédibilité seront étudiées dans la partie 5.

La partie 4 permettra de caractériser les différents scénarios au regard notamment des trois grands indicateurs développés ci-dessus, et de les chiffrer économiquement.

Chapitre 4

Une analyse de la problématique du mix énergétique français à l'horizon 2050 à l'aune des modélisations étudiées

Synthèse

Différents scénarios de prospective énergétique publiés relatifs à la France sont analysés. Ils se limitent pour la plupart à l'étude du périmètre électricité à l'horizon 2030 (sauf Négawatt et Négatep). Certains scénarios ont été élaborés par des ONG ou des associations (NégaWatt, Global Chance, Négatep), d'autres par des acteurs du secteur (Enerdata/DGEC, RTE, Union française de l'électricité, Areva, CEA). NégaWatt et Global Chance ont comme objectif la sortie du nucléaire en supposant des évolutions radicales de notre mode de vie (densification de l'urbanisme, alimentation,…). Négatep, dans une optique de baisse des émissions de CO_2, propose un usage renforcé de l'électricité décarbonée dans tous les domaines. Les autres ont étudié différentes options concernant en particulier la part du nucléaire (sortie, part de 50 % ou 70 % dans la production en 2030, EPR accéléré).

A l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité est peu contrastée pour la plupart des scénarios si l'on excepte Négawatt et Global Chance particulièrement volontaristes en termes de maîtrise de l'énergie. L'analyse des scénarios en termes de demande met en évidence trois points principaux d'attention : le rôle essentiel de la maîtrise de la demande énergétique, voire de la sobriété (au sens de réduction des besoins) énergétique, indispensable quel que soit le scénario de mix énergétique retenu ; l'importance des gisements potentiels d'économie d'énergie, mais parfois difficiles à exploiter et généralement mal documentés ; enfin le coût des actions d'efficacité énergétique à mettre en regard de leur rentabilité.

Les scénarios décrivent une large gamme de mix électriques, mais au moyen de méthodologies et d'hypothèses extrêmement variées en particulier sur l'équilibrage

offre demande, les durées de fonctionnement des unités de production, le solde des importations/exportations d'électricité ou sur les trajectoires nécessaires à l'atteinte du mix présenté pour 2030. Il convient donc d'être prudent dans la comparaison brute des résultats.

Dans la plupart des scénarios, la sortie du nucléaire se traduit par un besoin plus important d'investissements, alors qu'ils sont déjà rendus élevés du fait, notamment, de notre objectif de réduction des émissions à 2050. Elle a bien sûr un impact à la hausse sur coûts de production de l'électricité, sur la facture énergétique, ainsi qu'en termes d'émissions de CO_2 en l'absence de solution aussi massive de remplacement par des énergies décarbonées. Une très forte baisse de la consommation énergétique pourrait, si elle était réalisable, nuancer ces conclusions défavorables, mais sans inverser totalement la tendance. En termes d'acceptabilité, chaque solution met en évidence des contraintes sociétales réelles, mais d'ampleur très variable selon les scénarios : acceptation du nucléaire dans les scénarios en ligne avec la PPI, fort développement des réseaux et implantation locale des infrastructures dans les scénarios à haut niveau d'énergies renouvelables, changements radicaux de société dans les scénarios extrêmes de Négawatt ou Global Chance. Enfin sur la question des emplois, le bilan de la création nette d'emplois, sur le périmètre du seul secteur énergétique, est insuffisamment tranché avec les scénarios étudiés pour pouvoir en tirer des conclusions définitives.

Ce chapitre recense tout d'abord les différents scénarios de prospective énergétique publiés, relatifs à la France, avant de les comparer en termes de demande, d'offre, puis d'enjeux plus transverses à l'économie, tels les investissements, les coûts de production de l'électricité, les émissions de gaz à effet de serre ou les emplois. L'analyse a été faite en se référant aux déterminants, contraintes et incertitudes qui ont été mis en évidence dans les chapitres précédents. Les différents scénarios sont ainsi notamment appréciés en termes d'émissions de CO_2, d'emplois, de coût, de prix de l'énergie, de sécurité des approvisionnements. Les analyses présentées portent essentiellement sur le secteur de l'électricité, les informations sur les autres secteurs et autres énergies qui ont pu être rassemblées étant plus fragmentaires.

Cette comparaison ne porte pas sur les scénarios proposés par la Commission européenne dans le cadre de sa feuille de route Énergies 2050 : si celle-ci donne en effet une vision du devenir énergétique européen, les chiffres relatifs aux évolutions de chaque État membre n'ont pas encore été publiés.

Il convient enfin de souligner que les résultats issus des travaux de la commission Énergies 2050 ne sont pas repris dans ce chapitre. **Seules les données issues des scénarios** sont présentées.

1. Panorama des scénarios

Dans un souci d'exhaustivité, la commission Énergies 2050 a souhaité examiner un panel très large de scénarios énergétiques français. La liste présentée ci-dessous des exercices de prospective examinés souligne la diversité en termes de sources et de contexte de réalisation. Deux analyses couvrent l'ensemble des énergies contre six plus particulièrement focalisées sur le secteur électrique. La diversité de ces scénarios offre donc la possibilité de comparer les choix retenus côtés offre et demande et d'estimer les impacts de ces différentes options sur certaines variables

macroéconomiques. Néanmoins, cette même diversité implique d'être prudent dans la comparaison des scénarios. En effet, selon qu'ils sont réalisés par des ONG ou associations, des industriels (ou syndicats de professionnels), ou par un opérateur régulé dans le cadre de ses missions de service public (RTE), les moyens mis en œuvre et les objectifs visés sont singulièrement différents.

1.1. Description des scénarios

Des synthèses des scénarios étudiés sont présentées en annexe. Les deux tableaux ci-dessous, l'un pour les scénarios toutes énergies l'autre pour ceux centrés sur le secteur électrique, présentent de façon résumée l'ensemble des scénarios retenus.

Tableau 1 : Scénarios toutes énergies

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Sauvons le Climat association loi de 1901.	1 (plus un tendanciel)	Negatep (2010) Horizon 2050; Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de CO_2, grâce à la réduction dans les mêmes proportions de la consommation de combustibles fossiles. Maintien du Nucléaire.
Institut Négawatt, organisme de formation, d'études et de recherches	1 (plus un tendanciel)	Scénario Négawatt 2011. Horizons 2050. Le scénario négaWatt repose sur 3 piliers principaux : la sobriété et l'efficacité énergétique côté demande et, côté offre, un recours massif aux énergies renouvelables. Sortie totale du nucléaire en 2033 et réduction de la part des énergies fossiles.

Tableau 2 : Scénarios secteur électrique

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Enerdata, Bureau d'études économiques	6 scénarios	Enerdata a réalisé des études prospectives pour la DGEC dans le cadre de scénarios climat-air-énergie à horizon 2030. Les scénarios pour le secteur électrique sont établis à partir du scénario dit "AMS O" ou « Grenelle » prenant en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle et faisant l'hypothèse de capacités nucléaires égales à 66 GW en 2030,. Trois variantes examinent différentes capacités nucléaires à l'horizon 2030 : 60 GW, 40 GW (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50 %) et 15 GW (la part du nucléaire est ramenée à 20 %)
UFE. Union Française de l'Électricité, association professionnelle	3 scénarios	UFE (2011) Horizon 2030; Trois scénarios examinent différentes parts du nucléaire : «Production nucléaire à 70 %» (prolongation du nucléaire actuel de 40 à 60 ans ; développement des EnR du Grenelle), scénario «Production nucléaire à 50 %» (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50 %), et un scénario de «Production nucléaire à 20 %».
RTE gestionnaire du	5 scénarios	Bilan prévisionnel 2011. Horizon 2030; Conformément

réseau de transport d'électricité français		aux misions qui lui sont confiées par la loi RTE établit un bilan prévisionnel sur l'équilibre offre-demande d'électricité dans un objectif de sureté et de sécurité d'approvisionnement. Le scénario référence (nucléaire stable en 2030) est complété par 4 variantes : deux variantes sur la demande ("consommation haute" et "consommation basse"), une variante sur l'offre des renouvelables ("EnR haut") et enfin une hypothèse "nucléaire bas" (40 Gw en 2030 contre 65 Gw en référence).
Global Chance association de scientifiques et d'experts	2 scénarios	Sortir du nucléaire en 20 ans. 2011. Horizons 2030; Le scénario étudie une sortie progressive du nucléaire en 20 ans, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et de développement d'électricité renouvelable pour le système électrique français. Une comparaison est faite avec un scénario tout nucléaire.
Areva groupe industriel français spécialisé dans les métiers de l'énergie électrique.	5 scénarios	Étude réalisée fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique; 2011. Horizons 2030 et 2050; Cinq scénarios sont comparés : Prolongement du parc nucléaire (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles); Programme EPR accéléré (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles); Nucléaire 50 % (50 % Nucléaire / 30 % EnR / 20 % fossiles); Sortie du nucléaire et forts fossiles (0 % Nucléaire / 30 % EnR / 70 % fossiles); Sortie du nucléaire et forts renouvelables (0 % Nucléaire / 70 % EnR / 30 % fossiles).
CEA Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives	3 scénarios	Étude de 2011. Horizon 2025; Un scénario de référence considère la poursuite de la politique actuelle du nucléaire et du développement des ENR. Deux scénarios de sortie du nucléaire sont également envisagés, l'un sous contrainte d'émissions de CO_2 (sortie du nucléaire sous contrainte carbone) et l'autre sans contrainte CO_2 (sortie du nucléaire sans contrainte carbone).

Scénarios prospectifs France à l'horizon 2050

Nadïa Maizi , professeur et directrice du Centre de mathématiques appliquées de Mines Paris Tech, et Edi Assoumou, ingénieur au Centre, ont présenté devant la commission les résultats d'une étude prospective sur l'énergie en France à l'horizon 2050, menée dans le cadre de la Chaire Paristech de modélisation prospective au service du développement durable de l'Ecole des Mines de Paris. Ils ont ainsi envisagé, à l'aide du modèle Times, plusieurs scénarios d'évolution du mix énergétique français et en ont déduit un certain nombre d'enseignements qui leur paraissent pérennes et robustes quelles que soient les options technologiques retenues :

- l'effet falaise (qui correspond à une hausse brutale des investissements sur une période donnée) met le système électrique français « au pied du mur » : il faudra consentir des investissements soutenus pour renouveler ou prolonger un parc de production d'électricité en fin de vie ;
- cette situation ouvre des opportunités à l'ensemble des filières industrielles, dont l'enjeu principal sera de soutenir un rythme ambitieux de construction de nouvelles capacités avec pour chacune des questionnements spécifiques : acceptabilité, fiabilité entre autres ;

- en parallèle, le paradigme actuel de consommation croissante d'électricité devra être remis en cause dans les prochaines décennies, si les priorités environnementales s'inscrivent toujours dans les priorités des politiques publiques ;
- ces éléments permettent de considérer que la question des options politiques en matière d'énergie pour le long terme ne peut se restreindre à un choix technologique, et doit dépasser le cadre des oppositions pro ou anti nucléaires.

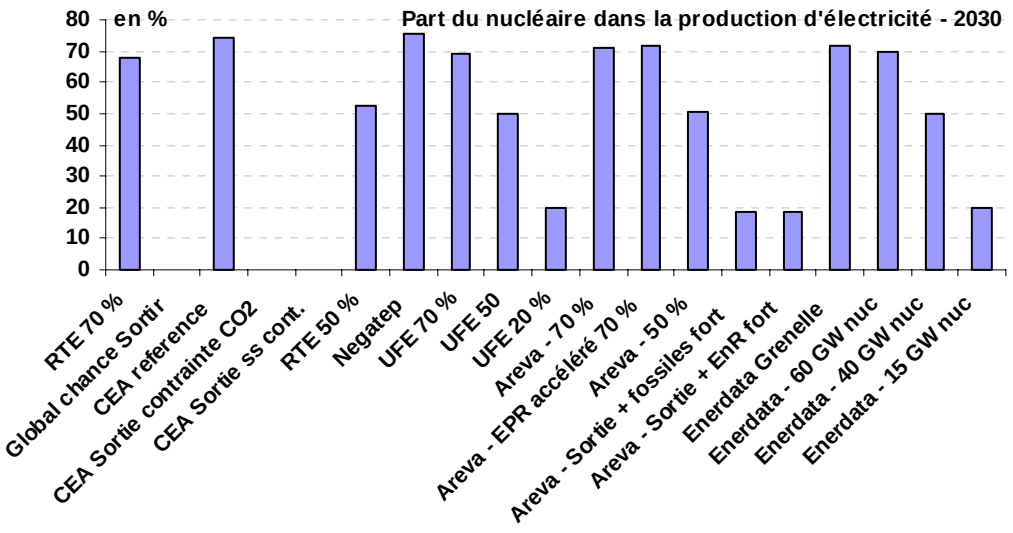
Cette contribution, qui constitue principalement une réflexion technique, devra s'inscrire dans le cadre plus large d'un débat sur les choix de société et de comportement. On ne pourra s'affranchir d'y associer l'usager du vecteur électrique. Les résultats détaillés de cette étude figurent en annexe.

1.2. Comparaison des scénarios

- **Hypothèses sur le nucléaire**

Parmi les scénarios que nous avons étudiés plus en détail, il convient de noter qu'ils se placent, pour ce qui est de l'électricité, par rapport au poids du nucléaire dans le mix électrique en 2030 ou 2050 avec trois options envisagées qui reprennent celles proposées dans la lettre de mission du ministre. Le graphique ci-dessous, établi pour 2030, envisage ainsi les scénarios de RTE, de Global Chance (Sortir du nucléaire), de Negatep, d'UFE du CEA, d'Areva et d'Enerdata et illustre cette répartition en trois catégories :

Graphique 1 : Place du nucléaire dans la production d'électricité en 2030



- **le maintien de la part du nucléaire dans la production** (en TWh) à hauteur de 70 %, en considérant la prolongation du parc actuel à 58 ans. C'est le cas pour RTE, UFE, le CEA, Enerdata et Areva; le scénario Negatep s'inscrit aussi dans ce schéma avec toutefois une très forte progression des capacités installées. Areva a étudié un scénario alternatif de développement accéléré de l'EPR ;

- **la baisse de la part du nucléaire à 50 %,** variantes étudiées par RTE, UFE, Areva et Enerdata;

- **une réduction plus importante de cette part**, à 20 % (RTE, UFE, Areva et Enerdata en 2030) voire à un retrait (Global Chance, Negawatt, le CEA et Areva en 2050).

- **Méthodologie et objectifs**

On distingue quatre méthodologies principales : les scénarios dits de « story telling » qui ne s'appuient pas sur une modélisation ; les scénarios de « back casting », ou de téléologie, qui privilégient un ou plusieurs objectifs à atteindre et proposent des trajectoires pour y parvenir ; les scénarios de simulation du système énergétique à partir de modèles mathématiques qui assurent une cohérence technico-économique, économétrique ou macroéconomique plus ou moins sophistiquée (modèles à équilibre partiel, modèles à équilibre général, élasticités,…) ; enfin, les scénarios d'optimisation qui permettent d'obtenir des trajectoires optimales au regard de certains critères (coûts pour certaines catégories d'acteurs, émissions de GES,…).

Selon la méthodologie retenue, il appartient de prendre certains résultats avec plus ou moins de prudence. D'une part, la description d'un mix à horizon donné n'assure pas que la trajectoire de sa réalisation soit possible. Ensuite, l'équilibre offre/demande en énergie, par exemple si l'on fait le bilan énergétique sur une année, n'assure pas l'équilibre global du système à tout instant.

En dehors de trois scénarios, Négatep, Areva et Négawatt, l'horizon de temps se limite en général à 2030. C'est un point d'évidence qui a souvent été évoqué concernant la difficulté à se projeter à plus long terme. Compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques, les 20 prochaines années sont en partie bornées par le parc installé et les technologies existantes. Au-delà le champ des possibles devient largement ouvert, fortement dépendant du choix des hypothèses.

La méthodologie retenue constitue par ailleurs un point de divergence important. Dans certains cas un objectif de référence oriente l'ensemble des résultats. C'est par exemple un choix de société clairement affiché comme la sortie du nucléaire qui va orienter les choix énergétiques, à l'image des scénarios Négawatt ou de Global Chance. Pour d'autres, la réduction des émissions de CO_2 constituera le cœur de la construction de la réflexion, sans exclure *a priori* l'option nucléaire (ex Negatep). Certains enfin examinent un ensemble de possibles, en particulier sur la part du nucléaire dans l'offre électrique, comme Enerdata, UFE, RTE, Areva ou le CEA. Il s'agit, à partir de ces analyses exhaustives, de pouvoir déterminer les impacts sur différents paramètres, tels que les émissions de CO_2, les coûts de production ou les investissements.

- **Hypothèses partagées et différenciées**

Quel que soit le sérieux des études d'un point de vue méthodologique, les hypothèses retenues orientent en grande partie les futurs énergétiques possibles. On peut notamment évoquer les paramètres suivants :

- les hypothèses économiques : croissance, prix des énergies... ;
- le contexte européen et mondial ;

- les hypothèses sociétales : démographie ; comportement plus ou moins vertueux ou contraint en termes de consommation, niveau d'acceptabilité des technologies, choix ou rejet du nucléaire... ;
- les choix énergétiques résultant de facteurs technologiques, économiques, politiques ou en termes de ressources disponibles...

Pour ce qui est des évolutions économiques, démographiques ou du contexte géopolitique, tout n'est pas envisagé, comme une croissance durablement affectée par la "crise de la dette", une situation d'instabilité géopolitique chronique ou au contraire une montée en puissance d'une régulation mondiale. Chacune de ces études se place dans le cadre d'hypothèses couramment envisagées.

Les enjeux sociétaux et les choix énergétiques en revanche soulèvent de vraies divergences de points de vue. C'est le cas pour ce qui est des évolutions sociétales ou du potentiel envisagé de maitrise de l'énergie, impactant fortement la demande. Côté offre, les solutions retenues peuvent soulever différentes interrogations en termes de potentiel ou de contraintes, sur l'équilibre du système en particulier.

L'analyse des impacts d'un changement climatique n'a par ailleurs pas été pris en compte dans les scénarios étudiés. Ces changements pourraient impacter la demande (hiver plus chaud, climatisation en été) autant que l'offre (problème de la disponibilité en eau – hydraulique ou centrales)

Il s'agit globalement de bien cerner ces enjeux côté offre et demande et les impacts des choix retenus.

2. Enjeux en termes de demande d'énergie

La demande en énergie reste très corrélée à la croissance économique et démographique même dans les pays ayant fait de gros efforts pour réduire l'intensité énergétique de leur économie. Or, d'ici à 2035, la demande mondiale d'énergie primaire pourrait, selon le scénario tendanciel de l'AIE, progresser de moitié, une croissance due à 90 % aux pays émergents. D'importantes ressources devront donc être sollicitées ; des investissements tout aussi importants devront être réalisés sur les infrastructures énergétiques alors que la ressource financière sera difficile à mobiliser ; enfin, le renforcement de la contrainte environnementale pèsera de plus en plus sur les coûts. Dans un tel contexte, la maîtrise de la demande d'énergie devient donc une nécessité.

2.1. Le cadre réglementaire français ne fixe pas d'objectifs de réduction de la demande au-delà de 2020

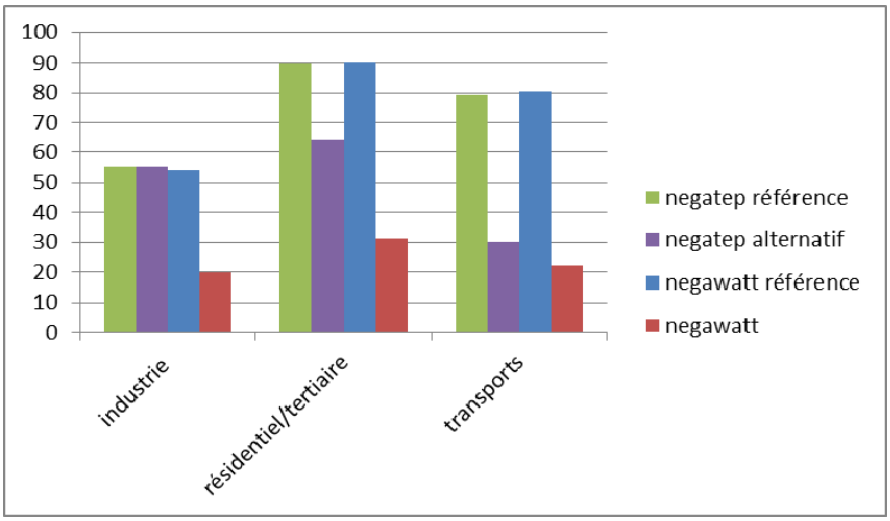
- **Seuls les scénarios Négawatt et Négatep se prêtent à l'exercice prospectif à l'horizon 2050**

En France, les objectifs européens prévoient une amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % à l'horizon 2020 et le Grenelle une réduction de la consommation énergétique du parc de bâtiments existants de 38 % au même horizon, mais le cadre réglementaire reste muet concernant la réduction de la demande en énergie dans un avenir plus lointain. De ce fait, la plupart des scénarios analysent les évolutions de la demande à l'horizon 2030. Pour cela, ils considèrent en

général un point de passage en 2020, où le niveau de la demande atteint dépendra du caractère réaliste de l'atteinte des objectifs du Grenelle à leurs yeux, et poursuivent la tendance à l'horizon 2030. Au-delà de 2030, la nature de la demande d'énergie dépend de la capacité à prévoir la structure de l'économie toute entière, les ruptures technologiques, les nouveaux usages, et les évolutions sociétales en termes de modes de vie ou de déplacement. Négawatt et Négatep sont les seuls à entrer dans de telles considérations, avec des scénarios volontaristes, voire très volontaristes pour Négawatt (réduction de 56 % de la consommation en énergie finale en 2050 par rapport à son niveau de 2010 pour le scénario Négawatt et de près de 10 % pour le scénario Négatep). Ces scénarios reposent davantage sur des choix de société que sur une feuille de route pour y arriver ou sur une modélisation rigoureuse de l'équilibre offre-demande, l'un visant une réduction de la consommation et l'autre une réduction de la consommation d'énergies fossiles.

Les principaux leviers de réduction de la demande sont à trouver dans de très importants gisements d'économies exploités, notamment dans le secteur résidentiel-tertiaire et le secteur des transports, ainsi que dans une modification structurelle de l'économie pour Négawatt qui décrit une société dans laquelle l'ensemble des besoins serait réduit, grâce à une modification profonde des usages, de l'habitat, de l'alimentation et de la mobilité.

Graphique 2 : Comparaison des consommations d'énergie par secteur d'activité économique pour les scénarios Négatep et Négawatt à horizon 2050 (en Mtep)



- **A l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité est peu contrastée selon les scénarios, sauf pour Négawatt et Global Chance**

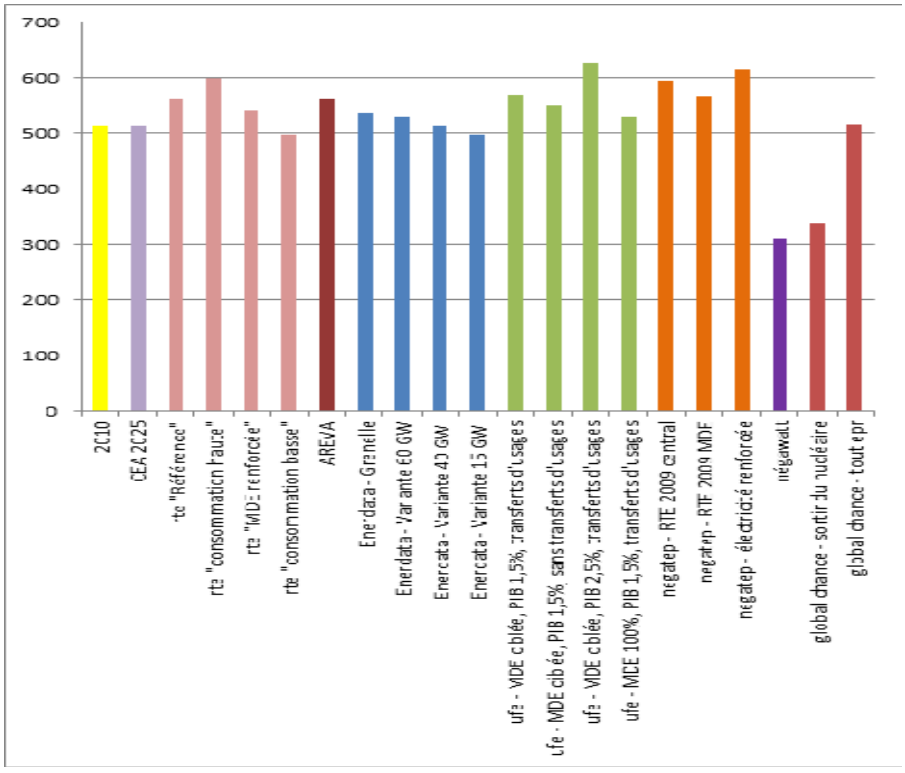
En restreignant l'horizon temporel et le périmètre d'étude[1], il est possible de mener des études plus fines concernant les déterminants de l'évolution de la demande. Certains auteurs de scénarios tels que RTE, Global Chance et l'UFE ont ainsi réalisé un travail très intéressant de description des usages et des vecteurs énergétiques les

(1) Les scénarios Enerdata toutes énergies n'étudient pas de sensibilité à la proportion de nucléaire dans le mix électrique et leur horizon se limite à 2030, leurs hypothèses de demande sont néanmoins analysées en annexe, à titre de comparaison avec les scénarios Négawatt et Négatep très contrastés.

plus adaptés pour y répondre, en fonction du contexte économique et démographique, ainsi que des efforts de maîtrise de la demande réalisables dans les horizons temporels considérés.

On constate que la demande d'électricité répond à des impulsions contraires : les efforts d'efficacité énergétique tendent à la réduire, aux « effets rebonds » près[1], tandis que la plus grande électrification des usages et le développement des usages captifs la tirent à la hausse. Au final, en fonction de l'importance donnée à la maîtrise de la demande d'énergie par rapport à l'électricité comme vecteur énergétique, on peut aussi bien faire l'hypothèse d'une baisse ou d'une hausse de la demande d'électricité à l'horizon 2030. La plupart des scénarios prévoient une hausse de cette demande d'électricité.

Graphique 3 : Niveau de la demande d'électricité en 2030 dans les différents scénarios analysés (TWh)



La demande en électricité, énergie non stockable massivement à un coût abordable dans l'état actuel des technologies, doit être équilibrée par l'offre à chaque instant. Les efforts de maîtrise de la pointe ne doivent pas être laissés au second plan. A ce sujet, RTE effectue une description très fine des technologies et des gisements d'économie énergie, très utile pour la modélisation de la courbe de charge et son évolution en fonction des transferts ou modifications des usages. Cet aspect est également souligné dans les scénarios de l'UFE[2].

(1) Le gain attendu théorique n'est pas forcément atteint, car l'action de rénovation peut induire une modification des comportements de consommation : une meilleure isolation augmente par exemple le rapport entre la consommation et le confort de vie, et peut donc inciter à plus consommer.
(2) Le scénario Négawatt apporte aussi une réponse à la question de la maîtrise de la pointe en faisant l'hypothèse que l'équilibre du réseau électrique peut être permis par le couplage réseau de

Bien qu'ils parviennent à des niveaux de demande contrastés en 2030, la plupart des scénarios reconnaissent le rôle de plus en plus prépondérant de la maîtrise de la demande d'énergie.

2.2. Les gisements d'économie d'énergie dans les différents secteurs sont bien identifiés par les scénarios traitant la demande

Si, dans les secteurs industriel et tertiaire, l'atteinte des objectifs du Paquet énergie climat et du Grenelle est plus ou moins délicate en fonction du secteur considéré, il semblerait que le secteur du bâtiment pose de réels défis. Les scénarios en sont généralement conscients et évoquent parfois cette difficulté, d'autant qu'ils ont été développés par leurs auteurs avant que les conclusions de la Table ronde nationale pour l'efficacité énergétique ne soit tirées.

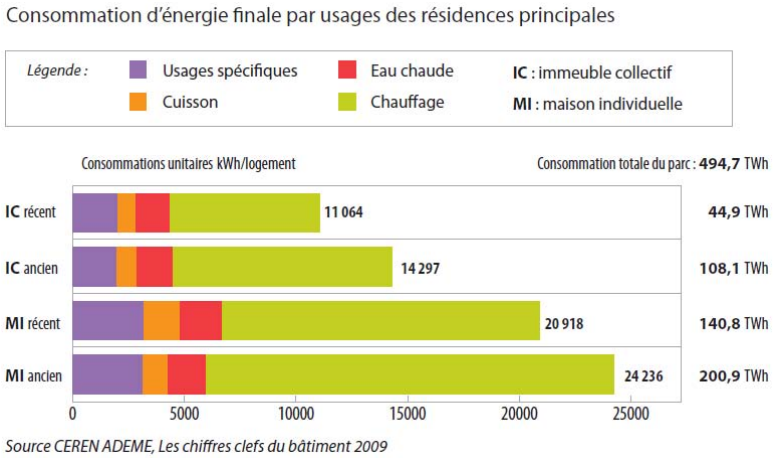
- **Les secteurs résidentiel et tertiaire pèsent dans la consommation énergétique en France (voir chapitre 3)**

Les consommations principales du secteur du bâtiment sont nécessitées pour les usages suivants : le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la ventilation et l'éclairage pour les plus importants. Des technologies existent et se développent pour répondre à chacun de ces usages.

Les principaux leviers de réduction de la demande correspondraient donc à l'amélioration de la performance énergétique du bâtiment, aux progrès technologiques sur les équipements et à la modification des comportements.

Comme évoqué au chapitre 3, la grande difficulté sur ce secteur est liée à l'importance d'un parc bâti en grande partie individuel, ancien et peu performant, surtout dans le secteur résidentiel. Il existe près de 31 millions de logements, dont 26 millions de résidences principales constituées à 56 % de maisons individuelles. Le parc est âgé puisqu'il a été construit pour un tiers avant 1948, un tiers entre 48 et 75 et le reste après 75.

Graphique 4 : Consommation d'énergie finale par usage des résidences principales



Source CEREN ADEME, Les chiffres clefs du bâtiment 2009

gaz- réseau électrique et la méthanation, mais aucun élément concernant l'approche au pas horaire n'a été documenté.

On voit sur le graphique précédent que les consommations unitaires peuvent varier du simple à plus du double entre un logement collectif récent et une maison individuelle ancienne, en grande partie en raison des consommations d'énergie pour le chauffage. La consommation moyenne du parc est bien au-dessus des contraintes que la RT 2012 imposera aux nouveaux bâtiments (cf. 3.3.1).

En somme, le parc est inefficace au regard des standards actuels et compte-tenu de la constante de temps longue propre au secteur du bâtiment, même si les nouveaux logements sont beaucoup plus efficaces, ils resteront minoritaires pendant encore quelque temps (le taux de renouvellement demeure faible puisqu'on en construit 1 %/an du parc pour une destruction de seulement 0,1 %).

Techniquement, une rénovation globale peut atteindre d'excellents niveaux de performance, en agissant simultanément sur la toiture ou les combles, toutes les parois, les ouvrants et la ventilation. Les économies d'énergie réalisées ne permettent pas d'assurer la rentabilité de l'investissement à réaliser, mais ces rénovations sont cependant généralisées dans le scénario Négawatt. Certaines actions restent malgré tout économiquement rentables comme par exemple l'éclairage performant ou l'isolation des combles[1]. Certaines actions sont réalisées même si elles ne sont pas économiquement rentables parce qu'elles sont valorisables autrement que pour l'énergie qu'elles permettent d'économiser (par exemple : l'isolation phonique obtenue en isolant les fenêtres). D'autres actions pourraient l'être si elles étaient réalisées de manière opportune (lors de travaux d'entretien non directement liés) comme l'isolation par l'extérieur à l'occasion d'un ravalement. Cette logique de mutualisation des coûts fixes est bien mise en avant dans le scénario Négatep. Le problème auquel on est confronté est celui des rendements décroissants car si la première action est facilement rentable, les suivantes peuvent l'être beaucoup moins. L'analyse par ordre de mérite des actions d'efficacité énergétique par l'UFE met bien ce constat en évidence. De plus, il faut prendre en compte l'effet rebond (défini plus haut).

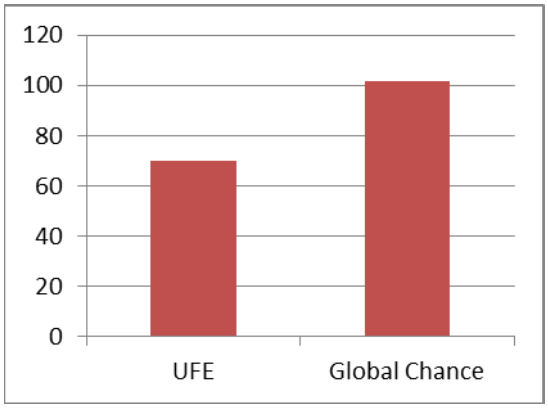
Concernant les équipements, il existe une grande variété de produits dont l'intérêt et l'efficacité dépendent de caractéristiques propres au logement, par exemple son isolation. Ainsi, le chauffage électrique est très rentable pour des bâtiments très efficaces, car faiblement capitalistique. La pompe à chaleur Air/Air peut l'être pour des logements très ou moyennement efficaces et pourrait bénéficier de baisses de coût à l'avenir. La pompe à chaleur Air/Eau ou hybride est intéressante pour des logements difficiles à rénover, cette dernière bénéficie du rendement de la chaudière à condensation quand il fait très froid et de la pompe à chaleur quand il fait moins froid. Cependant, le produit n'est pas encore complètement mature et compétitif. Le chauffage au gaz, au-delà de la chaudière à condensation parfaitement mature, offre également des perspectives avec la micro-cogénération, par exemple, qui arrive sur le marché. Les scénarios de l'UFE et le BP 2011 de RTE décrivent très précisément les équipements qu'ils envisagent pour répondre aux différents usages (chaleur, eau-chaude sanitaire, éclairage..), et prennent en compte les différentiations liées aux catégories de bâtiments (logement collectif, maison individuelle, neuf, rénové..) mais en réalité, il faudrait presque raisonner au cas par cas en fonction des caractéristiques

(1) Le calcul de la rentabilité d'une action d'efficacité énergétique n'est pas évident en soi, il faut connaître la durée de vie de l'action, les économies réelles d'énergie qu'elle permet de réaliser, le taux d'actualisation à retenir dans le calcul, conforme au temps de retour attendu par l'investisseur. Le coût de l'installation devrait également être pris en compte.

de chaque bâtiment. L'annexe Technologies développe également les perspectives attendues dans ce secteur en termes d'équipements ou encore les bénéfices que l'on pourrait retirer de la synergie entre énergies, de la mutualisation des consommations et de la production décentralisés (ilots énergétiques), ou encore l'optimisation des consommations liée à la gestion active ou aux réseaux intelligents.

Parmi les scénarios, seuls les scénarios de l'UFE et de Global Chance considèrent les actions d'efficacité énergétique et les gisements effectivement accessibles en termes de coûts. Les méthodologies utilisées et les résultats obtenus sont analysés en annexe, ainsi que les gisements d'économie d'énergie et les transferts d'usages identifiés par chacun des scénarios.

Graphique 5 : Investissements cumulés de MDE dans deux scénarios analysés (Md€)



Au-delà de l'efficacité intrinsèque d'un équipement, on peut aussi jouer sur une meilleure flexibilité de son usage à l'aide d'un réseau plus intelligent. La diffusion des compteurs intelligents pour les réseaux électriques notamment donnera la possibilité de proposer des offres tarifaires plus adaptées et répondant à la problématique de la pointe. On pourra également, à condition de relier les différents équipements au compteur, les contrôler à distance, mieux suivre leur consommation, tout en assurant un service de qualité. Dans le secteur tertiaire, une plus grande flexibilité pour les usages tels que le chauffage ou l'éclairage permettrait de faire d'importantes économies d'énergie. Ces différents points, pas toujours abordés dans les scénarios, sont développés dans l'annexe Technologies.

- **Le gisement de réduction a été bien exploité par le passé dans le secteur industriel, mais il reste des actions possibles**

Le secteur de l'industrie a fait de gros efforts en termes d'efficacité énergétique par le passé, mais des effets de structure ont aussi beaucoup joué, du fait de la tertiarisation de l'économie qui s'est fortement accentuée ces dernières années. On peut imaginer qu'il soit possible d'en faire davantage, en agissant notamment sur le rendement des moteurs, sur les procédés consommateurs d'énergie dans les secteurs de la sidérurgie, de la cimenterie, et également en agissant sur les usages transverses tels que l'éclairage, la production de froid, l'air comprimé ou le chauffage.

Mais le gisement exploité dans les scénarios équivaut en général à 20 % du gisement total exploité, qui varie de 74 à 164 TWh pour les scénarios qui le chiffrent en 2030.

- **Les efforts dans le secteur des transports supposent d'importantes percées technologiques**

La réduction de la consommation dans le secteur des transports vise en général à s'affranchir d'une dépendance encore très importante de ce secteur aux énergies fossiles, polluantes et de plus en plus coûteuses. Pour diminuer la consommation de façon significative sans toutefois modifier significativement la structure du secteur, on peut faire appel à des technologies plus performantes par exemple au niveau des moteurs.

En changeant de vecteur énergétique, on peut associer à l'effort d'efficacité énergétique un objectif environnemental ou de sécurité d'approvisionnement. Pour cela, on peut se tourner vers les biocarburants (plus particulièrement de seconde génération), et les véhicules hybrides ou purement électriques, dont le taux de pénétration est significatif d'ici 2030 dans certains des scénarios[1]. Le scénario Négawatt qui vise une électrification moins significative des usages met plutôt en avant les propriétés des véhicules fonctionnant au gaz approvisionnés à terme par du biogaz et du gaz de synthèse. Mais la pénétration de toutes ces technologies dans le futur ne sera pas systématique et dépendra notamment de leur rentabilité économique.

2.3. Certains scénarios peuvent se montrer prudents quant à l'atteinte des objectifs du Grenelle à l'horizon 2020

L'horizon 2020 n'est pas toujours un horizon pertinent dans les scénarios étudiés car ils se projettent plutôt à 2030 ou 2050.

- **Dans le secteur du bâtiment, les actions de maîtrise de la demande sont plus complexes en raison de leur hétérogénéité**

L'intérêt économique dans le secteur du bâtiment est moins directement évident que dans le secteur industriel car le gain réel dépend de nombreuses décisions devant être prises simultanément par des agents peu informés. Une rénovation totale permettant d'atteindre de hauts niveaux de performance énergétique, comme le met en œuvre le scénario Négawatt, bien que techniquement possible, est trop chère. Le scénario Négatep propose de sélectionner les logements les plus consommateurs et se contenter d'une rénovation diffuse et opportuniste dans les autres cas. C'est-à-dire que l'on doit profiter de travaux d'entretiens pour réaliser des travaux énergétiques et ainsi mutualiser les coûts fixes (échafaudages..). Certains gestes et certains équipements sont aujourd'hui rentables, mais la cohérence entre les différentes actions est primordiale pour obtenir un effet.

Il semble nécessaire de faire du sur-mesure, ce qui nécessite d'avoir des agents bien informés, à la fois les consommateurs et les professionnels de la filière, qui doivent offrir des bouquets d'actions pertinentes. Le réel enjeu réside donc dans la structuration d'une filière encore très artisanale, dont la segmentation ne permet pas la bonne circulation des compétences et dont le manque de synergie empêche l'atteinte des objectifs aujourd'hui.

(1) Et à condition que l'électricité soit fortement décarbonée.

- **Les efforts de maîtrise de la demande ne sont généralement pas documentés par les scénarios en fonction de leurs coûts ou de leur pertinence au regard du mix énergétique retenu**

A l'exception de l'UFE qui a étudié un « merit order » de solutions et de technologies, aucun scénario ne modélise les économies d'énergies. Il en découle des difficultés d'arbitrage intrinsèques aux modèles entre économies d'énergie et production décarbonée. De plus, il n'est pas mis en évidence si les économies d'énergie envisagées sont soutenables par la société, ni si les politiques en la matière sont efficientes.

Les efforts de maîtrise de la demande répondent à l'enjeu de raréfaction des ressources énergétiques et une contrainte environnementale qui doivent se refléter dans les prix de l'énergie. La contrainte environnementale est déjà valorisée par le quota carbone pour les entreprises soumises au régime ETS en Europe, mais devrait l'être en théorie à l'ensemble de l'économie. Sous cette forme ou par le biais d'une taxe, la contrainte environnementale devrait ainsi être répercutée dans les prix des énergies pour le consommateur final, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Et les signaux ainsi transmis aux consommateurs doivent être suffisamment pérennes pour encourager à l'investissement.

Il n'est pas toujours apparent dans les scénarios que les équipements et actions de maîtrise de la demande sont sélectionnés pour leur compétitivité relative et cohérente, en compétition avec les technologies d'offre d'énergie répondant aux mêmes exigences (les énergies décarbonées par exemple). Les effets de substitution entre énergies (passage d'un chauffage au gaz à un chauffage électrique par exemple) qui peuvent entraîner la création de nouveaux postes de consommation par ailleurs (production de biocarburants, d'hydrogène…) devraient pourtant répondre à la rationalité économique (voir aussi chapitre 5). Ainsi, une électrification poussée des usages, avec le déploiement massif de pompes à chaleur ou de véhicules électriques, n'a de sens que si l'on conserve un mix électrique compétitif, décarboné et une production abondante. Cette électrification devrait également prendre en compte le problème de la pointe. Par conséquent, l'effort de maîtrise de la demande doit être dimensionné en cohérence avec le poids des objectifs globaux de sécurité d'approvisionnement et de la limitation des émissions de CO_2. Ainsi, un mix électrique déjà décarboné et ne pesant pas sur les ressources en énergie primaire ne devrait pas aboutir à un prix de l'électricité plus élevé en raison de mesures d'efficacité énergétique non abordables. Inversement, les actions de la maîtrise de la demande plus rentables aujourd'hui que la construction d'une capacité supplémentaire doivent être mises en œuvre indépendamment de l'avenir réservé au nucléaire. En tout état de cause, la sobriété énergétique doit être encouragée quel que soit le devenir du mix énergétique de la France.

Certains des scénarios étudiés prennent en compte des arguments économiques pour retenir les actions d'efficacité énergétique, allant même jusqu'à les sélectionner par préséance économique. Sauf à préciser explicitement que l'on donne la priorité à la maîtrise de la demande d'énergie sur l'offre, on peut regretter que l'optimisation ne soit pas couplée entre les actions de réduction de la demande et les actions d'offre. De même les transferts d'usage intégrés dans les scénarios sont souvent exogènes aux hypothèses retenues alors que leur pertinence est parfois à mettre en regard du mix énergétique retenu. En résumé, la MDE doit être abordée de façon rationnelle, elle ne porte pas que sur l'électricité, et lorsqu'on considère l'électricité, la maîtrise de la

pointe est également à prendre en compte. La sobriété énergétique restant par ailleurs la priorité.

- **Les scénarios prônent un couplage des efforts d'efficacité et des incitations à la sobriété énergétique**

Compte tenu de l'effet rebond, les efforts d'efficacité énergétique ne seront pas pleinement efficaces en eux-mêmes, par exemple au bénéfice d'un accroissement du confort dans le secteur du logement. Si l'on souhaite que ces actions d'amélioration de la performance énergétique bénéficient entièrement à la réduction de la consommation énergétique sans inciter au gaspillage, il semble nécessaire de les accompagner de mesures d'incitation à la sobriété énergétique. Là encore, la tarification est cruciale, même, si dans le bâtiment, elle n'est probablement pas suffisante compte tenu d'imperfections de marché (problèmes de transmission de l'incitation entre locataire et propriétaire, de passager clandestin dans les copropriétés au chauffage collectif…). Si elle peut être difficile à faire accepter socialement, une hausse des prix des transports apparaît en particulier indispensable pour maîtriser la demande, tous les modes de transport étant aujourd'hui fortement sous-tarifés[1]. Plus ponctuellement, on peut également chercher par exemple à pratiquer une conduite plus éco-responsable, avec le respect des limitations de vitesse et à développer la pratique du partage des véhicules. Dans l'industrie, on peut essayer de mieux tirer parti des synergies existantes, par exemple en utilisant la chaleur évacuée par une activité pour chauffer des bâtiments environnant.

Le scénario Négawatt explore ce thème dans le détail (cf annexe) et fournit un intéressant cas d'école en imaginant une société mutualisant davantage ses besoins et ses consommations. Le scénario repose donc davantage sur un choix de société qu'un choix énergétique, et le modèle de société envisagé peut ne pas être partagé. En outre, une telle transition ne pourrait certainement pas avoir lieu dans un horizon de temps aussi court, et ne doit donc pas devenir une pierre angulaire de la politique de réduction de la consommation d'énergie.

3. Enjeux en termes d'offre

L'enjeu de cette sous-partie est de présenter la diversité des évolutions du mix énergétique proposées par les scénarios étudiés. Nous discuterons également des enjeux liés à l'évolution des technologies, aux réseaux et aux échanges internationaux.

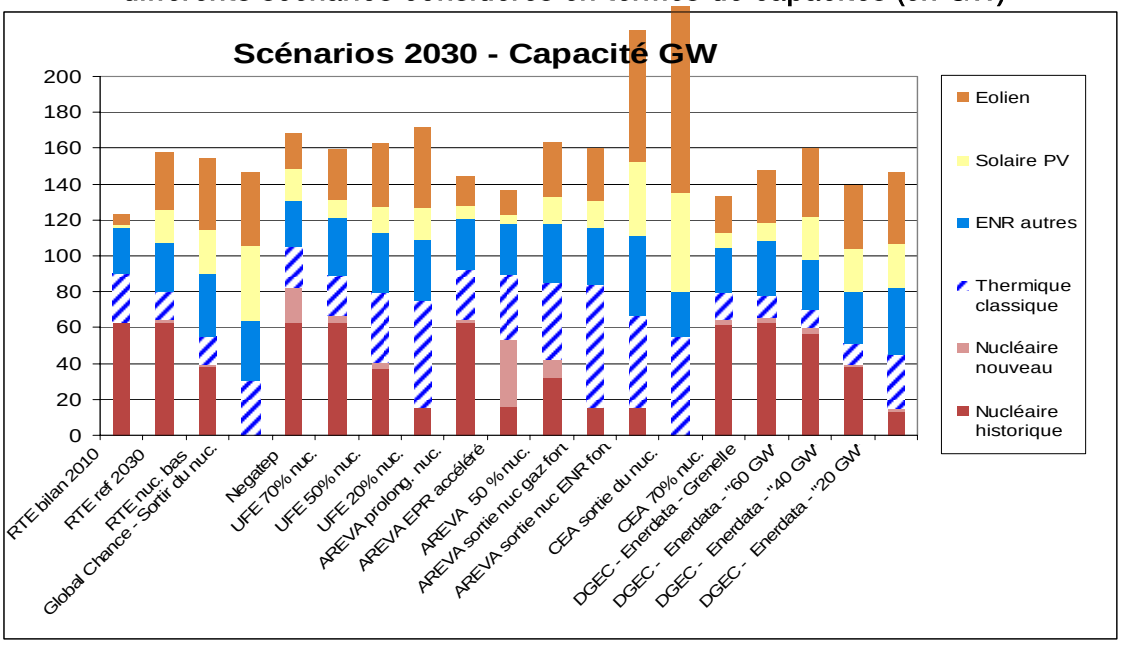
3.1. Une grande variété de mix électriques est proposée, mais les effets sont loin d'être identiques

En raison du poids du nucléaire dans le mix électrique actuel et des débats qui entourent son avenir, la plupart des scénarios étudiés considère des options très contrastées sur la place du nucléaire dans le mix électrique futur. En cas d'abandon ou de diminution de la part du nucléaire, son remplacement prend des formes variées,

(1) Cf. notamment pour la route : Meunier (2009), « La circulation routière est-elle bien tarifée? », la revue du CGDD ; pour le ferroviaire : le chapitre 1 du rapport du Centre d'Analyse Stratégique, « L'ouverture à la concurrence du transport ferroviaire de voyageurs », octobre 2011 ; pour le transport collectif urbain : Bureau D. (2011), « Opportunité socioéconomique d'une hausse de prix des transports publics franciliens », document de travail DG Trésor.

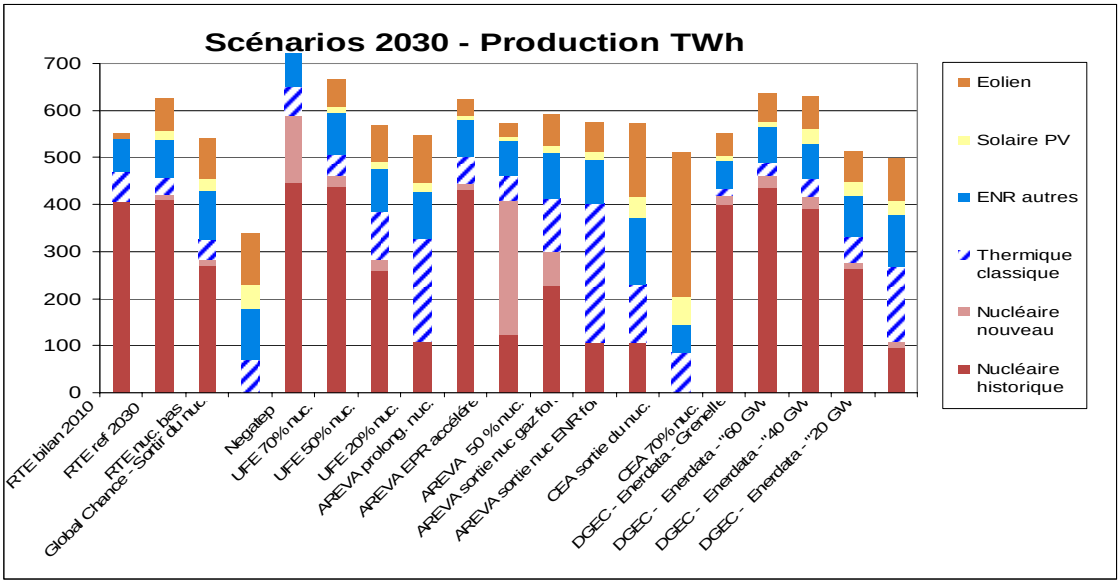
généralement des CCG (Cycles Combinés Gaz), des EnR (généralement éolien et/ou solaire PV), ou un mix des deux. La biomasse est en général insuffisamment prise en compte, y compris la biomasse à usage de chaleur. Le recours au charbon est rare. Le graphique ci-dessous représente les capacités installées pour chaque scénario.

Graphique 6 : Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de capacités (en GW)



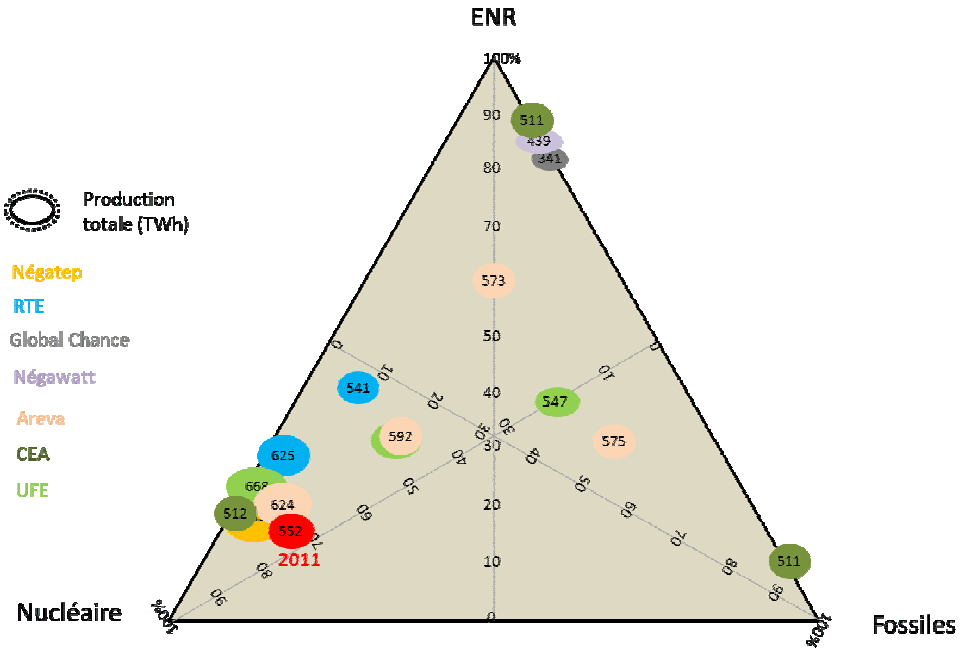
En énergie produite, les proportions sont différentes, certains moyens tournant en base (par exemple le nucléaire, soit environ 7000 heures par an), d'autres en semi-base (typiquement le gaz ou le charbon, plusieurs milliers d'heures par an), les autres en pointe ou de manière aléatoire (éolien : 2000 heures par an, solaire PV entre 800 et 1200 heures en France). L'histogramme des productions est reproduit ci-dessous et montre que les scénarios correspondant aux capacités installées les plus importantes ne sont pas ceux qui aboutissent à la production d'électricité la plus forte.

Graphique 7 : Comparaison des parcs de production installés en 2030 dans les différents scénarios considérés en termes de production (TWh)



Le graphique ci-dessous présente les productions totales d'électricité des différents scénarios analysés à horizon 2030, d'une autre manière, afin de mettre en relief le tropisme de chacun d'entre eux vers les différentes technologies (nucléaires ; fossiles ou énergies renouvelables).

Graphique 8 : Production totale en 2030 et répartition entre moyens de production dans les différents scénarios étudiés



Clé de lecture : La surface des ovales reflète la production totale en 2030. Le pourcentage de production associé à une technologie se lit par projection orthogonale sur l'axe correspondant. La production totale ne doit pas être confondue avec les besoins électriques nationaux, qui n'incluent notamment pas le solde des échanges.

On observe qu'à horizon 2030, les mix électriques envisagés par les différents scénarios sont très différents, et s'écartent parfois sensiblement du mix actuel. Par exemple, les besoins électriques nationaux estimés pour 2030 varient du simple au double, et la part du nucléaire dans le mix électrique varie de 0 à 75 %. On retrouve sur ce graphique trois groupes de scénarios, qui correspondent aux trois options listées dans la lettre du ministre et rappelées dans la sous partie précédente[1]. Quelques remarques sont nécessaires par rapport aux scénarios proposés :

1. en toute rigueur, les besoins électriques nationaux estimés pour 2030 devraient être dépendants du parc électrique proposé. En effet, la perte de compétitivité des mix électriques intégrant une part moindre d'électricité d'origine nucléaire justifie d'autant plus la maîtrise de la demande d'énergie et modifie les substitutions d'usage entre énergies (cf. partie 4.2). Cet effet est rarement détaillé dans les scénarios. En effet, certains appliquent la même référence de consommation quel que soit le mix de production considéré (Areva) ; d'autres construisent différents scénarios de demande, en prenant en compte les différences de prix entre énergies et les transferts d'usage induits (RTE), mais sans les relier par des élasticités aux prix de l'électricité calculés à partir du parc de production (RTE). Enfin, certains exercices académiques, comme celui de l'Ecole des Mines de Paris (CMA) utilisant le modèle MARKAL (cf. annexe), appliquent des élasticités à la demande globale, mais sans détailler les actions de MDE sous-jacentes[2] . Dans tous les cas, lorsqu'un scénario considère des actions de MDE importantes, il est nécessaire pour avoir une vision globale de la facture électrique d'intégrer au calcul le coût de ces actions ;

2. atteindre 0 % de nucléaire en 2030 implique de fermer de manière anticipée (avant 40 ans) 7 tranches nucléaires, et de renoncer à l'EPR de Flamanville. Les conséquences économiques de ces décisions seraient extrêmement importantes (cf. annexe), et la faisabilité technique de la transition non avérée, ce qui rend peu réalistes les scénarios cherchant à atteindre cet objectif dès 2030. De manière générale, il est important de souligner l'inertie importante du mix de production électrique ;

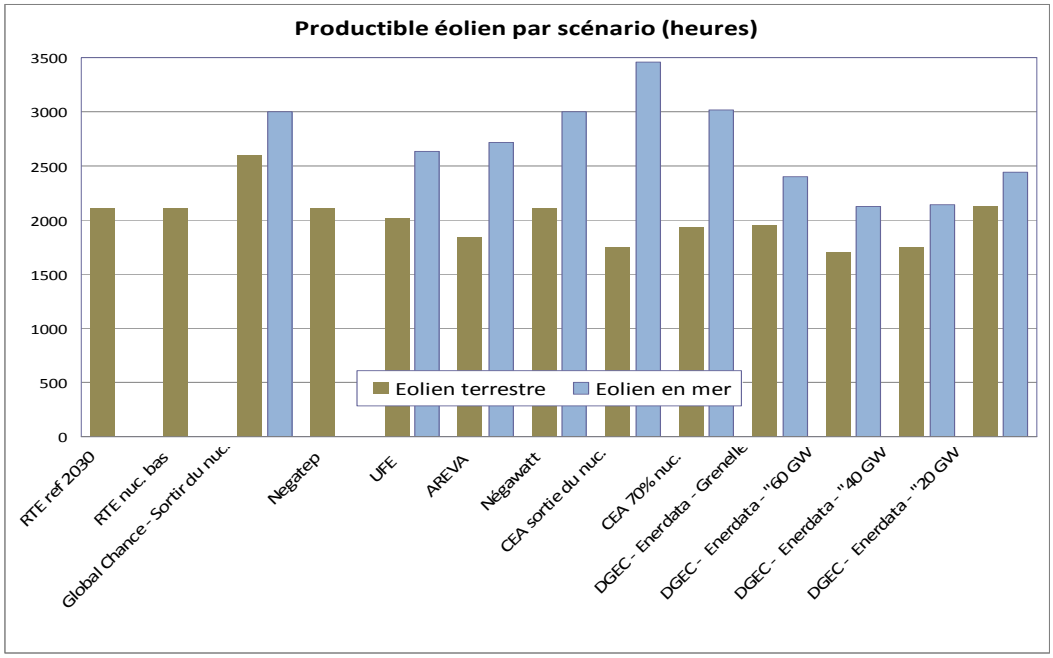
3. Le choix du mix énergétique impacte fortement la quantité globale de capacités de production à installer ce qui pose la question de leur financement, en particulier pour les plus capitalistiques, de leur acceptabilité et des contraintes de gisement (sites éolien ou disponibilité de la biomasse). De plus, en raison de l'historique de construction des centrales nucléaires françaises (rappelé au chapitre 3.1), le besoin de prolongation ou d'installation de nouvelles centrales est centré sur la période 2020-2030 et pourrait entraîner d'importantes contraintes de financement. Dans certains scénarios, les dynamiques d'installation de nouvelles centrales proposées pour certaines filières semblent à ce titre extrêmement ambitieuses ;

4. à partir des productions et des capacités installées indiquées pour chacun des scénarios (cf. figure 1 et 2), on peut déduire leurs estimations des durées d'utilisation des différentes technologies. A titre d'exemple, le graphe ci-dessous

(1) La quatrième option concernant l'accélération de la génération 4 n'étant étudiée par aucun des scénarios.
(2) L'exercice consistant a identifier les gisements et le coût des différentes solutions de MDE pour construire un "merit-order" a été, ou est en cours, de réalisation par diverses institutions (cf. annexe « demande »).

compare l'estimation des durées de fonctionnement annuelles (en équivalent pleine puissance) pour l'éolien dans les différents scénarios. On observe des différences significatives. Ainsi, dans ses bilans prévisionnels, RTE indique que sur les quatre dernières années, le parc éolien terrestre installé a fonctionné en moyenne 2 000 heures. Pour les horizons long terme, RTE retient pour son scénario de référence une hypothèse de durée de fonctionnement moyen de 2 106 heures[1] pour le parc global (le développement de parcs offshore compensant le moindre productible des parcs terrestres les plus récents situés sur des zones moins favorables) (« Sortir du nucléaire » est beaucoup plus optimiste et voit les éoliennes terrestres fonctionner près de 2 600 heures par an. L'association « Négatep » et l'UFE font état de durées cohérentes avec celles de RTE, tandis qu'AREVA retient des durées sensiblement plus faibles (1840 heures). Par construction, Négawatt a des durées d'utilisation de 2106 (terrestre) et 3 000 heures (en mer) ;

Graphique 9 : Comparaison des durées de fonctionnement annuelles du parc l'éolien estimées dans les différents scénarios

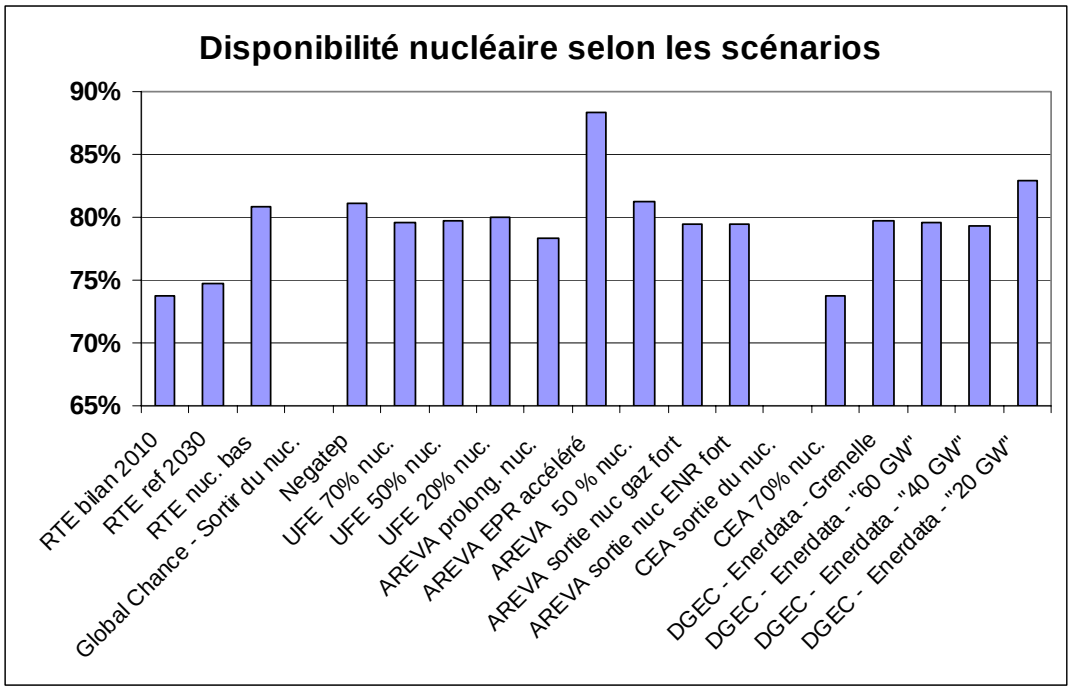


Les coefficients de production du parc nucléaire, qui dépendent notamment de la disponibilité des tranches (« Kd [2] »), peuvent être obtenus de la même manière. Le bilan 2010, établi par RTE, met en évidence la relative mauvaise disponibilité des tranches sur la période récente (minimum en année mobile entre mai 2009 et mai 2010), et a conduit RTE à adopter pour ses projections de disponibilité futures une attitude prudente. En 2030, le coefficient de production issu des simulations

(1) Pour estimer cette durée, RTE retient une démarche probabiliste dans ses simulations éoliennes. Cent chroniques de production ont été générées à partir d'historique de production éolienne, en conservant les caractéristiques de ces historiques (moyenne, écart-type, puissance maximale produite..). La corrélation de la production éolienne des différentes zones simulées a été prise en compte de manière à rendre compte de la concomitance ou non de la production éolienne entre certaines zones géographiques proche.
(2) Le Kd est supérieur au coefficient de production car de nombreuses indisponibilités dues à des raisons extérieures aux tranches ne sont pas comptabilisées (gestion du réseau, limitations environnementales, grèves, …).

probabilistes de RTE (prenant en compte des aléas de disponibilités et l'empilement des différentes offres de production à pas horaire), est donc inférieur à 75 %, alors que les autres scénarios sont plus optimistes, ce taux avoisinant les 80 %. Le scénario AREVA EPR accéléré se démarque, car ce réacteur est conçu pour avoir une plus grande disponibilité ;

Graphique 10 : Disponibilité nucléaire



La valeur d'un point de disponibilité est loin d'être anecdotique, car elle correspond à 630MW en capacité et 5,5 TWh en énergie. Si les tranches françaises disposaient d'un Kd identique à celui des tranches des pays voisins ou américaines, le gain annuel serait de 50 ou 60TWh environ, soit l'équivalent en production de 7 tranches nucléaires ou de l'ensemble des ENR électriques prévues pour 2020 par le Grenelle de l'environnement.

5. un des enjeux du parc de production électrique est d'assurer à tout instant l'équilibre offre/demande, notamment lors des pointes de consommation. L'intermittence et le caractère difficilement prévisible de certaines énergies renouvelables pose à ce titre un défi, auquel les scénarios répondent de manière variée en fonction des méthodologies sous-jacentes[1]. Tous maintiennent ainsi une part de production à partir de combustibles fossiles (cf. graphe ci-dessus). Certains prennent également en compte les échanges avec les parcs étrangers, des effets de foisonnement entre énergies renouvelables ou encore le développement de capacités de stockage. Néanmoins, ces trois potentiels doivent être considérés avec prudence. En effet, l'évolution des parcs étrangers est

(1) A titre d'exemple, RTE se base par exemple sur des simulations de fonctionnement du système électrique européen (13 zones électriques autour de la France, modélisation des échanges transfrontaliers), menées à pas horaire sur une année complète et intégrant divers aléas. Areva et l'UFE ne disposent pas de modélisations aussi précises, mais estiment néanmoins de manière explicite une demande de pointe spécifique à laquelle ils répondent, ce qui n'est pas le cas dans d'autres scénarios.

difficile à anticiper et peu contrôlable (cf. exemple allemand), l'effet de foisonnement est limité[1], et les moyens de stockage aujourd'hui peu rentables économiquement (cf. annexe technologies). Les différences méthodologiques expliquent notamment pourquoi, entre deux scénarios ayant fait le même choix sur le nucléaire, le rapport entre les capacités thermiques et renouvelables peut varier sensiblement. A titre d'exemple, le scénario UFE 70 % propose environ 8 GW de capacités thermiques supplémentaires par rapport au scénario RTE de référence, car il impose au parc de production de répondre à la demande nationale en énergie et en puissance, sans modéliser le potentiel des parcs de production voisins (ce que fait RTE dans ses simulations). Au total, les auditions menées par la Commission montrent que la fiabilité d'un parc avec une forte ou très forte composante intermittente présente un certain nombre d'incertitudes, ce qui induit des besoins significatifs en R&D et ne garantit pas la faisabilité de certains scénarios.

3.2. A horizon 2050, les projections sont évidemment plus hasardeuses qu'à 2030

Comme indiqué dans la partie 4.1, la plupart des scénarios se limitent à l'horizon 2030. Il a d'ailleurs été avancé à plusieurs reprises que les horizons 2030 et 2050 relevaient d'optiques différentes. A horizon 2030, il est en effet possible d'avoir une idée des technologies de production compétitives à partir des technologies actuelles ou en développement. De plus, en raison de l'inertie mentionnée précédemment, le mix énergétique ne pourra diverger du mix actuel que dans des proportions raisonnables. A l'inverse, l'horizon 2050 est complètement ouvert, mais de ce fait très difficile à prévoir. A titre d'exemple, il y a 39 ans la production électronucléaire française n'en était qu'à ses prémices. Dans la plupart des scénarios étudiés, le passage de 2030 à 2050, lorsqu'il est fait, correspond donc au prolongement de tendances déjà engagées avant 2030 et n'intègre pas ou peu la possibilité de ruptures technologiques intéressantes (cf. 3.4).

3.3. L'électricité ne représente néanmoins qu'une partie du mix énergétique français, qui doit être considéré dans sa globalité

La production électronucléaire française ne permet de répondre qu'à une petite partie de la consommation totale d'énergie finale (environ 20 %). Par conséquent, l'analyse prospective du mix énergétique français se doit de considérer également l'offre non-électrique, ce qui implique une description explicite des combustibles et carburants permettant de répondre aux usages finaux de chaleur et de mobilité non assurés par l'électricité. Parmi les scénarios étudiés à la maille France, seuls Négawatt et Négatep considèrent le mix énergétique dans sa globalité (cf. partie 4.1)[2].

L'usage final de la chaleur se retrouve à la fois dans le secteur résidentiel tertiaire et dans le secteur industriel. Selon une méthodologie et un décompte de Négawatt pour 2010, 927 TWh de chaleur auraient été utilisés, principalement obtenus à partir de

(1) Sur la base d'une analyse de l'hiver 2010/2011 dans plusieurs pays d'Europe de l'Ouest, l'association Sauvons le Climat (SLC) a montré que le facteur de charge du parc éolien (65 GW sur la zone d'étude) a varié entre 3,34 % et 64,7 % (moyenne 22,84 %). L'analyse a également montré que la durée des périodes de vents faibles pouvait dépasser une semaine.
(2) Les autres considèrent une demande électrique globale, qui intègre parfois des effets de substitutions entre énergies, et cherchent ensuite l'offre électrique adéquate pour y répondre.

combustibles gazeux (45 %) ou liquides (fuel, biomasse, 17 %), de biomasse solide (12 %) et d'électricité (15 %). Les réseaux de chaleur, alimentés de diverses façons, ne contribuent qu'à hauteur de 5 %. Une partie des usages de la chaleur, notamment dans l'industrie, sont spécifiques d'un type de vecteur énergétique. De même, certains vecteurs énergétiques de réseaux ne sont pas disponibles partout. Néanmoins, dans la plupart des cas, les différents vecteurs énergétiques utilisés pour la production de chaleur sont substituables. A titre d'exemple, à horizon 2050 Négatep propose une substitution importante des combustibles fossiles vers l'électricité, alors que Négawatt s'appuie de manière accrue sur la biomasse solide, le solaire thermique et les réseaux de chaleur. Dans la réalité, le choix du vecteur énergétique relèvera de décisions prises par des entreprises ou des particuliers sur la base de considérations économiques, dans le champ contraint par la réglementation. Par conséquent, les substitutions entre vecteurs dépendront à la fois de leur compétitivité relative, et des incitations fiscales mises en place par le gouvernement.

L'usage final de mobilité correspond au secteur des transports. Actuellement, cet usage est assuré de manière prépondérante par des carburants liquides, et marginalement par de l'électricité (1,5 %) et du gaz carburant (<1 %). Ces carburants (essence, diesel, kérosène) sont issus du raffinage[1] de combustibles fossiles importés. A horizon 2050, les scénarios s'accordent sur l'intérêt de faire évoluer cette structure, en raison des tensions sur l'approvisionnement en ressources fossiles et des objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre. Dans la plupart des scénarios, l'électricité assure donc à horizon 2030/2050 une part plus importante de l'usage final de mobilité, au travers du développement du véhicule électrique et du transport ferroviaire. Les biocarburants se développent également. Le gaz carburant devient également pour certains une solution pertinente, d'autant plus que ce gaz pourra être en partie constitué de biométhane produit à partir de sources renouvelables ou de déchets, et transporté après injection dans les réseaux gaziers. Enfin, il n'est pas à exclure que l'hydrogène puisse jouer un rôle pour la mobilité au-delà de 2030 (cf. annexe Technologies).

3.4. Les évolutions des coûts de production, de prix et d'éventuels sauts technologiques sont des déterminants majeurs pour juger de la pertinence des scénarios étudiés

Il existe de nombreuses incertitudes quant aux évolutions technologiques, au coût de production et aux prix des combustibles fossiles dans le secteur énergétique. Ceci rend tout exercice de prospective difficile, car ces paramètres sont les principaux facteurs d'évolution du mix énergétique français. En effet, dans le contexte européen d'ouverture des marchés et en raison de ses propres contraintes budgétaires, la marge de manœuvre des pouvoirs publics au travers d'instruments fiscaux ou réglementaires est limitée. Entre organismes et scénarios, les hypothèses de coûts de production peuvent parfois varier sensiblement, ce qui explique une partie des différences sur les mix électriques proposés.

Pour comparer les coûts de production de différentes technologies, on peut utiliser l'approche par coûts complets détaillée dans l'encadré ci-dessous, même si la seule comparaison de ces coûts complets ne permet pas une appréciation globale de

(1) Actuellement, une part importante du raffinage est faite en Europe, mais cette industrie est actuellement en difficulté, en raison principalement de surcapacités et de la distorsion créée par une diésélisation excessive du parc automobile européen.

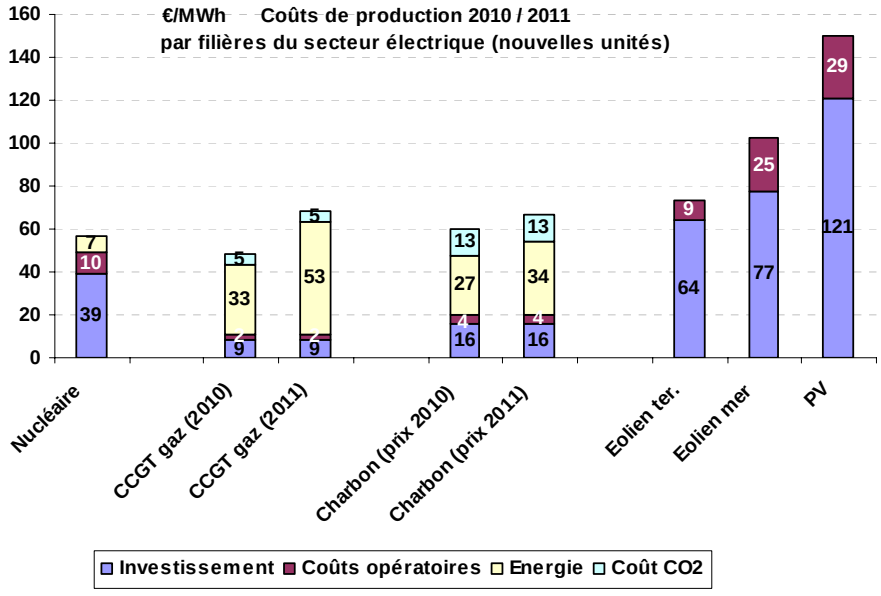
l'intérêt relatif des différentes technologies. En effet, elle n'inclut notamment pas, pour les EnR, les externalités associées à leur production[1].

Les coûts complets de production de l'électricité

Les coûts d'investissement ne peuvent pas constituer le seul paramètre discriminant entre divers moyens de production. Les coûts variables, exploitation et combustible, peuvent être très importants selon les moyens, comme par exemple pour le CCG, le prix du gaz constituant alors près des trois-quarts du coût total.

La méthode de calcul consiste à faire le bilan actualisé des dépenses prévisionnelles futures en comparaison avec la somme actualisée des productions futures. Le détail de cette méthode est décrit dans par exemple l'exercice « coûts de référence de la production électrique » menée périodiquement par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), qui a pour objet de comparer dans un cadre théorique défini, les coûts complets de production d'électricité selon les différentes filières afin d'éclairer les futurs choix d'investissement.

Ces coûts de référence (base Europe) sont fondés sur les prix des énergies en Europe (2010 et 2011 pour le gaz naturel et le charbon) et sur des hypothèses normatives, notamment en ce qui concerne le taux d'actualisation et la durée de vie économique des installations. Le diagramme ci-dessous est reproduit à titre illustratif afin de mettre en évidence la structure des coûts complets de chacun des moyens de production pour de nouvelles unités.



Source Commission Energies 2050 (à partir d'hypothèses de l'OCDE-AIE WEO 2011[2])

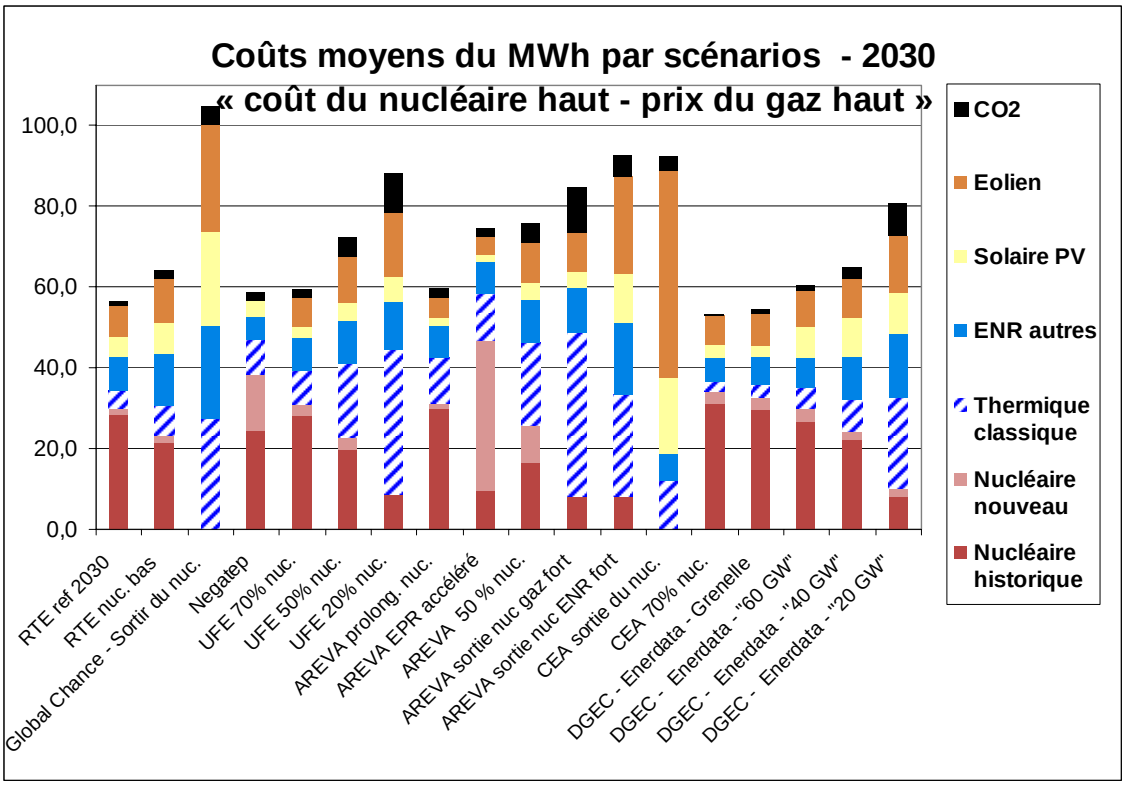
(1) Ces externalités sont à la fois positives et négatives. A titre d'exemple, on peut citer comme externalité positive les impacts environnementaux, à la fois en termes de baisse des polluants locaux ou des émissions de GES (la mise en enchère des quotas d'émission à partir de 2013 amène néanmoins à nuancer ce deuxième point). Les externalités négatives liées à la production sont par exemple les impacts sur les réseaux et sur l'équilibrage offre/demande (besoin de capacités de substitution).

(2) Taux d'actualisation 8%, coûts d'investissement, nucléaire : 3 000 €/kW, CCG :680 €/kW, charbon : 1 600 €/kW, éolien : 1 200 €/kW, durée de construction du nucléaire 7 ans, facteur de charge 7 400 heures (85%), sauf éolien à terre 2100 heures et en mer 3 000 heures, PV 1100 heures. Données prix : prix du gaz 19 €/MWh(2010) et 31 €/MWh (2011), charbon 74 €/tonne et 93 €/tonne, CO_2 14 €/tonne. Une analyse plus détaillée est proposée en annexe du rapport.

Ainsi, les moyens très capitalistiques car comportant une forte part d'investissement (nucléaire, mais aussi éolien et solaire PV) sont très sensibles au coût d'investissement, au taux d'actualisation et à la durée d'utilisation. A l'opposé, les CCG sont extrêmement sensibles au prix du gaz. Le charbon a une structure de coûts mieux répartie mais est assez exposé à un prix du CO_2 élevé (ou à une réglementation sur les niveaux d'émissions).

Ces coûts complets sont à utiliser avec les précautions d'usage. La variation de ces coûts en fonction de la durée d'appel du moyen de production peut être importante (pour un même coût au MW installé, il n'est pas indifférent qu'une installation fonctionne 2000 ou 7000 heures). De nombreux autres déterminants extérieurs doivent être intégrés, comme les conditions spécifiques du site (raccordement au réseau, approvisionnement en combustible, conditions de refroidissement, conditions climatiques de vent, d'ensoleillement ou d'hydraulicité, coût de démantèlement). Le service rendu au réseau n'est pas non plus comptabilisé (une énergie intermittente a moins de valeur qu'une énergie dispatchable). Les particularités de chaque centrale peuvent conduire à des écarts significatifs par rapport à l'installation de référence.

Une évaluation économique des scénarios sur la base des coûts complets, avec des variantes, est présentée en annexe 4 de ce rapport. Une analyse des quatre options du même type est présentée au chapitre 5. Le graphique ci-dessous reproduit les résultats pour des hypothèses de coût élevé du nucléaire et de prix élevé du gaz (les parts respectives des différentes filières sont représentées) :



Globalement, on peut retenir que les technologies de production aux coûts complets de production les plus faibles sont aujourd'hui celles utilisant des combustibles fossiles, le nucléaire et l'éolien terrestre. La dynamique d'évolution à la baisse des coûts complets pour certaines filières EnR (PV notamment) laisse penser qu'elles pourraient également devenir compétitives à horizon moyen terme, mais cette dynamique est incertaine et fait l'objet de divergences importantes entre scénarios étudiés. A titre d'exemple, pour le PV au sol en 2030, l'UFE estime un coût complet de

180 €/MWh (dont 19 €/MWh pour le raccordement), alors que le WEO 2011 de l'AIE, qui sert de base à plusieurs scénarios table plutôt sur 130 €/MWh. Négawatt, sans donner d'évaluations chiffrées des coûts complets considère pour sa part que le PV devrait à cet horizon être compétitif par rapport aux autres technologies de production.

Outre les technologies existantes, il est nécessaire de prendre en compte à horizon 2030, et *a fortiori* 2050, le possible avènement de technologies de rupture, dont l'émergence ouvrirait des perspectives importantes pour le mix de production énergétique. Parmi ces technologies, étudiées en détail dans l'annexe technologie, on peut citer notamment le nucléaire de quatrième génération, la capture et stockage de carbone, les applications liées au vecteur hydrogène, la méthanation etc. Certains des scénarios étudiés sont dépendants de l'émergence de technologies de ruptures, ce qui ne doit pas être oublié lorsqu'on procède à son analyse. L'équilibre offre/demande repose par exemple, dans le scénario Négawatt, sur l'émergence de la méthanation. Plus généralement, peu de scénarios se préoccupent des conditions d'émergence de nouvelles technologies et de l'aptitude à les industrialiser, que ce soit en termes de compétences humaines ou d'efforts de R&D. En particulier, il est difficile d'envisager le développement de la quatrième génération nucléaire sans maintenir les générations actuelles.

3.5. Le développement et le renforcement des réseaux sont des défis à relever dans la plupart des scénarios ce qui a un lien avec l'évolution des échanges internationaux

A horizon 2050, les évolutions du mix proposées par les différents scénarios auront des impacts importants sur les réseaux, notamment électriques et gaziers, ainsi que sur les échanges internationaux.

Les principaux impacts des évolutions du mix de production se produiront pour les réseaux électriques, à la fois en termes de développements physiques mais aussi de gestion. Au niveau européen, le remplacement des centrales fossiles par des centrales à énergies renouvelables, dont certaines intermittentes, ainsi que la volonté de créer un marché unique de l'énergie, impliquent le développement important des grands réseaux de transport et des interconnexions (cf. annexe réseaux/marchés). Au niveau français, des renforcements du réseau de transport seront nécessaires pour permettre le passage des flux transnationaux et assurer l'équilibre offre/demande. Des développements très importants sont également à prévoir pour les réseaux de distribution, qui représentent plus de 70 % des investissements réseaux totaux dans les scénarios UFE. Enfin, afin d'exploiter pleinement les potentiels de maitrise de la demande d'énergie (cf. partie 4) et intégrer au mieux les nouveaux moyens de production, l'information donnée au consommateur ainsi que la gestion du réseau devront devenir plus évoluées, au moyen notamment de compteurs intelligents. Certaines de ces évolutions sont tendancielles, et se produiront quel que soit le choix de mix énergétique français (renouvellement d'installations, besoins de renforcements), d'autres en revanche (certaines interconnexions, développement des réseaux de distribution) lui sont intimement associées. En particulier, le développement d'énergies renouvelables décentralisées et intermittentes entraine des surcoûts pour le réseau électrique dont il est nécessaire de tenir compte. A titre d'exemple, l'UFE estime qu'entre le scénario à 70 % et celui à 20 % nucléaire, les investissements cumulés d'ici 2030 dans le réseau électrique augmenteraient de 15 % (de 135 Md€ à 155 Md€).

En ce qui concerne le réseau gazier, des renforcements du réseau de transport et le développement de nouvelles interconnexions sont d'ores et déjà prévus pour permettre une diversification des approvisionnements. En fonction des substitutions d'usage entre vecteurs énergétiques dans le résidentiel tertiaire et du développement de l'injection directe de biométhane, le réseau de distribution pourrait également être amené à évoluer. De plus, on retrouve comme pour l'électricité l'évolution vers des réseaux et des compteurs plus « intelligents ». L'évolution du mix de production électrique (remplacement du nucléaire par un mix équilibré de production CCG/EnR par exemple) pourrait susciter des besoins d'adaptation du réseau de gaz ne serait ce que pour gérer les pointes de consommation, même s'il devrait disposer, grâce aux développements de capacité déjà décidés, des marges nécessaires pour le transport. Si le vecteur gaz se développait de manière importante pour les usages chaleur et mobilité, ou si le réseau gazier devenait un moyen de stocker le surplus de production électrique (sous forme d'hydrogène ou de méthane), des évolutions seraient alors à prévoir. Enfin, outre les réseaux électriques et gaziers, les réseaux de chaleur et de froid pourraient également être amenés à prendre une importance grandissante.

Stockage d'électricité à base d'hydrogène et sur la méthanation

Des techniques de stockage de l'électricité par dissociation de l'eau ou du CO_2 sont actuellement à l'étude chez GDF Suez, Areva, Solvay-Rhodia, le CEA ou L'Air Liquide et dans les pays voisins chez E.ON, DONG Energy ou Siemens.

Si ces deux techniques poursuivent le même but, il convient de les traiter successivement, en commençant par le stockage de l'hydrogène car ce dernier intervient également dans la « méthanation ».

Le stockage d'électricité à base d'hydrogène

La transformation des kWhe (électriques) en hydrogène par électrolyse alcaline a un rendement aujourd'hui de 60 % environ. En admettant que l'injection directe de l'hydrogène dans l'infrastructure gazière soit possible[1], la reconversion de cet hydrogène en kWhe implique également des pertes de 50 % environ. En effet, les meilleurs CCG ont actuellement un rendement de 60 %, mais qui risque d'être dégradé en présence d'hydrogène[2]. Il convient également de comptabiliser les pertes dues à l'exploitation (compresseurs et pompes divers) et sur les réseaux électriques. **Le rendement global actuel pourrait donc être proche de 30 %.**
Le rendement des électrolyseurs pourrait s'améliorer dans le futur et atteindre 70 % en 2020. Les CGG présentent par contre déjà des performances très élevées qui n'évoluent plus beaucoup : la seule façon d'augmenter leur rendement est de recourir à la cogénération, ce qui implique un besoin de chaleur de relativement basse température à proximité et dans le même temps.
Les électrolyseurs actuels doivent fonctionner en continu afin d'assurer la pureté des gaz récupérés, ce qui exclut a priori leur utilisation pour absorber les excédents de production éolienne et solaire. Si toutefois, cela devenait techniquement possible, ces matériels ont un coût actuel d'investissement important - environ 2500 €/kW, sans inclure toutes les dépenses d'infrastructures – ce qui les rend également inadaptés économiquement.

(1) Ce qui donne de l' « Hythane ». Des recherches tel que le projet européen Naturalhy ont démontré la capacité des ouvrages existants à accepter un taux d'hydrogène jusqu'à 10 voire 20 %. Cependant l'hydrogène présente des caractéristiques physico-chimiques très différentes du gaz naturel, ce qui nécessite une maitrise de la dilution et peut poser des difficultés de maintien de la qualité du gaz..
(2) Le PCI de l'hydrogène est inférieur à celui du méthane.

En effet, si le but est le stockage de l'énergie intermittente non consommée, les éoliennes ayant une production annuelle de 2100 heures et le solaire PV de 800 à 1200 heures suivant la région, ces électrolyseurs ne fonctionneront que **quelques centaines d'heures par an, ce qui les rentabilisent très mal. Un calcul rapide montre que les MWh électriques restitués auraient un coût de un ou plusieurs ordres de grandeurs supérieur à leur prix actuel sur les marchés de gros.**

Ce calcul est basé le coût de production de l'ENR, et non sur une valeur nulle qui reflèterait le caractère fatal de cette énergie quand elle ne peut pas être utilisée. En effet, cela reviendrait à reporter le coût sur l'ENR en question, l'amortissement de son investissement devant alors se faire sur une durée d'utilisation plus courte. Pour être exact, il conviendrait de faire un bilan économique d'ensemble de l'ensemble ENR + stockage, configuration qui pourrait correspondre à celle que devrait mettre en place un producteur d'ENR à qui les gestionnaire de réseau imposeraient de délivrer une électricité « dispatchable ».

Les coûts pourraient baisser dans le futur, certains industriels évoquant des coûts inférieurs à 660 €/kW pour des électrolyseurs de grande taille (supérieure à 100 MW) et des progrès devraient être réalisés sur le comportement des électrolyseurs en production intermittente. La recherche sur les électrolyseurs à haute température, qui pourraient être mieux adaptés à un fonctionnement « en dentelle », continue.

Si l'hydrogène devait être utilisé dans une filière qui lui est propre (c'est-à-dire sans « emprunter » celle du gaz naturel et qui est comptabilisée ici à coût nul), il conviendrait d'intégrer les coûts d'investissement et d'exploitation de cette nouvelle filière, et en particulier du stockage, aujourd'hui encore peu mature technologiquement et très consommateur d'énergie (pour la compression en particulier). Ce serait le cas si l'Hydrogène devait être utilisé pour la traction des véhicules et l'ensemble de la filière devrait être analysée du point de vue « systémique » et pas seulement du point de vue du véhicule par exemple : production, stockage, transport, distribution et transformation en électricité in-situ (piles à combustible).

Le stockage d'électricité à base de méthane

Pour s'affranchir de ces contraintes difficulté, la méthanation[1] ou conversion catalytique directe du CO_2, consiste à réduire du CO_2 grâce à l'hydrogène pour produire du méthane de synthèse. Cette technique est aujourd'hui utilisée notamment dans le secteur chimique, et les catalyseurs utilisés sont également les mêmes que pour l'étape de méthanation du CO dans la production de biométhane par gazéification de la biomasse ligneuse.

Les rendements de conversion (hors production de l'hydrogène) couramment admis sont de l'ordre de 80 %, avec une réaction fortement exothermique produisant de la chaleur à 350°C dont la valorisation permet d'augmenter le rendement global. L'addition des procédés d'électrolyse et de conversion catalytique fonctionnant de manière synchrone aurait donc un rendement cible de 50 % hors récupération de chaleur, et produit du méthane injectable dans les infrastructures gazières existantes.

D'autres procédés intégrés d'électro-hydrogénation du CO_2 ou d'électro-réduction du CO_2 s'affranchissent de la création de l'hydrogène intermédiaire en convertissant directement le CO_2 en CH_4. Ces procédés intéressent particulièrement les acteurs français (GDF Suez, Areva, Solvay-Rhodia, le CEA…) avec des projets tels que ElectroHgena. Les rendements théoriques attendus sont supérieurs à 75 %.

(1) A ne pas confondre avec la méthanisation, qui consiste à récupérer le méthane émis lors de la fermentation de la biomasse ou des déchets.

Ces techniques nécessitent de capter et de stocker temporairement le CO_2, technique encore coûteuse, dont il convient d'intégrer les coûts à un bilan global[1]. Le coût d'une installation de méthanation est encore incertain, mais doit être intégré à ce bilan global. Une évaluation complète se devrait également d'intégrer tous les coûts des importantes infrastructures nécessaires à l'interconnexion de tous ces fluides (réseaux d'électricité, réseaux et stockage de CO_2, d'H2 et de CH4), l'optimisation du bon niveau de décentralisation des diverses productions étant par ailleurs délicate.

Pour des raisons autant techniques qu'économiques, les procédés de stockage via le CH4 et même l'H2 semblent encore loin de la maturité. L'électrolyse étant un procédé déjà ancien, d'importantes ruptures technologiques semblent nécessaires avant qu'elle puisse être déployée à grande échelle.

Un dernier enjeu à prendre en compte est l'évolution du solde des échanges énergétiques français. Ce solde va notamment être impacté par la réduction de surcapacité et en cas de changement de la compétitivité du parc de production électrique français ou de variation des besoins en combustibles fossiles. En particulier, un remplacement du nucléaire par d'autres capacités de production aurait pour effet, au moins à court/moyen terme, de dégrader la compétitivité du parc de production français, donc le solde des échanges électriques. Les scénarios appuyés sur des modélisations supranationales peuvent estimer finement cet effet. Ainsi, entre les visions 2030 « référence » et « nucléaire bas » de RTE, le solde exportateur passe de 65,9 à 1,4 TWh. Les scénarios basés sur des visions purement nationales, en revanche, doivent se contenter d'hypothèses exogènes sur le solde des échanges. Ainsi, Enerdata fixe les exportations à 100 TWh ou 1 TWh en fonction du scénario étudié. Dans l'exercice réalisé par l'Ecole des Mines (CMA), les exportations sont dépendantes des coûts de production du parc installé, et varient ainsi selon les scénarios considérés. Le scénario Négawatt privilégie la production nationale et l'autonomie locale.

De manière générale, il paraît important de retenir que le degré d'interconnexion croissant des systèmes électriques et gaziers européens les rend de plus en plus interdépendants. Les échanges ont tendance à optimiser le fonctionnement global du système énergétique, tant en termes de coûts que d'émissions de CO_2 (y compris pour les pointes d'électricité), mais les hypothèses prises par les scénarios quant au solde des échanges devraient être cohérentes avec les visions énergétiques des pays voisins (cf. partie 2), ce qui n'est pas toujours le cas.

4. Enjeux transverses

L'objectif de cette analyse est de déterminer l'impact des systèmes énergétiques représentés par les scénarios sur différents paramètres, certains ayant été proposés dans la lettre de mission du ministre. Dans la mesure du possible, c'est-à-dire quand les données sont disponibles, des évaluations ont été tentées sur :

- les investissements ;
- les coûts de production et les prix de l'énergie ;

(1) Comme pour les EnR, on peut considérer que le CO_2 capté est fatal, mais il convient alors d'en intégrer les coûts à la production d'électricité, nécessaire à la production de l'hydrogène et/ou du méthane qui s'en trouveront renchéris. Le rendement des CGG ne sera plus de 60 % mais peut-être de 50 % (source AIE).

- la facture énergétique et la sécurité des approvisionnements de la France ;
- la protection de l'environnement en particulier la lutte contre le changement climatique (émissions de CO_2) ;
- l'acceptabilité sociale des solutions ;
- les emplois.

4.1. Impacts des options sur les investissements

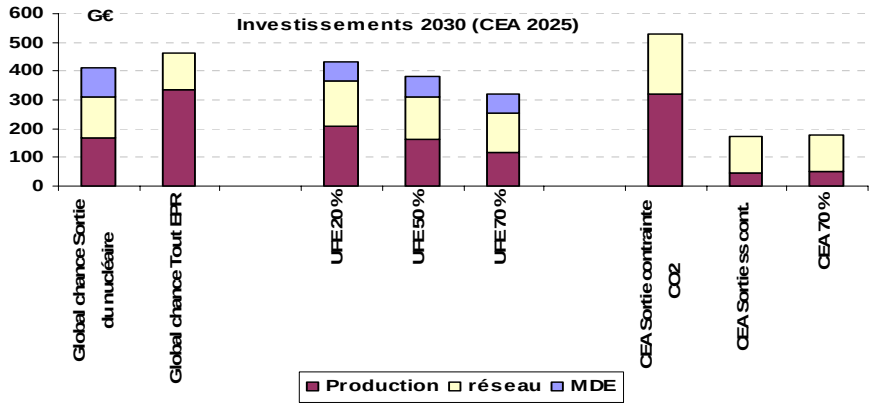
Afin d'estimer les investissements à consentir, il convient de tenir compte à la fois des investissements de production, visant à renouveler les capacités installées ou à en développer de nouvelles, ceux liés au réseau de transport et de distribution et ceux destinés à la maitrise de l'énergie (MdE). Ce calcul a été proposé par Global Chance et l'UFE. Le CEA (pour une année de référence placée en 2025) se limite aux aspects production et réseau, tandis qu'Areva a effectué un calcul uniquement sur la partie production.

Il convient de souligner que ces estimations permettent d'avoir un ordre de grandeur avec bien entendu des incertitudes importantes. C'est le cas en particulier sur les hypothèses d'investissements unitaires par technologie de production. C'est également le cas pour le coût du démantèlement généralement non pris en compte pour les scénarios de sortie du nucléaire. Par ailleurs, les effets sur les capacités de stockage à mettre en place ne sont *a priori* pas pris en compte.

Sur la partie réseau un consensus se dégage pour considérer que le développement des EnR s'accompagnera d'un surcoût au niveau du réseau de transport et de distribution. Global Chance évalue ainsi la partie réseau du scénario "tout EPR" à 128 Md€ et à 141 G€ pour le scénario "sortie du nucléaire". L'UFE a effectué un calcul détaillé qui met en évidence le poids majeur des investissements liés à la distribution : ils se situent dans une fourchette de 99 à 111 Md€ contre 36 à 44 Md€ pour le réseau de transport. Au total, l'UFE estime l'ensemble de ces coûts entre 135 Md€ (70 %), 147 Md€ (50 %) et 155 Md€ (20 %). La hiérarchie par rapport à Global Chance est donc la même et les ordres de grandeur ne sont pas trop éloignés. Ces montants doivent être considérés avec prudence et des doutes subsistent sur le bon fonctionnement à court ou moyen terme d'un parc qui comporterait un trop fort taux d'énergies intermittentes.

Pour la maîtrise de la demande d'électricité (MDE), les chiffres divergent en revanche dans des proportions importantes. Le montant de 70 Md€ proposé par l'UFE porte en effet sur une réduction de la consommation annuelle de moins de 50 TWh. Pour le scénario "Sortie du nucléaire" de Global Chance, qui est le seul à proposer un effort très important en matière de MDE, l'estimation est de 101 Md€ pour une baisse de la consommation de l'ordre de 160 TWh. L'investissement est donc 1 400 €/MWh/an pour l'UFE et 630 €/MWh/an pour Global Chance ce qui ne paraît pas cohérent.

Graphique 11 : Investissements cumulés de production d'électricité, réseau et MDE en 2030 – Scénarios Global Chance et UFE - en Md€ - et 2025 CEA



Le bilan de la totalité des investissements proposés par Global chance et l'UFE fait d'abord apparaître l'importance des investissements à consentir sur les 20 prochaines années, compris entre 300 et 450 Md€.

Un point important à noter concerne l'avantage en termes d'investissements pour les scénarios qui prolongent le parc nucléaire existant, par rapport à tous les autres scénarios :

- le scénario de remplacement de l'ensemble du parc nucléaire par des EPR, ce qui signifie la fermeture prématurée du parc existant, a ainsi été estimé à 450 Md€ par Global chance. Ce résultat est lié aux hypothèses prises sur la fermeture du parc mais aussi en termes de capacités installées très importantes et de coûts unitaires pour l'EPR également très élevés [1] ;

- les scénarios qui favorisent le développement des énergies renouvelables (sortie du nucléaire, CEA et UFE 20 %) sont également plus coûteux, compris entre 400 et 500 Md€ ;

- le montant s'établit à 380 Md€ pour un scénario à 50 % de nucléaire et à 320 Md€ dans l'hypothèse du maintien de la part du nucléaire à 70 % avec prolongation des unités existantes de 40 à 58 ans.

Ce résultat plus favorable s'explique par le fait que le coût de prolongation des unités existantes est nettement moins capitalistique par rapport au développement de nouvelles unités EPR ou EnR. Le surcoût lié aux mesures à prendre suite au rapport de l'ASN, non prise en compte dans ces analyses, ne modifie pas cette conclusion (voir chapitre 3).

Globalement le surcoût d'une sortie du nucléaire par rapport au prolongement du parc nucléaire est estimé à :

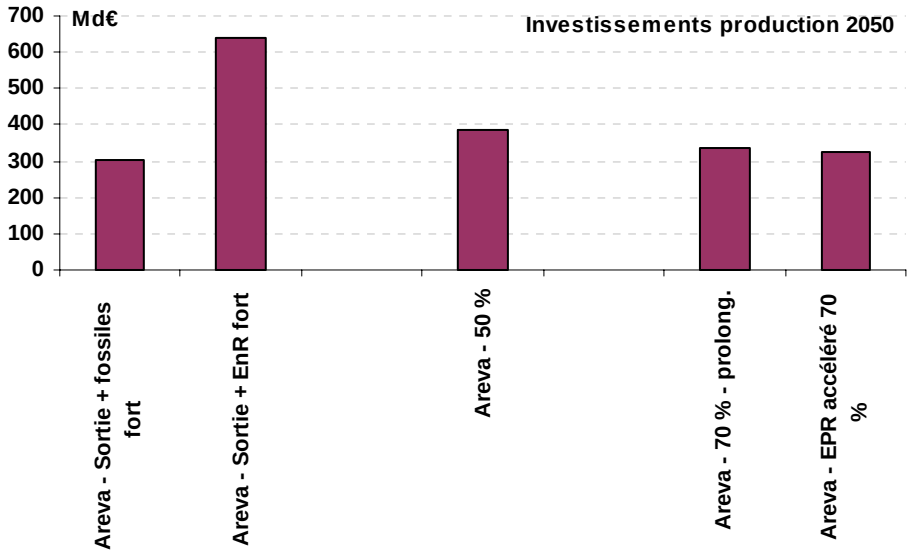
- 350 Md€ en 2025 par le CEA dans un scénario de sortie totale du nucléaire ;
- entre 50 et 112 Md€ en 2030 par UFE dans le cadre d'un scénario de sortie partielle (50 et 20 % respectivement).

(1) Le scénario Global Chance ne tient pas compte du nucléaire historique, le parc étant remplacé entièrement par des EPR en 2030, ce qui n'et pas réaliste. Ensuite, la puissance en EPR retenue est très importante (75 GW) compte tenu d'un taux d'utilisation faible (6 000 h) et de l'absence de développement concomitant d'EnR (seulement 4 GW d'éolien, c'est-à-dire moins qu'aujourd'hui). Enfin, le coût unitaire d'investissement retenu est très élevé (4 à 5 Md€ par GW).

L'analyse à 2030 ne permet pas d'avoir une vision complète puisque, pour ce qui est du nucléaire, la plupart des investissements devront être faits à partir de cette période. La prolongation des centrales permet en effet de différer les investissements à consentir. Areva a fait cet exercice uniquement sur la partie production en mettant en avant un surcoût important dans le cas d'une sortie du nucléaire remplacée par des EnR. Cette solution serait pénalisée par une capacité plus importante à installer (276 GW) par rapport au scénario nucléaire (160 GW).

Un travail plus large reste à finaliser afin de tenir compte de l'ensemble des impacts (production, réseau, MDE, démantèlement...).

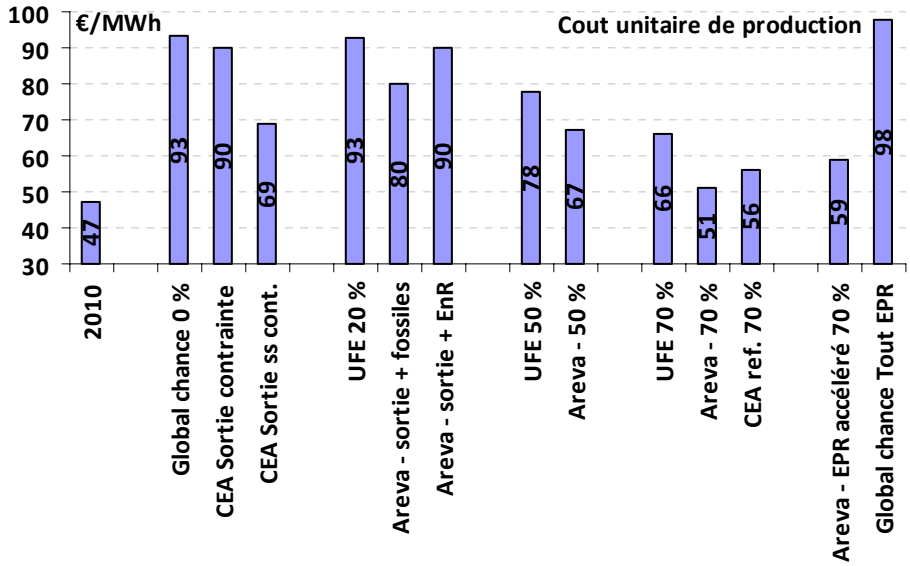
Graphique 12 : Investissements cumulés de production d'électricité, en 2050 – Scénarios Areva



4.2. Impacts des options sur les coûts unitaires et les prix de l'électricité

L'analyse des coûts unitaires de production d'électricité pour les scénarios qui ont présenté des résultats (Global chance, CEA, UFE et Areva) met certes en évidence une hausse à l'horizon 2030, quel que soit le scénario, mais avec de fortes disparités.

Graphique 13 : Coût unitaire de production d'électricité en €/MWh en 2010 et 2030 - Scénarios Global Chance, CEA, UFE et Areva



Par rapport à 2010 dont le coût moyen est estimé autour de 50 €/MWh, les coûts 2030 sont en effet évalués :

- entre 80 et 95 €/MWh dans l'hypothèse d'un fort développement des EnR - Scénarios Global chance et CEA (0 %), Areva et UFE (20 %) ;
- entre 70 et 80 €/MWh pour une part de 50 % du nucléaire – Scénario UFE et Areva ;
- entre 50 et 65 €/MWh dans le cadre du maintien du nucléaire à 70 % (avec prolongation de la durée de vie) – Scénarios UFE, CEA et Areva ;
- entre 60 et 100 €/MWh dans l'hypothèse d'une accélération du déploiement de l'EPR. – Scénarios Areva et Global chance.

Les scénarios ayant une part EnR importante présentent donc des coûts de production moyens plus élevés (70 à 100 €/MWh) par rapport aux scénarios maintenant une part constante pour le nucléaire (50 à 65 €/MWh). Cela traduit la structure des coûts que l'on peut l'envisager en 2030, qui maintient un avantage pour l'option nucléaire. L'ordre de grandeur de l'impact sur le coût de production d'un développement massif des ENR dans le parc serait de l'ordre de 50 à 100 % de plus, par rapport à une poursuite du nucléaire. L'impact étant d'autant plus important que la durée d'exploitation du parc actuel serait longue (et donc les coûts de production bas). Le seul scénario qui indique une vision radicalement différente est celui de Global Chance, qui débouche sur un coût de production très élevé avec un parc uniquement EPR, mais ce scénario n'est pas réaliste. Un parc laissant une forte part au gaz serait nettement moins onéreux, mais avec des émissions de gaz à effet de serre en forte hausse.

Le coût de l'intermittence lié aux énergies

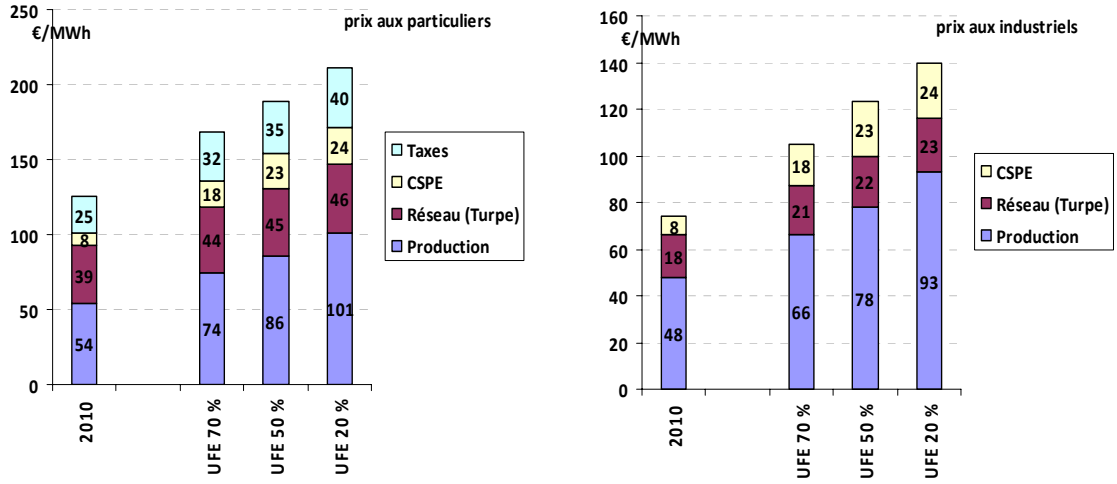
Les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique ne sont pas toujours explicitement chiffrés en termes de coût unitaire dans les analyses proposées. Le « World Energy Outlook» (WEO 2011) de l'AIE les a évalué entre 5 et 25€/MWh incluant les couts de capacités de secours à prévoir (3-5€/MWh), les couts d'ajustement pour compenser les fluctuations du réseau (1-7€/MWh) et les coûts de raccordement et de renforcement du réseau (2-13€/MWh). (Voir annexe 8 "Réseau/Marché).

Il convient de noter que la vision d'une accélération de l'EPR dans le mix aboutit à des écarts importants entre les données Areva (60 €/MWh) et Global Chance (100 €/MWh). Ceci traduit bien entendu des écarts significatifs au niveau des hypothèses avec un coût unitaire d'investissement très élevé choisi par global Chance ainsi que des durées annuelles de fonctionnement réduites, comme expliqué précédemment.

Les analyses sur le prix sont trop disparates dans leurs approches pour être comparées. Il convient toutefois de signaler l'approche retenue par l'UFE qui intègre à la fois le coût de l'énergie (production), le coût réseau (TURPE[1]), la CSPE[2] et les taxes. L'analyse met en évidence :

- une progression du prix pour le client final, particulier ou industriel, d'ici 2030 quel que soit le scénario ;
- une progression plus importante du prix pour les scénarios réduisant la part du nucléaire. Par rapport au scénario "70 % de nucléaire", le prix final d'un scénario "20 %" serait plus élevé de 25 % pour un particulier et de 35 % pour un industriel.

Graphique 14 : Prix de l'électricité en €/MWh pour les particuliers et industriels en 2010 et 2030 – Scénarios UFE 20, 50 et 70 %



Global Chance retient une autre approche calculant la facture annuelle (consommation x coût unitaire) pour la collectivité en intégrant les coûts de

(1) Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.
(2) Instaurée en 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) visent à couvrir les charges liées à la cogénération et aux énergies renouvelables, à la péréquation tarifaire dans les zones insulaires, et aux dispositifs sociaux en faveur des clients en situation de précarité.

production, les coûts de transport et les coûts liés à la MDE. La comparaison aboutit à des coûts moyens plus faibles mais à une facture plus élevée pour le scénario "tout EPR" par rapport au scénario "sortie du nucléaire". Il faut y voir la combinaison d'un arrêt rapide du nucléaire actuel, remplacé par un nouveau nucléaire cher (80 à 105 €/MWh). En outre, le programme de MDE n'est pas pris en compte dans le scénario nucléaire (hypothèse jugée non réaliste par les auteurs), ce qui augmente les capacités nucléaires installés (75 GW contre 65 GW au maximum dans la plupart des autres scénarios). Il convient également de rappeler que ce scénario s'appuie sur une baisse très importante de la consommation d'électricité d'ici 2030, probablement irréalisable en si peu de temps. Le raisonnement de la baisse de la facture ne tient donc plus si l'on prend en compte la référence de comparaison faussée (tout EPR en 2030) et la baisse drastique de la consommation.

Tableau 1 : Facture globale annuelle d'électricité et coût moyen en 2031 Pour les scénarios Global Chance (Source Global Chance)

	Scénario « Tout EPR »	Scénario « Sortir du nucléaire »
Production (Md€)	44 - 53,8	27,6 – 35,9
Transport distribution (Md€)	26	19,4
Maitrise de la demande (Md€)	0	8,1
Total facture	79 – 79,8	55,1 – 63,4
Coût moyen en €/MWh	*140 à 160*	*162 – 185*

4.3. Impacts des options sur la protection de l'environnement en particulier la lutte contre le changement climatique

D'une manière générale, les émissions de CO_2 du système électrique français sont fortement influencées par une sortie même partielle du nucléaire. En effet, le remplacement des capacités nucléaires par des énergies renouvelables nécessite en parallèle une plus forte sollicitation des centrales thermiques, voire l'installation de nouvelles capacités. Ces dernières peuvent fournir de l'électricité en base et en semi-base mais sont aussi appelées pour pallier l'intermittence/variabilité qui caractérise certaines formes de production d'électricité d'origine renouvelable (photovoltaïque, éolien).

Seuls des scénarios intégrant d'importantes capacités de stockage d'énergie pour faire face au problème de l'intermittence, d'importantes capacités d'interconnexions pour bénéficier du foisonnement des productions, des « smart grids », des efforts extrêmement conséquents de maîtrise de la demande d'énergie, ou encore le déploiement d'importantes capacités de CSC (captage et stockage du carbone), peuvent espérer atteindre des niveaux d'émissions comparables à ceux obtenus si on maintient la place du nucléaire dans le mix de production d'électricité à son niveau actuel.

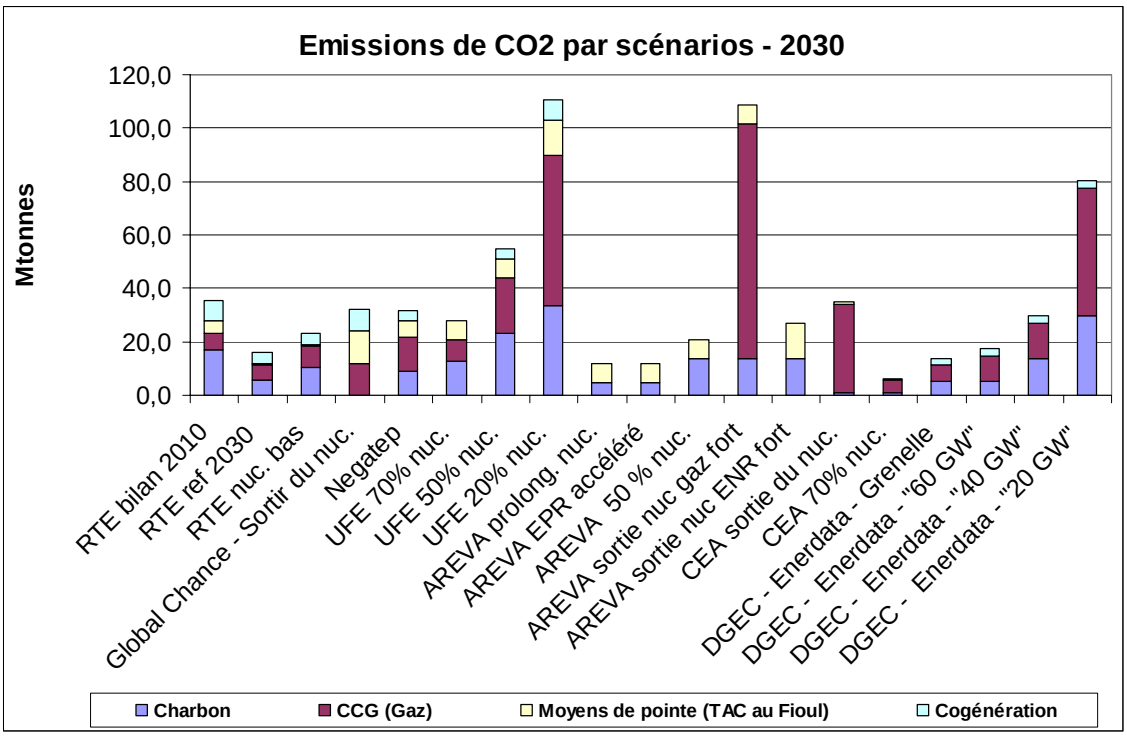
Cependant, compte tenu des délais nécessaires au développement et à la diffusion des technologies indispensables à leur réalisation, la construction de centrales thermiques sera inévitable pendant une période transitoire, ce qui sera à l'origine d'une hausse des émissions à court terme. C'est d'ailleurs bien ce que prévoit le gouvernement allemand, avec 10 GW d'ici 2013 suivi de 10 GW supplémentaires à horizon 2022.

Les analyses proposées sur ce sujet mettent en évidence cette hausse des émissions en 2030 avec le recul de la part du nucléaire dans le mix :

- pour mémoire : 32 Mt en 2010 ;
- part de 70 % : 16 Mt ;
- part de 50 % : 23 à 44 Mt ;
- part de 20 % : 100 Mt.

Le scénario Global chance parvient à stabiliser les émissions (28 Mt en 2030) en raison de l'hypothèse retenue en termes de réduction drastique de la consommation d'énergie, notamment fossile. C'est à cette condition que le recours aux énergies fossiles en compensation des EnR ne détériore pas le bilan CO_2.

Graphique 15 : Émissions de CO_2 2030 des différents scénarios par origines



Il convient de souligner que ces résultats ne représentent qu'une partie de la problématique des émissions de CO_2 et devraient être replacés dans le cadre plus général du bilan énergétique. En effet les transferts d'usage peuvent fortement impacter les bilans CO_2, à l'image d'un recours accru de l'électricité dans le secteur des transports. A titre d'illustration, les émissions de CO_2 pour le scénario toute énergie de Negatep s'élèvent à 20 Mtep pour le seul secteur électrique et à 117 Mtep au total pour la France, ce qui est proche des objectifs du "facteur 4".

Pour mémoire, le gaz (CH4, méthane) est un puissant gaz à effet de serre, dont la capacité radiative est de 20 à 100 fois celle du CO_2. Les fuites à l'extraction ou sur le réseau gazier peuvent donc avoir un impact très important sur le bilan global mais ne sont sont pas comptabilisées ici.

Enfin, pour des horizons lointains comme 2050, les incertitudes liées aux scénarios climatiques devraient être estimées, comme la baisse des consommations en hiver, l'augmentation des fortes chaleurs pouvant entraîner une forte hausse de la climatisation ou les impacts sur certaines unités de production, notamment l'hydraulique, mais aussi le nucléaire.

4.4. Impacts des options sur la facture énergétique et les approvisionnements

Le nucléaire actuel permet d'exporter d'importantes quantités d'électricité dès que la courbe de charge est basse. Ces flux d'électricité sont valorisés dans la facture énergétique de notre pays et une diminution des capacités nucléaires réduira ces flux, ce qui entraînera une dégradation de la facture globale. D'autre part, une plus forte sollicitation des centrales thermiques, lorsque c'est le cas dans les scénarios, nécessitera une importante hausse des imports en combustibles fossiles (gaz essentiellement) qui ne pourra pas être compensée par une baisse de la consommation d'uranium par le parc nucléaire, compte tenu de la différence d'échelle entre les volumes (voir chapitre 2).

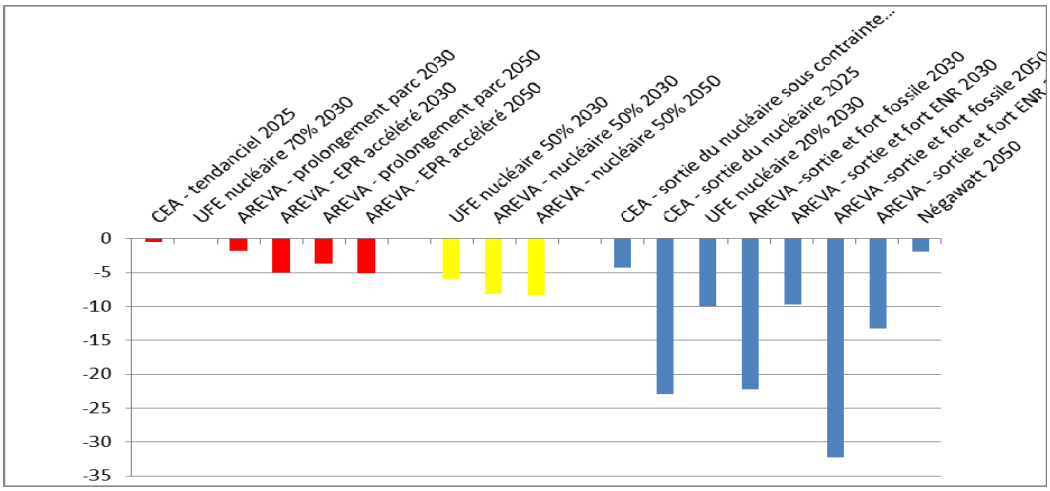
De plus, une modification importante du mix avec un fort déploiement d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques, induira d'importantes importations d'équipements et de matériaux (dont des terres rares), ce qui pèsera sur la balance commerciale, sauf si les filières nationales s'affirment et exportent autant qu'elles importent. En toute rigueur, il s'agirait également de prendre en compte les effets de substitution d'énergie et les transferts d'usages qui en résulteraient, ces derniers joueront immanquablement sur la nature des échanges internationaux aussi bien en termes de combustibles fossiles, qu'en termes d'équipements et de matériaux.

Plusieurs scénarios estiment l'impact sur la facture énergétique, restreinte au périmètre de la production d'électricité, du changement de mix électrique. Ainsi, dans les trois scénarios de l'UFE, seul le scénario de maintien du nucléaire permet de conserver une facture équilibrée, la valorisation des échanges d'électricité compensant les importations en combustibles, pour les autres scénarios cet équilibre n'est plus maintenu. Il convient de souligner que l'UFE s'est volontairement limité à la facture de combustibles, faute de données fiables sur le niveau d'importation des équipements.

Le CEA estime le différentiel de la facture énergétique pour les 3 scénarios en se limitant à évaluer le coût des importations en gaz pour la production de l'électricité. Les scénarios AREVA procèdent à des calculs un peu plus précis en prenant en compte les dépenses liées aux achats de gaz, charbon, uranium et de CO_2, ainsi que les revenus liés aux exportations d'électricité.

Rappelons (voir chapitre 2) la modestie actuelle des importations d'uranium pour alimenter le parc français : les coûts sont inférieurs au milliard d'euros. Ce montant décrit la faible part de l'uranium dans le coût de production du nucléaire (de l'ordre de 5 %) rendant peu sensible la facture énergétique aux fluctuations du prix de l'uranium.

Graphique 16 : Dégradation de la facture énergétique au périmètre production de l'électricité dans les variantes maintenant le nucléaire (rouge), le maintenant seulement partiellement (jaune), ou en sortant quasiment totalement (bleu) en Md€/an



On constate dans la plupart des scénarios qu'une sortie du nucléaire dégraderait de façon très conséquente la facture énergétique de la France, d'autant plus si on comblait le différentiel de production par de la production issue des centrales fossiles. Néanmoins, la balance serait dégradée même pour des scénarios avec une forte pénétration des énergies renouvelables, notamment à cause des centrales thermiques indispensables à la sécurité d'approvisionnement (garantie de fourniture d'électricité). L'ampleur de la dégradation dépendrait de la possibilité de disposer d'un foisonnement suffisant de la production d'électricité intermittente, via les capacités d'interconnexions.

Toutefois le scénario Négawatt se distingue des autres par une facture énergétique très peu dégradée. Les concepteurs de ce scénario revendiquent d'ailleurs une volonté d'indépendance énergétique à tous les niveaux du territoire. Grâce à la méthanation et à une forte substitution vers les usages de gaz qui serait, à horizon 2050, presque essentiellement issu de la méthanation ou de la méthanisation biogaz et ne serait donc pas importé, le scénario serait moins vulnérable aux fluctuations de ces énergies intermittentes et n'aurait pas besoin de centrales thermiques en back-up.

Ces solutions proposées par Négawatt n'ont néanmoins pas été chiffrés alors que leur coût risque d'être sensiblement plus élevé par rapport aux options traditionnelles (voir encadré méthanation page 29). A titre d'illustration, le tarif d'achat du biogaz (base février 2011) se situe entre 50 et 103 €/MWh, valeurs largement au dessus du prix du gaz naturel (20 à 30 €/MWh environ depuis 2006). Batir un scénario en s'appuyant largement sur cette filière, soutenue par ailleurs dans le cadre des objectifs du Grenelle de l'environnement, présente donc un risque important. L'indépendance énergétique se paiera au prix fort.

Au-delà de la facture énergétique, le recours à du de gaz naturel en appoint dans la plupart des scénarios à fort contenu en EnR soulève la question de la sécurité des approvisionnements. Si le marché gazier offre de plus en plus une certaine souplesse dans les approvisionnements, grâce en particulier au commerce par bateaux (GNL), il n'en reste pas moins vrai qu'une dépendance croissante est source de vulnérabilité en termes d'approvisionnements. Les évènements récents en Afrique du Nord (Egypte,

Libye), les tensions au Moyen Orient ou une possible cartellisation du marché sont autant de risques potentiels dont il convient de tenir compte. La diversification des sources mais aussi des routes d'acheminement, les contrats de long-terme, le développement attendu des gaz non conventionnels dans le monde et même en France, ainsi que les perspectives du biogaz, peuvent conduire à une vision plus optimiste pour le marché gazier à l'avenir.

4.5. Impacts des options sur l'acceptabilité sociale des solutions

Le problème de l'acceptabilité, souligné par tous comme un enjeu critique, n'a pas été vraiment pris en compte par les auteurs dans le cadre des scénarios proposés déployés sans contraintes sociétales.

Seul l'UFE envisage les problèmes d'acceptabilité, notamment sous l'angle du prix au consommateur mais aussi sous l'angle de l'implantation des énergies renouvelables, notamment des éoliennes. Dans le cas d'un mix composé principalement de nucléaire (à 70 %), et d'énergies renouvelables, entre 20 GW (scénario Areva) et 44 GW (scénario UFE) d'éoliens terrestres et 16 GW d'éoliens en mer devraient être construites. D'après les calculs de la Commission, cela représenterait d'ici 2030 entre 7 000 et 15 000 éoliennes sur terre, et environ 2000 éoliennes en mer[1]. Aujourd'hui, 3 550 unités terrestres sont réparties sur le territoire français, zéro en mer. Au-delà de l'acceptabilité des turbines elles-mêmes, celle de lignes électriques de distribution est aussi un point important, même si ce problème de construction de nouvelles lignes se retrouve aussi dans le développement de toutes nouvelles unités de production, comme le nucléaire, les centrales à gaz etc.

Si les sondages font apparaître que le risque nucléaire et celui des déchets sont les deux principales préoccupations qui pourraient freiner le nucléaire en France, aucun scénario analysé ici n'a chiffré les impacts en termes de déchets par exemple des différentes alternatives.

Si ces considérations d'implantations et de risques sont déterminantes, le prix résultant de la politique énergétique le sera encore plus (voir l'annexe Acceptabilité). Soulignons ici que l'UFE indique que le prix au consommateur devrait monter de manière substantielle à mesure que le système s'affranchit du nucléaire. D'un autre côté, les sondages indiquent que très peu de Français accepteraient de voir ce prix renchéri de + 20 %, soit moins que l'augmentation du prix dans un scénario 70 % de nucléaire (augmentation de + 27 % à 2030 par rapport à 2010).

Il convient également des souligner que certains scénarios proposent des évolutions sociétales radicales, qui, au delà des difficultés de leur mise en œuvre, sont parfois loin d'être partagées. C'est le cas du Scénario Négawatt avec par exemple l'hypothèse d'une stabilisation du nombre d'habitants par foyer à 2,2, une diminution importante du nombre de kilomètres parcourus grâce à une densification de l'espace, ou une modification du régime alimentaire. Si certains choix sont certainement bénéfiques d'un point de vue de l'efficacité énergétique, ils pourraient se trouver en difficulté par rapport à des tendances lourdes comportementales. Un scénario qui ouvre des voies de réflexions mais qui pourraient se heurter à sa mise en œuvre (problème technique, économique en plus).

(1) On prend ici comme hypothèse qu'un aérogénérateur fournit une puissance de 3 MW sur terre, et 8 MW en mer.

4.6. Impacts des scénarios en termes d'emplois

Peu de scénarios existants se lancent dans un exercice complet d'estimations des impacts macroéconomiques, notamment en termes d'emplois. Nous indiquons ici les chiffres fournis par quelques uns des scénarios précédemment cités, sans pour autant les endosser. En effet, aucun exercice publié ne nous semble prendre en compte l'ensemble des effets sur l'emploi.

Rappelons qu'il faut distinguer les emplois directs du secteur, les emplois indirects (généralement les sous traitants) et les emplois induits, c'est-à-dire ceux crées ou détruits dans les autres activités de l'économie par des mécanismes macro-économiques (notamment l'effet prix sur les revenus et donc sur les dépenses, l'effet prix sur l'industrie en matière de compétitivité et donc d'export, effets en retour du solde de la balance courante…). Pour être tout a fait complet il serait aussi nécessaire de tenir compte de l'effet sur les dépenses publiques du développement des EnR. Ces énergies nécessitent pour la plupart des subventions qui pourraient être affectées à d'autres dépenses éventuellement plus créatrices d'emplois. Ce point n'est en général pas pris en compte dans la mesure où le développement des EnR s'inscrit dans une stratégie de politique énergétique soutenu lors du Grenelle de l'environnement.

Areva a proposé une analyse visant à déterminer les destructions possibles d'emplois en fonction du poids du nucléaire dans le mix français, qui aboutit à une destruction comprise entre 250 000 pour une réduction à 50 % et 500 000 emplois dans le cas d'une sortie. Ces estimations, basées sur les calculs effectués par PWC en 2011, ne concernent que les emplois du nucléaire (directs de 125 000, indirects, induits de 285 000 puis l'effet perte de la capacité d'export de la filière de 100 000). Cet exercice est parcellaire car il ne tient pas compte des emplois directs, indirects et induits par le remplacement de tranches nucléaires par d'autres moyens de production.

Tableau 2 : Pertes d'emplois dans le nucléaire en fonction de sa part dans le mix

En milliers équivalent temps plein	50 %	Sortie du nucléaire
Emplois directs	45 000	125 000
Emplois indirect et induits	100 000	285 000
Emplois potentielles liés à l'export	100 000	100 000
Total	**250 000**	**500 000**

Source : AREVA. Base analyse PWC publié mai 2011.

Le SER pour sa part a évalué les créations possibles d'emploi d'ici 2020 (Etude confiée au cabinet BIPE – Janvier 2012), en supposant une part de 25 % des EnR dans le mix énergétique français. Une progression de 124 000 emplois directs et indirects est envisagée dans ce scénario portant le total à environ 220 000 emplois contre 100 000 estimés en 2010/2011. Le SER estime à 46 700 les emplois supplémentaires, dits induits, liés à des effets macroéconomiques. Les destructions éventuelles d'emploi ne sont pas évoquées. Ce chiffrage met en lumière un potentiel réel mais qui est toutefois loin de certains chiffres largement supérieures à ces estimations.

Tableau 3 : Création d'emplois directs et indirects dans les filières EnR en 2020 (Analyse du SER)

	2010 ou 11	2020	*Écarts*
Énergie éolienne	8 100	57 000	
Solaire photovoltaïque	18 800	56 200	
Biomasse Chaleur	13 500	22 800	
Chauffage bois	18 183	20 000	
Cogénération biomasse	700	5 000	
Solaire thermique	3 741	10 000	
Géothermie et PAC	11 704	20 000	
Hydraulique	15 000	18 000	
Autres filières	9 518	15 000	
Total	**99 246**	**224 000**	*124 754*

Une autre estimation a été réalisée par Philippe Quirion (économiste travaillant ici pour le WWF) pour un scénario à fort contenu EnR qui se rapproche de celui proposé par Negawatt[1]. L'analyse conduit à la conclusion d'une création nette de 684 000 emplois répartis ainsi :

- énergies renouvelables + 316 000 ;
- efficacité énergétique + 564 000 ;
- destruction dans les filières énergétiques : - 138 000 ;
- destruction dans les filières automobiles : - 107 000.

Des actions en faveur du climat s'accompagnent d'une réduction des consommations, qui représente une part importante des emplois créés. D'après le scénario Négawatt, cette réduction des consommations entraîne un allègement de la facture énergétique des ménages, et donc un gain de pouvoir d'achat. Ce gain est traduit en un surplus de consommation dans d'autres secteurs de l'économie, créant ainsi d'autres emplois (appelés des emplois induits). Toutefois, le scénario Negawatt ne tient pas compte de l'impact des dépenses nécessaires à la réalisation des mesures de réduction de la consommation : l'argent qui y est consacré ne sera pas dépensé dans d'autres secteurs, ce qui aura un impact négatif sur l'emploi.

D'après les estimations de Ph. Quirion, le bilan des emplois nets induits serait positif : 48 000 emplois dans le cas d'un baril de pétrole à 100 $/b et 467 000 emplois dans celui d'un baril à 150 $/b. Le prix du baril est important, car il renchérit les prix des énergies, et induit des changements de consommation, qui ne sont donc plus imputables à la politique climatique. Le surcoût de cette dernière est donc moins élevé : l'effet négatif des politiques climatiques est donc moins important. Globalement, l'analyse aboutit à la création nette potentielle de 0,8 à 1,1 million d'emplois.

Il apparaît globalement que ces résultats dépendent sensiblement des hypothèses retenues et ne peuvent être donc endossés par la Commission :

(1) Quirion P., Demailly D. (2008), - 30 % de CO_2 = + 684 000 emplois, l'équation gagnante pour la France, WWF.

- sur le coût des mesures d'efficacité énergétique : dans ces estimations, le coût des mesures d'efficacité énergétique est bien inférieur aux gains liés à la baisse de la consommation et ce, d'autant plus que le prix du pétrole est plus élevé (gain encore plus important). L'idée d'un gain pour les ménages reste cependant à valider. L'effet pourrait être au contraire négatif si le prix des solutions alternatives est sensiblement plus élevé même en tenant compte de la baisse des consommations ;

- la hausse du coût de production probable des énergies dans le cadre d'un scénario à fort contenu Enr, et donc du prix pour les industriels n'est pas évoqué clairement; il s'agit d'un enjeu important pour la compétitivité des entreprises (voir chapitre 5) ;

- sur le contenu en emplois en France des filières : dans l'étude considérée, il est admis une neutralité commerciale pour toutes les technologies, ce qui suppose donc que l'industrie française réponde à ses besoins intérieurs, ce qui est loin d'être le cas aujourd'hui. Il est vrai que certaines activités sont non délocalisables (maîtrise de l'énergie par exemple, installation d'équipements EnR) mais d'autres ne le sont pas (notamment la production de certains équipements) ;

- sur les emplois dans l'efficacité énergétique en particulier : la masse salariale des 564 000 emplois doit être mise en regard des dépenses réalisées dans l'efficacité énergétique, soit les dépenses pour les 400 000 rénovations annuelles, les gains dans les transports, ou encore les actions d'efficacité énergétique dans l'industrie.

Il s'ensuit que la compétitivité de la filière française EnR est un facteur essentiel pour déterminer *in fine* la réalité des créations d'emploi en France. Ce sujet n'est malheureusement pas réellement traité par les scénarios étudiés. Il passe par une structuration de la filière EnR fondée sur une analyse de l'ensemble des composants de la R&D jusqu'à la commercialisation en passant par la formation. C'est à cette condition que la création d'emploi sur la filière EnR pourrait être effective.

Le marché national devra également servir de tremplin pour se positionner à l'international sur un marché en pleine croissance : + 32 % en 2010 pour des investissements record de 211 milliards de dollars[1]. Il s'agira d'apporter innovation et valeur ajoutée, c'est à dire de l'excellence technologique, pour espérer y parvenir.

D'après les scénarios, il apparait que la filière nucléaire dispose d'un potentiel de croissance avec les éventuels programmes d'investissements, en France et à l'export. L'enjeu des emplois dans les EnR, électrogènes ou non, et la MDE est également très fort pour le pays. Il reste à consolider et ne doit pas ipso facto être considéré comme antinomique d'un secteur nucléaire en bonne santé économique.

(1) UNEP (2011), *Global trends in renewable energy investment*.

Chapitre 5

Les principaux enseignements de l'analyse

Synthèse

Les scénarios étudiés apportent un large éventail de systèmes énergétiques reposant sur des modélisations parfois très poussées. Néanmoins, la plupart des scénarios mériteraient d'être améliorés en ce qui concerne la demande d'énergie, alors que l'évolution de cette demande est pourtant un déterminant important de l'évolution du système énergétique, ainsi que l'a reconnu la récente Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique. Il paraît souhaitable pour bâtir les prochaines PPI d'investir pour disposer d'un ensemble d'outils de modélisation plus complet et approprié aux besoins de la France, permettant de mesurer la rentabilité et le rendement énergétique des différentes mesures, et ainsi d'évaluer le gisement réellement accessible d'économies d'énergie. De tels outils permettraient également de mieux arbitrer entre mesures d'économies d'énergie et mesures de décarbonisation de l'outil de production.

Il est également apparu difficile d'évaluer quantitativement les conséquences sur les réseaux de transport et de distribution du déploiement des énergies renouvelables dans la production d'électricité et notamment l'existence d'effets de seuil, au-delà des objectifs actuels pour 2020, parfaitement atteignables et intégrables dans les réseaux existants, sous réserve d'engager des investissements d'un montant raisonnable. Enfin, de nombreux scénarios sont peu documentés sur leurs hypothèses concernant les valeurs du carbone.

Malgré ces limitations, l'analyse des scénarios permet de tirer quelques enseignements suffisamment robustes aux incertitudes de l'exercice : tout d'abord il est nécessaire d'investir pour atteindre l'objectif de division par quatre des émissions de CO_2, quelle que soit l'option retenue. Une distinction est à faire entre l'horizon 2030 et l'horizon 2050, le premier étant relativement contraint en ce qui concerne les

technologies à utiliser, alors que la période qui suit laisse beaucoup plus d'incertitudes et d'opportunités pour lesquelles il faut se préparer. L'impact sur les réseaux peut être déterminant dans l'évaluation des différents scénarios : à cet égard les scénarios qui bouleversent le plus la structure actuelle sont également les plus « fragiles » en terme de réalisation ; contrairement à certaines idées reçues, il ne s'agit pas de passer du « produire au niveau national et consommer au niveau national », à « produire localement pour consommer localement », mais bien « produire localement pour consommer globalement » (distance entre les gisements d'énergie renouvelables et les lieux de consommation, intermittence), voire « produire globalement pour consommer globalement », avec les méga-parcs off shore au nord et l'énergie solaire au sud.. Au-delà de 2020, les conséquences des scénarios les plus renouvelables peuvent être majeures en ce qui concerne les réseaux. Il paraît indispensable de mieux identifier le bon point d'équilibre, si on veut aller sensiblement au-delà de nos objectifs actuels.

En termes de politique industrielle et de recherche et développement (R&D), les enjeux de la « croissance verte » devraient être abordés avec ambition et lucidité. La France ne pourra pas être présente sur tous les maillons de la chaîne de la valeur de toutes les énergies ; il faut donc une approche réaliste, s'appuyant sur nos avantages comparatifs, en termes de tissu industriel, de R&D, etc. Cette analyse de la valeur a été engagée et montre que le retour en emplois non délocalisables dépend de chaque énergie et de notre histoire industrielle. Une approche malthusienne consistant à compenser les emplois plutôt que de les additionner, devrait être évitée. Il conviendrait de rester lucide sur les productions industrielles qui éviteront difficilement des délocalisations vers des pays émergents, disposant d'accès au capital, de main d'œuvre et de capacité de massification de la production nettement supérieures aux nôtres.

Concernant plus spécifiquement la R&D, une priorité paraît devoir aller vers les véhicules décarbonés, les capacités de stockage et, plus généralement s'agissant des énergies renouvelables, vers les technologies encore peu matures pour lesquelles l'expérience déjà acquise et la maîtrise des brevets futurs de rupture technologique peut être créateur de valeur, indépendamment de leur importance pour le marché strictement français (CSC ou photovoltaïque, par exemple).

Les quatre grandes options dont l'étude a été demandée par le Ministre (accélération du passage à la 3ème génération de réacteurs nucléaires, voire la 4ème, réduction progressive du nucléaire, sortie du nucléaire, prolongation de la durée d'exploitation) font l'objet d'un examen détaillé, à la fois de leur consistance, de leurs coûts et des aspects plus qualitatifs. Il ressort également de l'analyse que le coût complet de production de l'électricité dans une option de réduction à 20 % de la part du nucléaire serait de plus de 50 % supérieur à l'horizon 2030 à celui estimé en cas de prolongation du parc.

Des éléments quantitatifs sont proposés, tout en reconnaissant la limite de cet exercice dont les résultats dépendent d'hypothèses sur le prix relatif des énergies ou de l'investissement des technologies, paramètres difficiles à prévoir. Pour autant, ces estimations indiquent que quel que soit le jeu d'hypothèses utilisé, le coût moyen d'un MWh électrique à 2030 est moins élevé dans le cas d'une prolongation du parc nucléaire. Le coût relatif du MWh des autres options dépend très fortement des hypothèses et mériterait des travaux complémentaires. Au total, pour une soixantaine de réacteurs, à la perte de valeur due au « non prolongement » de réacteurs

potentiellement capables de produire pendant 10 à 20 ans de plus, se rajouterait un deuxième effet puisque les réacteurs nucléaires arrêtés seraient remplacés par des équipements dont le fonctionnement serait nettement plus onéreux, quelle que soit leur nature. L'ordre de grandeur du total de cette perte de valeur économique serait d'une centaine de milliards d'euros, voire plus. Néanmoins, cet effet joue surtout à moyen terme car ensuite le coût des énergies renouvelables devrait baisser jusqu'à l'atteinte de leur maturité (hormis la hausse du coût des intrants tels que béton, acier, matières premières, etc., qui frappe d'ailleurs l'ensemble des énergies). Pour ce qui concerne les énergies fossiles, plus chères que le nucléaire historique mais dans la zone de compétitivité avec le nouveau nucléaire, les choix impactent surtout les émissions de CO_2 et dépendront donc du coût affecté aux émissions.

Le coût moyen du MWh, et par là même le prix de l'électricité, sera déterminant quant aux impacts économiques du mix électrique. En effet, une hausse des prix de l'électricité affecte le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises et la balance commerciale, même si elle contribue à faire baisser la demande. Ainsi une réduction à 20 % de la part du nucléaire à l'horizon 2030 pourrait se traduire par un renchérissement du prix de l'électricité de 20 % à 30 %, selon les catégories de consommateurs, par rapport à un maintien de la part du nucléaire, qui suppose lui-même une hausse importante des investissements et donc des coûts. Il ressort également de l'analyse que le coût complet de production de l'électricité dans une option de réduction à 20 % de la part du nucléaire serait de plus de 50 % supérieur à l'horizon 2030 à celui estimé en cas de prolongation du parc.

Malgré des écarts entre les diverses modélisations économiques, les analyses convergent sur le fait que la composition du mix électrique ne se traduira que par des variations de quelques milliers d'emplois, voire dizaine de milliers, dans le secteur de la production d'électricité. Encore faut-il évidemment accompagner ces changements par des politiques de reconversion ou de formation adaptées. Au contraire, les modèles indiquent que l'effet prix sera de plus grande ampleur sur l'ensemble de l'économie nationale, avec un nombre important de pertes d'emplois dans les options de réduction de la part du nucléaire, compris entre 100 000 et 200 000.

Si le chapitre précédent cherchait à comparer les différents scénarios de prospective énergétique publiés, celui-ci se concentre tout d'abord sur l'analyse de la pertinence des représentations du futur ainsi mises sous forme de scénarios, les limites actuelles de l'analyse et les études qu'il serait souhaitable de mener afin de mieux préparer les choix futurs. Il souligne ensuite l'importance d'un certain nombre d'enjeux qui doivent être traités quel que soit le mix énergétique finalement retenu. Enfin dans une dernière partie, il est procédé à l'analyse des quatre grandes options envisagées par le Ministre : la prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, l'accélération du passage à la 3ème voire à la 4ème génération de réacteurs, la réduction progressive du nucléaire, la sortie complète du nucléaire. Des éléments chiffrés de comparaison sont introduits. L'analyse s'efforce de traiter de l'ensemble du mix énergétique tout en privilégiant le devenir de la branche électricité.

L'ensemble de l'analyse se place dans le cadre d'une transition énergétique de la France d'ici 2050 telle que prévue par la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Son article 2 indique en effet que la lutte contre le changement climatique est une priorité de la politique énergétique française avec l'objectif de diminuer de 3 % par an en moyenne les

émissions de gaz à effet de serre, c'est-à-dire une baisse de 75 % d'ici 2050. Cet objectif a été confirmé et précisé par le Grenelle de l'environnement, notamment avec la loi « Grenelle 1 » n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Cette transition énergétique est compatible avec plusieurs mix énergétiques (les énergies bas carbone que sont les EnR et le nucléaire étant favorites) et plusieurs niveaux d'efficacité énergétique. Elle peut englober d'autres préoccupations relatives au développement durable.

1. Pertinence des représentations du futur correspondant aux scénarios étudiés

1.1. La réduction de la demande est une variable à mieux documenter dans le futur

Des chapitres précédents ressort l'idée selon laquelle la maîtrise ou plutôt la réduction des consommations d'énergie primaire et finale va jouer un rôle décisif dans la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne à 2050 et de la constitution de son mix énergétique. La feuille de route Energie 2050 de la Commission européenne envisage une diminution de l'ordre du tiers de la consommation d'énergie primaire en 2050. Plus ambitieuse, l'Allemagne s'est fixée un objectif de 50 %, même si elle affiche que cette réduction devrait provenir en partie d'une baisse prévue de la population (jusqu'à 10 millions d'habitants en moins). Avec une population qui devrait continuer à s'accroître, la dynamique démographique de la France est bien différente, ce qui suppose des actions ambitieuses dans tous les domaines : maîtrise de la demande d'énergie et en ce qui concerne l'électricité, maîtrise de la pointe. La Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique, conduite tout au long du second semestre 2011 par la Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement a identifié et analysé des gisements d'économies d'énergie permettant d'atteindre voire dépasser un objectif de 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique en 2020. Afin d'aller plus loin que le Grenelle de l'environnement l'avait fait dès 2007 et d'explorer de nouveaux gisements d'économies d'énergie, les travaux de la table ronde se sont concentrés sur des mesures d'économies d'énergie pour les entreprises (« comment gagner en compétitivité ? »), les ménages (« comment réduire les consommations et les factures ? ») et les pouvoirs publics (« comment renforcer leur rôle moteur et exemplaire ? »). Il s'en est suivi un programme d'actions pour renforcer l'efficacité énergétique qui comprend une trentaine de mesures, dont certaines sont opérationnelles dès le début de l'année 2012.

Il existe plusieurs visions de l'évolution de la demande d'énergie et en particulier de la demande d'électricité, allant d'une forte réduction à une augmentation sensible selon les scénarios étudiés. Parmi ceux retenus pour l'analyse, les scénarios Négawatt et Négatep sont les seuls à considérer toutes les énergies et mettent en jeu une très importante réduction de la demande à l'horizon 2050, mais les moyens pour parvenir à une telle révolution ne semblent pas forcément très réalistes et se heurteraient vraisemblablement à l'acceptabilité des populations. En effet, Négawatt met en œuvre une véritable révolution sociétale reposant sur un bouleversement des mœurs, de l'alimentation à l'urbanisation. Négatep décrit les gisements d'économie d'énergie et les actions d'efficacité énergétique principales, sélectionnées suivant un critère de coût « raisonnable » mais, compte tenu des difficultés liées à la rénovation dans le

bâtiment ou au développement de certaines technologies dans le secteur des transports, on peut douter du réalisme d'une trajectoire aussi ambitieuse.

Les scénarios 2010 d'Enerdata reposent sur une prévision de la demande fournie par le modèle Med-Pro qui compile la demande en énergie des secteurs industriels, résidentiel, tertiaire et des transports précisément décrits. L'évolution de la demande prend en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'Environnement en particulier les politiques relatives à l'efficacité énergétique, mais également les modifications comportementales du type effet rebond. Il est donc intéressant de comparer les simulations de la demande d'électricité des autres scénarios à ceux réalisés par Enerdata pour la DGEC, notamment pour juger de la perception par les autres acteurs du caractère ambitieux ou non de tels objectifs, aux transferts d'usage près. En revanche, les études de sensibilité effectuées par Enerdata à la part de nucléaire dans le mix électrique sont réalisées au périmètre « électricité » et ne permettent donc pas d'en déduire les impacts sur la demande énergétique globale.

En ce qui concerne l'électricité, l'évolution de la demande est encore plus ardue à prévoir puisqu'elle peut être réduite par la mise en œuvre d'actions d'efficacité énergétique mais augmentée par l'électrification des usages, justifiée lorsqu'on dispose d'une électricité compétitive et décarbonée. D'ici 2030, à l'exception de Négawatt et Global Chance (scénario « Sortir du Nucléaire »), les différents scénarios prévoient une évolution de la consommation d'électricité relativement similaire, mais majoritairement en hausse. Parmi les scénarios se réduisant au périmètre de l'électricité, seuls Global Chance et l'UFE font référence à des coûts correspondant à la maîtrise de la demande d'électricité engagée. Ces exercices analysés dans l'annexe intitulée « Analyse des scénarios » aboutissent en outre à des résultats très différents. L'analyse de l'UFE a le mérite de décrire précisément les actions d'efficacité énergétique en fonction de leurs coûts et de les hiérarchiser (« merit order »), afin de visualiser celles qui sont le plus facilement accessibles économiquement et sans aide, ainsi que les économies d'énergie correspondantes, dans le secteur du bâtiment.

Une telle étude mériterait d'être généralisée, elle pourrait ainsi éclairer les choix des politiques de soutien. Elle devrait être différenciée par secteurs de l'économie et pour chaque secteur, notamment celui du bâtiment, à un degré de précision compatible avec la réalité propre au secteur. Il est apparu notamment que dans le secteur du bâtiment où le gisement d'économie d'énergie est particulièrement important, l'efficacité des actions dépendait des caractéristiques propres au logement (isolation thermique..) et pouvait être dépendante de la réalisation simultanée de plusieurs actions (par exemple la mise en place de capteurs ou d'intelligence plus généralement dans les usages). Le classement par ordre de mérite des actions d'efficacité énergétique ne rend malheureusement pas compte de ces nuances et mériterait d'être décliné suivant différentes catégories de logement (maison individuelle récente ou ancienne, logement collectif récent ou ancien..), en insistant sur l'intérêt de bouquets d'actions. En outre, la méthode de calcul des coûts complets actualisés devra être précisée et justifiée (notamment concernant le choix du taux d'actualisation), les coûts devront intégrer le coût d'installation ou de maintenance qui est susceptible de dissuader un ménage, et devront être décomposés de sorte à mettre en évidence l'impact de la variabilité des prix de l'énergie (par exemple pour les usages thermiques qui font appel à l'électricité, au gaz ou au fioul), alors même que l'on débat sur les profondes incertitudes liées à l'évolution de ces prix dans le futur.

L'exploitation du gisement d'économie d'énergie, notamment dans le secteur du bâtiment, dépendra ensuite de la structuration de la filière offrant ces services aux consommateurs. Pour offrir le bon service en fonction des caractéristiques propres au logement, il faut une filière capable de proposer des offres intégrées au client, en mettant en avant les autres valorisations possibles des actions d'efficacité énergétique (confort, isolation phonique etc.), il faut donc une filière qui intègre les différents métiers impliqués dans la rénovation du bâtiment. A terme, dans l'hypothèse où l'on souhaiterait raisonner à une maille plus large : à l'échelle du bâtiment tout entier pour les bâtiments à énergie positive par exemple, ou à l'échelle du quartier, une telle filière sera indispensable, ainsi que l'implication des collectivités locales.

Enfin, les actions d'efficacité énergétique sont en général évaluées en prenant en compte les économies d'énergie théoriques résultant de leur application. Il faudrait à la fois tirer parti des retours d'expérience pour parfaire l'évaluation et engager une réelle politique de compréhension des comportements individuels et collectifs afin d'identifier les actions possibles pour encourager les populations à l'efficacité énergétique, afin de limiter autant que possible l'effet « rebond » (par exemple, l'amélioration du rendement des moteurs des véhicules peut conduire à une baisse pour le consommateur du prix du kilomètre parcouru et à une hausse des circulations, réduisant d'autant la baisse de consommation de carburants).

1.2. Quel que soit l'horizon étudié et quel que soit le scénario, les incertitudes justifient que des calculs de sensibilité soient effectués pour évaluer leur robustesse

Le chapitre trois a montré que l'évolution du mix énergétique était soumise à de nombreuses incertitudes liées notamment au devenir des négociations climatiques, à l'évolution des prix du pétrole et du gaz, au devenir du marché européen de l'électricité, à celui des raffineries, etc.

Certains scénarios étudiés prennent bien en compte ces incertitudes et sont accompagnés de variantes mettant en jeu les évolutions possibles en cas de variation d'un paramètre). Il est également possible d'appliquer une méthode de type « what if » pour tester différentes hypothèses de développement de technologies ou de prix des énergies, comme l'ont fait par exemple les britanniques, l'AIE dans son scénario « Golden age of gas » ou RTE. On peut noter, concernant la démarche britannique, que grâce à un fichier Excel disponible sur le site internet du ministère de l'énergie et du changement climatique (DECC), chacun peut apprécier les conséquences que ces mix d'offre et de demande provoqueront sur la facture énergétique du citoyen, ainsi que le déploiement des différentes technologies. Ce fichier indique par exemple que le mix électrique le moins coûteux pour la collectivité et respectant l'objectif d'une diminution de 80 % des émissions de GES à 2050 est un mix équilibré entre énergies renouvelables, nucléaire ou encore CSC (permettant de faire fonctionner des centrales thermiques pour les besoins de pointe). Les autres scénarios (sans CSC, sans nucléaire, ou encore avec un moindre développement des EnR) présentent tous une facture énergétique par habitant supérieure à ce scénario équilibré (voir par exemple en chapitre 2 la description de la stratégie énergétique britannique).

Il semblerait ainsi particulièrement intéressant dans de futurs exercices de prospective à l'horizon 2050 de modéliser un certain nombre de ruptures fortes que nul ne peut exclure, telles que :

- un doublement – voire plus - des prix du pétrole ;
- une réduction nettement plus forte ou nettement plus faible que prévue de la consommation d'énergie primaire, voire une augmentation !
- un déploiement du CSC (ou au contraire une absence de CSC) ;
- le développement d'un stockage de l'électricité fiable et peu cher ;
- l'arrivée en Europe de quantités importantes de gaz à des prix faibles (ou l'exploitation de gaz de schistes en France dans des conditions respectueuses de l'environnement) ;
- le développement de nouveaux usages du nucléaire et de nouveaux types de réacteurs ;
- une contrainte forte sur les interconnexions européennes (liée à l'absence de réalisation d'un certain nombre des lignes internationales d'interconnexion envisagées par RTE ou encore à une importation massive d'électricité pour pallier l'intermittence d'un grand nombre d'énergies intermittentes sur le réseau européen) ;
- la récupération à grande échelle de « chaleur fatale » pouvant alimenter des réseaux de chaleur.

En toute rigueur, il faudrait pouvoir modéliser les trajectoires en fonction de la réalisation simultanée de certaines de ces ruptures, mais la prise en compte de l'incertitude dans les exercices de modélisation peut devenir très rapidement d'une extrême complexité.

1.3. Les conséquences, sur les réseaux de distribution et de transport, du déploiement des énergies intermittentes dans la production d'électricité mériteraient d'être précisées

A l'évidence, quel que soit le scénario envisagé, les énergies renouvelables vont occuper une part de plus en plus importante dans le mix énergétique. Leur prise en compte doit conduire à adapter les différentes modalités de planification mises en œuvre dans le cadre de la PPI.

En effet, les instruments actuels de la PPI portent principalement sur l'évolution de la situation énergétique française, et s'attachent à identifier les moyens de production. Or, compte tenu de la dynamique de l'essor des énergies renouvelables, en France mais aussi à l'étranger, et des écarts de délais entre les procédures d'autorisation des nouvelles formes de production et celles relatives aux lignes du réseau de transport nécessaire, il devient opportun de mieux lier au sein de la PPI l'aspect production et les aspects transport et distribution d'électricité, afin d'éviter que des retards dans la construction des réseaux contraignent des installations de production à l'arrêt.

C'est un exercice auquel contribue déjà RTE, en liaison avec l'association européenne des gestionnaires de transport de l'électricité l'ENTSOE[1] : le « bilan prévisionnel » de RTE tient compte du mix énergétique existant en France, mais aussi de celui des autres pays européens, ainsi que des lignes électriques existantes ou à venir pour déterminer si les investissements réalisés sont suffisants pour répondre aux différents aléas, notamment météorologiques (température, vent, nébulosité).

L'émergence des énergies intermittentes va bouleverser le « market design » en modifiant les conditions de rentabilité des équipements (certains ne fonctionnant plus qu'un nombre réduit d'heures alors qu'ils sont aujourd'hui en semi-base) et en modifiant le fonctionnement même du marché, désormais plus volatil et plus européen. Il devra présenter une surcapacité structurelle en puissance.

En ce sens, la PPI devrait être accompagnée de l'exercice de prévision effectué par RTE sur le schéma décennal de réalisation des lignes électriques de transport qui pourrait être présenté au Parlement. Partout en Europe, les délais d'instruction des nouvelles lignes deviennent une préoccupation grandissante, déjà abordée au chapitre 3, qui a conduit certains pays à envisager une évolution de leurs procédures d'autorisation.

Les délais d'instruction des lignes électriques

Les délais entre le début des études et la mise en service des infrastructures de transport d'électricité dépassent parfois la décennie, notamment pour le 400 kV, et continuent de s'allonger.

L'encadré ci-dessous décrit le processus qui sépare la justification d'un nouveau développement de réseau et la mise en service des ouvrages. Il apparaît particulièrement long et complexe en comparaison de ceux auxquelles sont soumis les sites industriels. On observe ainsi les durées d'instruction suivantes :

Délais observés	Concertation + procédures administratives	Concertation	*Aérien vs souterrain*	Procédures administratives (1)
63kV/90kV en souterrain	25 mois	14 mois		11 mois
63kV/90kV en aérien	40 mois	18 mois	*29%*	22 mois
225kV en souterrain	35 mois	18 mois		17 mois
225kV en aérien	50 mois	24 mois	*33%*	26 mois
400kV en souterrain	41 mois	NA		
400kV en aérien	56 mois	30 mois	*NA*	26 mois

(1) il n'est pas tenu compte des procédures se déroulant en même temps que la concertation

Ces délais d'instruction des projets sont source de risque pour l'alimentation lors même que les projets visent à permettre le secours mutuel entre territoires voisins. Ce phénomène est observé dans toute l'Europe pour les infrastructures haute tension. La Commission européenne, dans sa communication du 10 novembre 2010, « stratégie énergie 2020 » précise : « Compte tenu de la lenteur avec laquelle évolue le système énergétique, les mesures prises aujourd'hui ne garantissent pas que les changements structurels nécessaires à une transition vers une économie à faible intensité de carbone seront entièrement réalisés d'ici à 2020, c'est-à-dire au cours de la période couverte par la présente stratégie. »

1 European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Par ailleurs, l'accroissement programmé de la part des EnR dans le mix énergétique implique de pouvoir les raccorder au réseau en préservant sa fiabilité actuelle, ce qui nécessite, d'une part, de mettre en place de nouvelles dispositions techniques permettant aux nouvelles productions, éoliennes, photovoltaïques et autres, ainsi que de participer à la sûreté du système électrique ; d'autre part, de permettre au gestionnaire de réseau de transport de disposer, comme dans les îles ou en Espagne, des modalités de commande pour pouvoir procéder aux effacements de production qui s'avèreraient nécessaires.

Enfin, le développement des EnR intermittentes, qui peut conduire à injecter à prix nul de l'électricité sur le réseau en fonction des conditions climatiques, entraîne, au-delà d'un certain seuil, une forte dégradation des marges d'exploitation des centrales thermiques classiques de pointe, de semi-base, voire de base, pourtant nécessaires pour assurer une production suffisante lors des périodes de faibles production des EnR intermittentes. Ceci pose la question, d'une part, de la rentabilité de ces centrales de semi-base ou de base, d'autre part, d'une optimisation économique du parc de production d'électricité. Une question analogue se pose pour les moyens de production de substitution. Elle devra naturellement prendre en compte le marché de capacité qui devrait donner une valeur à la production et à l'effacement à la pointe, ainsi que la volatilité des prix de l'électricité sur le marché spot constatée en Allemagne conduisant parfois à des prix élevés mais aussi, à certaines périodes, à des prix négatifs. De tels prix négatifs ont d'ailleurs aussi été constatés en France début janvier 2012.

L'introduction en France d'un mécanisme d'obligation de capacité, prévu par la loi NOME, vise explicitement à couvrir le besoin en capacités à la pointe de consommation. Il s'agit d'une problématique particulièrement sensible en France, où, du fait notamment de la forte part du chauffage électrique dans le secteur résidentiel, la consommation d'électricité augmente significativement lors des vagues de froid. Le mécanisme n'aura donc pas, dans l'immédiat, comme objectif de traiter la problématique de l'intermittence des énergies renouvelables (dont les conséquences peuvent être ressenties tout au long de l'année et non seulement lors des vagues de froid). Toutefois, le design retenu pour le mécanisme de capacité sera conçu de telle sorte qu'une évolution en ce sens soit possible lorsque le problème de l'intermittence se posera de manière plus prégnante.

1.4. La valeur du carbone est pour le moins incertaine dans les scénarios étudiés et traduit les incertitudes de la négociation internationale

Les incertitudes, présentées au chapitre trois sur le devenir des négociations internationales et sur l'évolution du prix du carbone se répercutent bien évidemment sur les décisions quotidiennes des différents pays et acteurs de la vie économique. En l'absence d'un rehaussement significatif des objectifs de réduction d'émissions des différents pays, les entreprises auront tendance à accorder une faible valeur à moyen terme au carbone émis et à ne pas engager les actions nécessaires de réduction de leurs émissions.

Ces incertitudes s'appliquent en particulier à l'Union européenne. Fin décembre 2011, le prix de la tonne de CO_2 sur le marché européen de quotas était à moins de 10 euros ! Il s'explique à la fois par l'ampleur de la crise économique qui a conduit à une baisse de la production industrielle et donc des émissions inférieures à celles qui avaient été anticipées lors de l'évaluation des quotas à distribuer et par l'absence de

visibilité au-delà de 2020. Dans ces conditions, cinq solutions sont possibles pour redonner une valeur aux actions de lutte contre le changement climatique :

- la première solution, qui permettrait de sauvegarder la visibilité du marché, consiste à fixer dès aujourd'hui des objectifs de réduction à 2030 et à étendre jusqu'à cette date la valorisation possible des quotas actuels. Elle conduirait cependant l'Union européenne à s'engager avant tous les autres pays sur une trajectoire ambitieuse à l'horizon 2030 ;

- la deuxième consiste, comme l'ont fait les Britanniques à introduire un système de « *carbon floor* ». Comme le souligne le rapport sur les émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050[1], ce dispositif vise à assurer un prix minimum du carbone à la charge des compagnies électriques du pays. Peut-être efficace au strict plan national, ce dispositif risque de provoquer une incertitude supplémentaire et une offre de quotas britanniques supplémentaires sur le marché européen, pouvant donc conduire à une baisse du prix d'équilibre du quota de CO_2. Il introduit par ailleurs un risque plus général de « renationalisation » du prix du carbone très préjudiciable à terme pour l'efficacité de la trajectoire de réduction d'émission de l'ensemble de l'Union européenne ;

- la troisième consiste à annuler une partie des quotas accordés aux industriels. Inconvénient, elle « décrédibilise » un régulateur qui modifie en permanence les conditions du marché ;

- une quatrième possibilité est de laisser le régulateur racheter (ou vendre) des permis pour maintenir le cours à un niveau souhaité ; elle suppose un régulateur européen puissant ou une banque centrale européenne du CO_2 ;

- une cinquième possibilité consiste à fixer un prix minimum à l'échelle européenne pour la vente des quotas aux enchères. Cette solution devrait conduire à une certaine revalorisation de la tonne de carbone sur le marché et a l'avantage de ne pas « décrédibiliser » le régulateur.

Au-delà du système ETS[2], il n'existe pas pour l'instant de système européen de valorisation des émissions de gaz à effet de serre pour les secteurs qui n'y sont pas soumis. Un projet de directive vise à restructurer le cadre de taxation existant de façon à corriger les déséquilibres actuels et à prendre en considération le contenu énergétique des produits et les émissions de CO_2 qu'ils entraînent. Il doit en particulier venir compléter l'ETS de l'UE en soumettant à la taxe liée au CO_2 les secteurs qui ne relèvent pas de ce système.

(1) Rapport du Comité Trajectoires présidé par Christian de Perthuis (2011), *Trajectoires 2020 – 2050 vers une économie sobre en carbone*, octobre, http://www.strategie.gouv.fr/content/trajectoires-2020-2050-vers-une-economie-sobre-en-carbone-rapport.
(2) Ou EU-ETS : European Emission Trading System, Système européen d'échange de quotas d'émissions.

1.5. La capacité de l'économie à financer les investissements proposés par les différents scénarios mériterait d'être mieux détaillée

L'analyse des scénarios menée dans le chapitre 4 a montré que des investissements conséquents seront à consentir dans le secteur énergétique sur les 20 prochaines années. La partie 4.1 de ce même chapitre cite ainsi des montants d'investissement de 300 à 450 Md€, le haut de la fourchette correspondant aux scénarios de sortie du nucléaire.

Ce montant représente environ une année d'investissement national, la Formation brute de Capital Fixe s'étant élevée en 2010 à 373 Md€[1]. Il ne paraît donc pas irréaliste mais pourrait se traduire par des effets d'éviction non négligeables, quoique très difficiles à prévoir, sur les autres secteurs de l'économie.

Deux facteurs pourraient par ailleurs compliquer le financement de ces investissements. Le premier est la temporalité de ces besoins d'investissements. En effet, leur agrégation sur vingt ans masque le fait que ces besoins seront vraisemblablement répartis de manière hétérogène sur la période, et notamment concentrés au moment de la prolongation ou du remplacement du parc nucléaire actuel. Le deuxième élément est que ces investissements concernent un seul secteur d'activité (secteur énergétique au sens large). Or, la stratégie des investisseurs étant souvent de chercher à diversifier les risques pour limiter leur exposition, cette concentration d'investissement sur des activités de nature proche pourrait constituer une contrainte supplémentaire.

2. Quelques idées forces pour un futur mix énergétique reposant sur l'examen des systèmes énergétiques étudiés à travers leurs représentations sous forme de scénarios

A travers la préparation du futur mix énergétique et la nécessité de répondre à la demande, l'enjeu est tout à la fois de réduire notre dépendance énergétique et de diminuer les émissions de CO_2. Nous devons de plus relever ce défi au moindre coût, en maintenant des niveaux de prix acceptables, en veillant à ce que chacun puisse avoir accès à l'énergie et en préparant les emplois et les filières industrielles de demain.

Dans la réduction de la consommation d'énergie fossile, les deux secteurs qui méritent une attention particulière en raison de leur contribution aux émissions de CO_2, sont celui des transports, dont les émissions de gaz à effet de serre ont fortement augmenté, et celui des bâtiments : la réhabilitation d'environ 400 000 logements est nécessaire chaque année pour espérer atteindre les objectifs du Grenelle de l'environnement. Pour ce dernier secteur, le blocage essentiel porte sur le financement des actions : le développement de modes de financements innovants associant capitaux privés et publics est nécessaire : le lecteur intéressé pourra

(1) Source issue de l'Insee, comptes de la nation. La formation brute de capital fixe (FBCF) est constituée par les acquisitions moins cessions d'actifs fixes réalisées par les producteurs résidents. Les actifs fixes sont les actifs corporels ou incorporels issus de processus de production et utilisés de façon répétée ou continue dans d'autres processus de production pendant au moins un an.

consulter le rapport du CAS sur les émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050[1].

2.1. Les technologies qui pourraient émerger sont relativement bien connues d'ici 2030, mais difficiles à imaginer au-delà ; l'action de la puissance publique doit être adaptée à l'état de maturité de la technologie

La nouvelle source énergétique d'un coût modéré et stable, renouvelable, sûre, partagée, qui suppléerait, sans dommage, sans émission de gaz à effet de serre et sans déchets, à tous les usages combinés du pétrole, du gaz, du charbon et de l'uranium n'existe pas et, sans doute, n'existera jamais. Compte tenu des contraintes qui pèsent sur les Etats en termes de compétitivité, productivité et de finances publiques, il est nécessaire d'optimiser l'usage de l'énergie et d'éviter en particulier de pérenniser des subventions en faveur d'une technologie ou d'une filière.

Un certain nombre de principes s'en déduisent en ce qui concerne le financement du développement des nouvelles technologies de l'énergie :

- déployer massivement les technologies aujourd'hui matures, en renforçant le rôle central du prix à long terme du CO_2 pour guider les investissements (et ne pas privilégier des technologies qui n'apparaîtraient pas rentables à terme) ;

- préparer le futur en « s'ouvrant » des options supplémentaires pour demain par un soutien bien calibré en particulier pour les technologies non matures :

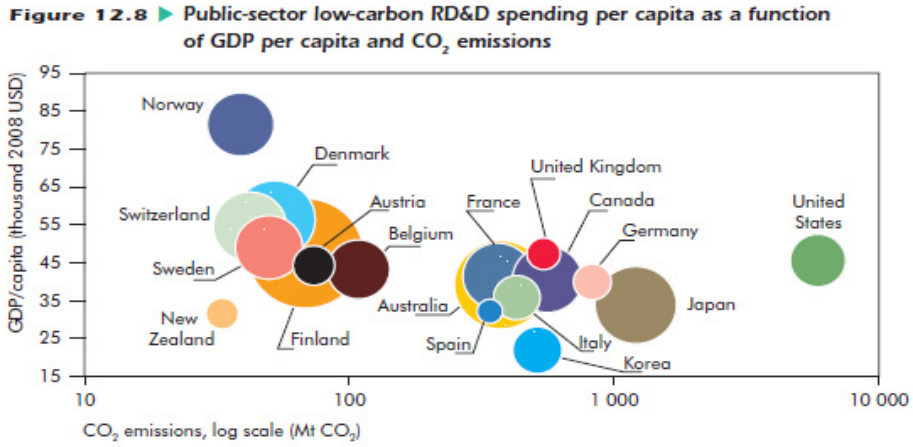
    - poursuivre l'effort en faveur de la R&D pour l'énergie dont le Grenelle de l'environnement a souligné les mérites par rapport aux subventions à la production ou à la consommation. Le déploiement massif des technologies non matures - dont le coût est par exemple de 2 à 10 plus important que celui de l'électricité produite actuellement - serait particulièrement onéreux en subventions et ne suffirait vraisemblablement pas, dans la majorité des cas, à leur permettre, par les seuls effets d'apprentissage, d'atteindre une rentabilité économique suffisante. Plutôt que déployer massivement de telles technologies, il semble préférable de rechercher des ruptures technologiques et de financer des actions de R&D de long terme éventuellement dans le cadre de coopérations internationales ou européennes[2] : c'est là où l'intervention de la puissance publique joue tout son rôle. En parallèle, les outils de soutien aux technologies proches de la maturité pourraient évoluer, par le recours notamment aux appels d'offres : un déploiement progressif peut permettre de combler l'écart par effets d'apprentissage, mais les tarifs de rachat ne sont pas forcément les instruments les plus adaptés (pas de contrôle des quantités,

(1) Rapport du Comité Trajectoires présidé par Christian de Perthuis (2011), *Trajectoires 2020 – 2050 vers une économie sobre en carbone*, octobre, http://www.strategie.gouv.fr/content/trajectoires-2020-2050-vers-une-economie-sobre-en-carbone-rapport.

(2) Au niveau européen, le produit des enchères de quotas CO_2 peut constituer une nouvelle ressource de plusieurs milliards d'euros d'ici 2020. La directive prévoit qu'au moins la moitié doit être consacrée aux actions pour le climat : atténuation, adaptation, action internationale, R&D, politique industrielle,... Des travaux techniques seront initiés au premier semestre 2012 pour mettre en perspectives ces différentes pistes, sans oublier le désendettement. La R&D dans le domaine de l'énergie est donc l'une des possibilités et des approches modélisées montrent que ce type de dépenses peut avoir un fort effet de levier sur le développement de l'économie verte et de l'emploi.

effets d'aubaine, distorsions sur les marchés comme les prix négatifs). Ces actions doivent impérativement être conduites dans le cadres de partenariat avec l'industrie ;

Figure 1 : Fonds publics pour la R&D par habitant en fonction du PIB par habitant et des émissions



Source : AIE

- mettre en place des incitations financières pour favoriser le développement de recherches à long terme sur le stockage de l'électricité et mettre au point les ruptures technologiques nécessaires à la mise au point de dispositifs rentables ;

- mettre en place des incitations financières pour favoriser les technologies de captage et stockage du CO_2 (CSC) et de valorisation du CO_2. L'AIE considère que le CSC devrait avoir une contribution équivalente à celle des énergies renouvelables pour satisfaire la réduction par un facteur 2 à l'échelle mondiale. Le déploiement de ces technologies suppose une réduction des coûts et une meilleure acceptabilité sociétale. La réalisation de démonstrateurs vise à atteindre ces objectifs mais leur coût est aujourd'hui élevé et nécessite la mise en place d'aides financières adaptées. La France doit jouer un rôle important dans ces programmes du fait de la compétence de ses équipes de recherches et de l'implication possible de ses entreprises, sachant que la production d'électricité n'est pas la seule activité industrielle à émettre du CO_2. La valorisation du CO_2 constitue aussi une voie – complémentaire à celle du CSC – qui doit être explorée en parallèle, même si aujourd'hui les verrous paraissent nombreux, de nature scientifique, technologique et économique. Toutefois, le bilan carbone associé aux différentes voies de valorisation du CO_2 mérite d'être analysé précisément puisque dans les procédés de valorisation, le CO_2 n'est de manière générale pas stocké de manière pérenne mais recyclé pour d'autres utilisations ;

- mettre en place des incitations favorisant le développement des biocarburants de seconde génération (et au-delà) : outre les progrès des moteurs et des véhicules, outre l'introduction graduelle des véhicules électriques (à base

d'électricité décarbonée), le report modal vers le rail et la voie d'eau, l'introduction de carburants à faibles émissions est une solution prometteuse. La première génération de biocarburants marque une étape. Tous les acteurs s'accordent cependant aujourd'hui sur l'intérêt d'aller rapidement vers la seconde génération (qui concurrence moins directement la production alimentaire) capable notamment d'utiliser la totalité de la biomasse (dont les tiges des végétaux non généralement commercialisées et la biomasse issue des résidus forestiers). Une solution pourrait consister à accompagner le développement de ces filières de seconde génération, au-delà du dispositif actuel[1]. Des mesures particulières devraient en particulier être prises pour le kérosène avion (qui n'est pas assujetti à des taxes spécifiques et constitue un des enjeux forts de la politique de lutte contre les émissions de GES en Europe). Ces aides devraient être mises en place tout spécialement pour les démonstrateurs et premières usines de seconde génération, avec ensuite un effet dégressif. Le renforcement du secteur des biotechnologies semble la voie la plus propice pour favoriser l'émergence de cette filière en France, y compris la 3ème génération d'agrocarburants.

2.2. Les prix futurs de l'énergie représentent un enjeu majeur pour l'économie française

Le prix de l'énergie joue un rôle majeur dans notre économie : toutes choses égales par ailleurs, une augmentation des prix de l'énergie en France conduit à diminuer le pouvoir d'achat des ménages, baisser la compétitivité de nos entreprises, augmenter la part de la population française en situation de précarité énergétique et diminuer le nombre d'emplois (voir aussi le paragraphe 3.3 du présent chapitre). L'effet positif lié à la baisse des consommations, souvent contrainte dans un premier temps en particulier pour les ménages modestes, s'appréhende dans des délais plus longs par des mesures structurelles.

Dans les prochaines années, le prix du pétrole connaîtra une tendance haussière. Or nos actions purement nationales ont peu d'effet car les prix sont tirés par les besoins financiers des pays de l'OPEP et par la demande des pays émergents, dont ceux d'Asie, de plus en plus gourmands en énergie. Le prix de l'électricité devrait également connaître une augmentation liée notamment aux dépenses d'investissements à réaliser dans les réseaux de transport et de distribution, mais aussi dans les nouvelles installations de production d'électricité et le déploiement des énergies renouvelables, à travers l'augmentation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ainsi que, dans une moindre mesure, en raison des investissements de prolongation du parc nucléaire français. Enfin le coût des externalités et en particulier des émissions de gaz à effet de serre n'a pas été encore suffisamment pris en compte.

(1) En prenant en compte le retour d'expérience des aides et incitations de la première génération.

Charges de service public de l'électricité (CSPE) liées au développement des EnR

En France, le code de l'énergie prévoit que des acheteurs obligés (EDF ou entreprises locales de distribution) concluent des contrats d'achat avec les producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables. Ces contrats prévoient le rachat de l'électricité produite à un tarif garanti, précisé par arrêté ou révélé dans le cadre d'un appel d'offre, pour des durées allant de 10 à 20 ans. La loi prévoit que les charges qui découlent de ces obligations soient intégralement compensées (article L. 121-6), et que les prix de marché de l'électricité servent de référence pour le calcul des coûts évités.

Avant le 15 octobre de chaque année, la Commission de Régulation de l'Énergie calcule le montant total des charges de l'année précédente qui est arrêté par le ministre chargé de l'énergie. Elle calcule également le montant prévisionnel des charges de l'année suivante et le montant de la contribution (la CSPE) applicable à chaque kilowattheure de sorte que les contributions couvrent l'ensemble des charges imputables aux missions de service public (article L. 121-14). Les charges totales incluent notamment, outre les EnR, le soutien à la cogénération, la péréquation tarifaire et les tarifs sociaux.

La délibération de la CRE en date du 13 octobre 2011 indique que :

- le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité est estimé à 4,3 Md€ au titre de l'année 2012, soit un niveau supérieur de 60 % à celui des charges constatées au titre de 2010 (i.e., 2,7 Md€). L'augmentation des charges reflète, en grande partie, le développement très dynamique de la filière photovoltaïque, qui représente 36 % des charges prévisionnelles au titre de 2012, soit 1,5 Md€ (16 % autres EnR ; 28,5 % péréquation tarifaire ; 17 % contrats cogénération ; 2 % dispositions sociales) ;
- la contribution au service public de l'électricité pour 2012 (CSPE 2012) devrait permettre de financer les charges prévisionnelles 2012, qui incluent les charges prévisionnelles au titre de l'année 2012 et la régularisation des charges 2010. Ces charges sont évaluées à 5,2 Md€. La CSPE 2012 nécessaire pour les financer s'élève à 13,7 €/MWh. Ce montant représente environ 11 % de la facture annuelle moyenne TTC d'un client résidentiel ;
- la loi de finances rectificative pour 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh jusqu'au 31 décembre 2012. Le défaut de compensation d'EDF en résultant pour 2012 est estimé à environ 1,3 Md€ (somme qui devra être remboursée à EDF via une hausse ultérieure de la CSPE).

Lors de son audition à l'Assemblée Nationale le 24 mai 2011, le président de la CRE a indiqué que ses services avaient également établi un outil de prévision des charges dues aux EnR à l'horizon 2020. À partir d'hypothèses relatives aux trajectoires de développement des EnR et à l'évolution des prix de l'électricité (le prix de marché moyen atteint en 2020 est de 82 euros/MWh), le scénario étudié par la CRE indique que les charges annuelles dues aux EnR s'élèveraient en 2020 à 6,7 Md€, représentant 90 euros TTC sur la facture annuelle d'un client type avec un tarif base et 170 euros TTC sur la facture d'un client type chauffage électrique (environ 11 % de la facture). De l'avis même de la CRE, ces projections sont néanmoins à prendre avec précaution, car elles dépendent fortement de variables très incertaines (prix des énergies, coûts de production etc.).

A noter : la CSPE a été présentée à titre illustratif, mais constitue l'un des moyens de soutien au développement des EnR parmi d'autres (exonérations et crédits d'impôts, prêts bonifiés, taxes à taux réduits etc.).A titre d'exemple, le récent rapport de la Cour des comptes sur les biocarburants souligne que, sur la période 2005 – 2010, ces filières ont reçu 2,65 Md€, essentiellement de la part des consommateurs.

Plusieurs principes devraient ainsi inspirer le futur de notre politique énergétique :

- privilégier les choix qui, dans le mix énergétique, conduisent à limiter la hausse du coût de l'énergie ;
- tout en intégrant les externalités dans les prix des énergies, ce qui implique une hausse maîtrisée de leur niveau ;
- apporter une attention particulière à l'égard des ménages en situation de précarité énergétique ;
- préserver la compétitivité de l'industrie française, en particulier des gros consommateurs d'énergie ;
- favoriser des services énergétiques flexibles permettant d'adapter dans le temps l'énergie utilisée pour un usage donné.

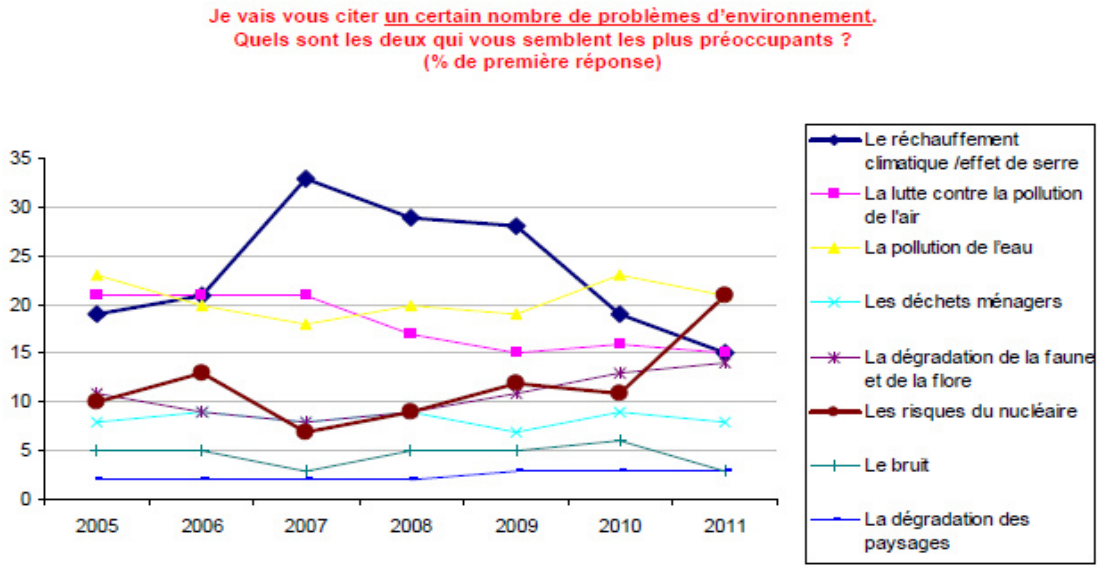
Cette politique devra être menée en sachant que nos voisins allemands ont choisi d'assumer des prix de l'électricité élevés pour les ménages en préservant, grâce à divers dispositifs réglementaires, les gros consommateurs (voir aussi le chapitre 2).

2.3. Les préoccupations de la population à l'égard des choix énergétiques et de leurs conséquences sont difficiles à analyser, que ce soit pour les émissions de CO_2, la sobriété énergétique, le nucléaire, les gaz de schiste ou de nouvelles technologies comme le CSC : un dialogue sur l'encadrement des nouvelles technologies est à prévoir le plus en amont possible

Les enjeux environnementaux, qui conditionnent en partie le regard de la population sur une nouvelle infrastructure, fluctuent en fonction des opinions. D'après le dernier sondage commandé par l'Ademe, la préoccupation sur le réchauffement climatique a baissé depuis 2008, alors que suite à l'accident de Fukushima, le risque nucléaire est devenu en 2011 une préoccupation particulièrement forte.

Plus que par les problèmes environnementaux, le citoyen français semble davantage concerné par son pouvoir d'achat. Or, il est bien souvent peu conscient des variations de prix induites par un changement de mix de production énergétique. En outre, l'existence de tarifs réglementés pour l'électricité et le gaz renvoie le citoyen à l'expertise de l'Etat en la matière.

Graphique 1 : Sondage « Quels sont les deux problèmes environnementaux qui vous semblent les plus préoccupants ? »



Source : Enquête Science Po/ISL 2011 pour l'Ademe

Ce constat particulièrement simple amène à plusieurs réflexions :

- il est souhaitable que les concertations et débats sur les projets d'infrastructures énergétiques qui ne manqueront pas d'intervenir dans les prochains mois exposent aussi clairement que possible les conséquences en termes de prix et de répercussions économiques des diverses options ;

- si la concertation est un point important dans l'acceptation des technologies, des incitations économiques ainsi que des structures de financement plus participatives pourraient permettre de redéfinir le lien entre la population et les technologies, en passant d'une notion d'acceptabilité à celle d'appropriation. L'Allemagne et le Danemark en constituent de très bons exemples : la plupart des installations EnR sont détenues par des citoyens (proches des installations), ce qui tend à favoriser l'acceptation des technologies telles que l'éolien sur le territoire ; la diffusion de dossiers pédagogiques sur les grands concepts de l'énergie aideraient à éclairer les citoyens et les leaders d'opinion sur les grands enjeux (mix énergétique, coût de l'énergie, etc.) ;

- l'organisation d'un débat sur la politique énergétique serait certainement complexe, mais pourrait présenter l'avantage non seulement d'informer mais aussi de permettre à chacun de s'exprimer sur son devenir. Ce débat devrait être transparent et présenter pour chaque scénario possible les changements qu'il entraîne pour le citoyen, l'entreprise, le pays en traitant des impacts économiques, sociaux et environnementaux. Toute la difficulté réside cependant dans l'organisation d'un tel débat, qui pourrait rencontrer de fortes oppositions, d'autant plus qu'il devrait dépasser le simple périmètre du choix technologique pour aller sur le terrain des coûts, de la politique industrielle, de l'emploi, voire de la fiscalité. Un débat public sur un sujet donné n'a cependant de sens que dans la mesure où plusieurs options sont réellement possibles et où le public peut en débattre : si le public a l'impression que les choix sont déjà faits, il le reprochera

aux organisateurs. Les résultats d'un débat public ou d'une nouvelle forme de concertation sur la politique énergétique pourraient être transmis au Parlement en même temps que la PPI ;

- lorsque leur impact peut se révéler important, la puissance publique doit se saisir le plus en amont possible des questions liées à de nouvelles technologies et définir un encadrement responsable de leur développement, qui peut conduire aussi bien à leur diffusion auprès du grand public qu'à leur abandon. Il est néanmoins probable que cette participation du public à la définition de l'encadrement d'une nouvelle technologie ne puisse se réduire à un dialogue de quelques mois et doive être envisagée dans la durée en étroite liaison avec l'émergence de l'innovation technologique ; une concertation en amont des projets énergétiques avec l'ensemble des parties prenantes (élus, grand public et associations environnementales) conduisant à des expertises pluralistes sera indispensable afin d'aboutir à un encadrement partagée du développement de nouvelles technologies et de leurs infrastructures.

2.4. La politique énergétique française doit chercher à développer de nouvelles filières d'excellence et préserver celles qui font aujourd'hui sa force

Il faut miser sur les filières d'excellence qui ont un potentiel de croissance important, mais aussi sur celles pour lesquelles nous possédons des compétences reconnues.

Maintenir des filières industrielles pour laquelle la France possède un avantage comparatif ou construire des filières autour de technologies nouvelles sur lesquelles elle peut être compétitive, permettrait à la France de revenir sur le marché des biens industriels et de soulager la situation de sa balance commerciale.

Les EnR et, plus généralement, la croissance verte représentent des opportunités économiques et industrielles prometteuses, même s'il convient d'être lucide sur les avantages comparatifs de la France en analysant tous les maillons de la chaîne de valeur. Le soutien au développement industriel des EnR prend aujourd'hui la forme d'un ensemble d'actions de soutien direct ou indirect. Ce dispositif, encore récent, a déjà permis des réalisations importantes (création d'instituts de recherche tels que l'INES[1] et l'IRDEP[2], création en cours des Instituts d'excellence des énergies décarbonées (IEED), attribution des aides dans le cadre des appels à manifestions d'intérêt). Il s'agit à ce stade d'explorer plusieurs directions, sans viser une corrélation directe avec le dispositif de soutien en aval.

Le moment pourrait donc être venu de proposer d'aller au-delà du dispositif actuel en mettant en place à l'échelon national des stratégies de filières. Celles-ci seraient caractérisées par :

- la définition de priorités afin de valoriser pleinement les filières ou les segments de marché dans lesquels la France et ses entreprises disposent d'avantages compétitifs et où le potentiel de marché et de croissance est fort ;

(1) Institut National de l'Energie Solaire (Chambéry).
(2) Institut de Recherche er Développement sur l'Energie Photovoltaïque.

- une articulation entre les dispositifs de soutien en faveur de l'offre et de la demande en valorisant le contenu local à l'intérieur des appels offres et des mécanismes d'obligation d'achat ;

- une régulation du marché renforcée pour assurer des conditions de concurrence loyales entre les produits fabriqués hors de l'UE et les produits nationaux ou européens.

Malgré l'accident nucléaire de Fukushima, les perspectives de développement du nucléaire restent importantes dans plusieurs pays de l'OCDE et surtout dans des pays émergents, en particulier d'Asie (Chine et Inde). Certes, l'ampleur des constructions de tranches dépendra des prix du gaz sur les marchés américain et européen. En effet, l'exploitation massive des gaz de schiste pourrait entraîner des prix du gaz relativement bon marché, dans des proportions qui dépendront des contraintes environnementales imposées et des caractéristiques des gisements dans des sols aujourd'hui non encore explorés, rendant alors les centrales à gaz plus compétitives que les centrales nucléaires. Cette baisse relative de compétitivité de la filière nucléaire s'observe d'ores et déjà aux Etats-Unis où l'exploitation des gaz de schiste (aujourd'hui près de 25 % de leur consommation gazière) a freiné les investissements dans le nucléaire, comme d'ailleurs dans les EnR. Certes, il faut être modéré quant aux perspectives de parts de marché de l'industrie nucléaire française à l'exportation : certains des nouveaux accédants au nucléaire préfèreront développer leurs propres capacités de conception et de construction de réacteurs. Ces perspectives sont néanmoins réelles et la Chine et l'Inde sont des marchés essentiels où les acteurs locaux ont acquis une grande expérience industrielle, tout en restant demandeurs de partenariats riches d'opportunités pour l'industrie française. Plus d'une dizaine de pays suivent avec attention l'évolution de nos débats nationaux et, en cas de désistement de notre part, ils n'hésiteraient pas à poursuivre seuls ou avec d'autres fournisseurs de réacteurs.

La France, un des tout premiers pays au monde dans ce domaine, ne peut donc espérer conserver et développer une industrie de la construction du nucléaire civil, comme du traitement – recyclage des déchets qu'à la condition de maintenir une activité nationale forte et dynamique. Elle ne peut non plus espérer prendre part au marché des réacteurs de 4ème génération qui pourraient commencer à jouer un rôle à partir de 2035-2040 dans le monde, sans poursuivre l'effort actuel de développement de cette technique, de façon à pouvoir disposer d'une capacité industrielle dès son essor et répondre à d'éventuelles tensions sur le marché de l'uranium vers le milieu du siècle.

2.5. La R&D doit être renforcée pour ouvrir les choix du futur et positionner au mieux l'industrie nationale

Pour répondre aux enjeux évoqués ci-dessus et développer de nouvelles filières, des efforts de R&D considérables seront nécessaires. Par exemple, pour la production d'électricité, un objectif consiste à disposer vers 2030 de la palette la plus large possible d'énergies à faible émission de carbone, dans des plages de prix comparables (significativement en dessous de 100 €/MWh, en valeur économique équivalente actuelle). Cet objectif vise à disposer de marges de choix les plus importantes possibles à cet horizon. C'est à cette date notamment que le parc nucléaire exploité pendant 50 ans commencerait à devoir être remplacé à forte

cadence, selon la part que l'on souhaitera accorder au nucléaire à l'horizon 2050. À cet horizon, le but est que les choix soient les plus ouverts possibles.

Les investissements que la France fera dans la recherche sont indispensables pour que notre pays conserve ou acquière une place de premier plan au niveau international dans plusieurs technologies énergétiques clés pour nos entreprises dans leur conquête des marchés nationaux et internationaux ; la création d'emplois durables et à forte valeur ajoutée en dépend de façon cruciale. L'État devra, en appui à l'effort des entreprises, maintenir une forte contribution au financement des recherches pour l'énergie, domaine de plus en plus stratégique dans les décennies à venir.

Il est donc central que ces priorités en termes de R&D soient reconnues. Il faut, pour que cette R&D soit conclusive, maintenir de façon ciblée et développer les aides, au développement de plateformes technologiques et de lignes pilotes ainsi que de démonstrateurs. Pour financer cet effort accru, notamment dans une perspective de long terme et de développement d'une industrie nationale et/ou européenne forte, des moyens complémentaires doivent être dégagés.

Pour accompagner le développement des filières vertes émergentes, il est également nécessaire de mettre en place un dispositif propre à assurer leur compétitivité à court et moyen terme. Plusieurs types d'actions complémentaires peuvent être envisagés à cet effet :

- pérenniser les dispositifs de soutien à la R&D et à l'innovation mis en place avec les Investissements d'Avenir et en privilégiant des résultats en matière d'innovation sur des horizons de commercialisation courts ;

- mettre en place, à l'image des dispositifs issus des Investissements d'Avenir, des mécanismes financiers permettant, au moins sur les premières années, de faciliter l'accès au capital des entreprises industrielles du secteur et d'abaisser le coût du travail ;

- favoriser l'investissement privé dans les entreprises industrielles des énergies renouvelables en utilisant mieux l'épargne du Livret Développement Durable qui pourrait être utilisée, par exemple, à améliorer les conditions commerciales des banques pour le financement des EnR ou à créer un mécanisme de garantie permettant aux banques et assurances de diminuer leurs besoins de fonds propres dédiés au financement et à l'investissement dans les énergies renouvelables.

Compte tenu de sa taille et de ses avantages comparatifs (sous-traitants et entreprises existantes, centres de recherche), notre pays doit miser sur un nombre limité de technologies : le solaire photovoltaïque, l'éolien offshore, la biomasse, le solaire thermodynamique et thermique, l'hydrogène et les piles à combustible pourraient constituer des filières d'excellence. L'effort et les incitations du gouvernement doivent toutefois refléter le niveau de maturité de ces technologies : solaire photovoltaïque (développement industriel), solaire thermodynamique, éolien offshore, biomasse de seconde génération (démonstrateurs), solaire thermique (développement industriel).

Un effort supplémentaire et particulier doit être fait sur les technologies de stockage de l'énergie, notamment pour le soutien aux EnR dans les réseaux et pour les batteries pour véhicules, dont l'amélioration des performances conditionne un développement à grande échelle de la traction électrique, ainsi que sur les techniques de CSC et de valorisation du CO_2, compte tenu de leur importance potentielle dans les mix énergétiques du futur.

L'insertion des EnR, à grande échelle, dans le réseau électrique dépendra notamment des nouvelles capacités à gérer les réseaux et à intégrer les fonctions de stockage. À long terme, des enjeux cruciaux sont devant nous pour transformer en profondeur les grands secteurs énergétiques, au-delà de la seule électricité. Pour l'électricité, pour l'industrie et pour le résidentiel du futur, il s'agit notamment des techniques de stockage et de pilotage des réseaux. Ces réseaux « intelligents » doivent prévoir, réguler et alimenter des zones géographiques couvrant jusqu'au territoire européen. Le développement d'outils, bases de données de natures très différentes est donc rendu nécessaire par cette diversification.

Même si de nombreuses technologies existent d'ores et déjà pour améliorer l'efficacité énergétique des différents secteurs de l'économie, il convient de développer encore des travaux de R&D dans divers domaines : récupération de la chaleur « basse température », gestion intelligente des diverses sources d'énergie utilisées, équipements inter-opérables à faible consommation d'énergie, approche intégrée pour la conception, etc.

Il serait souhaitable de mettre en place un observatoire du parc immobilier existant en ce qui concerne les performances énergétiques, environnementales et économiques ainsi que les différents usages pour en suivre l'évolution.

Les techniques de l'information et de la communication vont jouer un rôle majeur pour piloter et optimiser des systèmes de plus en plus performants et participer à une meilleure gestion de la demande énergétique. Cependant, dans la mesure où leur consommation électrique propre croit à un rythme soutenu, il faudra les améliorer et réduire leur consommation d'énergie spécifique.

- **Le soutien financier de la recherche française et européenne est nécessaire par différents outils qui soient accessibles aux grands groupes comme aux PME**

La dérégulation des marchés induit très généralement une baisse de la R&D des entreprises du secteur dérégulé. L'optimum économique doit alors être recherché par un investissement supérieur des États. L'énergie est un des principaux secteurs qui ont été graduellement dérégulés à partir des années 90. Malgré le lancement d'actions d'envergure par les États, le taux de R&D énergétique en Europe a baissé. La crise économique actuelle a ralenti encore l'investissement des entreprises dans la recherche de long terme, qu'il s'agisse de recherche fondamentale, capable ensuite d'irriguer les applications énergétiques, ou de recherche « amont » sur de nouveaux procédés ou de nouvelles filières, comme par exemple celle sur la biomasse ou les biocarburants de 3ème génération dont la rentabilité apparaît lointaine pour un agent privé. Le maintien d'une action soutenue de développement des réacteurs nucléaires de 4ème génération entre aussi dans ce cadre. Ce ralentissement menace le ressourcement de nos portefeuilles de brevets, dont le développement nécessite une irrigation par l'amont et le fondamental.

Il parait ainsi pertinent que soient affectés les moyens nécessaires pour renforcer la dynamique de la recherche fondamentale et la recherche « amont » au bénéfice de l'innovation dans les différents domaines de l'énergie.

2.6. La combinaison de différentes énergies peut constituer l'une des clés du mix énergétique de demain

La mise au point d'un moyen peu coûteux et fiable de stocker l'électricité constituera une véritable révolution dans l'organisation de notre système énergétique. En son absence, l'une des idées les plus simples et les plus efficaces consiste à coupler deux énergies : l'une stockable, l'autre, non. En effet, la question n'est pas de stocker l'électricité, mais l'énergie. La combinaison d'électricité et d'une autre forme d'énergie qui se stocke élimine ainsi les problèmes de stockage d'électricité et permet d'abaisser les coûts. On peut en citer un certain nombre d'exemples :

Tableau 1 : Exemples de couplage de l'électricité avec une autre énergie stockable

Solaire/Electricité	Pompes à chaleur air-eau
Electricité courante/Electricité de pointe	Chauffage par accumulation
Chaleur du sol/ Electricité	Stockage de la chaleur pendant l'été, récupération et la réutilisation en température avec une PAC eau–eau l'hiver ;
Biomasse / Electricité	Augmentation des rendements de production pour les biocarburants de deuxième génération en utilisant de l'hydrogène obtenu par électrolyse
Fioul ou gaz /Electricité	Chauffage hybride et micro-cogénération
Carburants pétroliers ou biocarburants /Electricité	Véhicules hybrides
Froid/Electricité	Réseaux de froid avec stockage de glace

Ce tableau souligne la nécessité de travailler sur un système énergétique dans son ensemble, et non pas sur une seule énergie.

Le secteur du bâtiment devrait à ce titre jouer un rôle important : la maison peut ainsi être un lieu de stockage d'énergie et notamment de chaleur grâce aux matériaux à changement de phase (dans les ballons d'eau chaude ou les conteneurs dédiés[1]) (cf. annexe technologies). Des gains énergétiques significatifs peuvent également être apportés par les couplages entre les différents besoins et les différentes technologies. Il faut ainsi considérer simultanément les besoins de chauffage et de ventilation, d'eau chaude, de l'ensemble des appareils consommateurs d'électricité, d'alimentation du véhicule électrique, et les possibilités de production d'énergie locale, de stockage et de régulation des besoins en fonction de l'occupation des lieux et des conditions météorologiques. Le bâtiment doit donc disposer d'une véritable intelligence,

(1) Le principe consiste à utiliser la chaleur latente d'un matériau, c'est-à-dire la chaleur accumulée/restituée lors d'un changement de phase, divers matériaux à base de paraffine ont pu être développés pour avoir des températures de changement de phase répondant aux différents besoins.

associée au développement des compteurs intelligents (cf. annexes). L'approche systémique par « îlot énergétique » doit également être développée[1].

Dans le même esprit, une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande peut également passer par une meilleure exploitation des complémentarités entre réseaux électriques, gaziers et de chaleur ou de froid lorsqu'ils cohabitent. En effet, ces trois réseaux présentent des caractéristiques et contraintes différentes. Les réseaux électriques présentent l'avantage de pouvoir être alimentés à partir de capacités de production contribuant à la sécurité énergétique nationale (nucléaire et EnR), mais présentent la contrainte forte d'ajustement constant de l'offre à la demande, en particulier à la pointe. A l'inverse, les réseaux gaziers présentent des flexibilités et des opportunités de stockage intéressantes, mais sont actuellement alimentés à partir de gisements étrangers. Enfin, les réseaux de chaleur et de froid qui par nature sont locaux, permettent également des flexibilités importantes : pilotage du mix énergétique des réseaux de chaleur (actuellement en majorité avec trois énergies ou plus), avec un objectif en 2020 de dépasser 50 % d'énergies renouvelables ou de récupération (géothermie, biomasse, chaleur issue de l'incinération des déchets, chaleurs fatales, etc.); stockage de froid ou de chaleur pour une optimisation de l'utilisation des EnR et des chaleurs fatales. Le développement des réseaux de chaleur et de froid présente d'autres avantages tels que l'intégration naturelle dans les politiques énergétiques, environnementales et urbaines des collectivités locales et la mise en œuvre d'installations très performantes de protection de l'environnement et de production de chaleur, de froid et d'électricité (en cogénération) (cf. annexe réseaux/marchés).

2.7. La formation doit constituer une priorité dans le cadre de la transition énergétique

Dans le cadre de la transition énergétique que nous devons entamer pour lutter contre le changement climatique, il est nécessaire, en termes de formation, tout à la fois de préparer les futurs professionnels à même d'innover, de mettre en œuvre et de déployer les nouvelles technologies de l'énergie, et de sensibiliser l'ensemble des professionnels de l'énergie et, au-delà, l'ensemble des citoyens, quant aux enjeux, réponses possibles et comportements appropriés.

La première priorité consiste à bien anticiper les transitions professionnelles liées aux mutations économiques et énergétiques : une mobilisation conjointe des partenaires sociaux et des acteurs territoriaux est nécessaire pour identifier ces transitions, ainsi que les emplois, compétences et métiers de demain dans tous les secteurs liés à l'énergie. Les comités stratégiques de filières au sein de a CNI (Conférence Nationale de l'Industrie) doivent prendre toute leur place dans cette réflexion, de même que les pôles de compétitivité concernés et les CESER (Conseils Economiques, Sociaux et Environnementaux Régionaux) au plan territorial.

Il s'agit de former les futurs acteurs de la transition énergétique, en développant de nouvelles formations ou en adaptant les formations existantes. En effet, il est désormais admis que de nombreux métiers traditionnels vont « verdir », aussi bien au

(1) L'approche par « îlot énergétique » consiste à être capable de proposer pour tous les bâtiments sur zone les équipements et les actions d'efficacité énergétiques cohérents les uns avec les autres et avec les besoins globaux de la zone, dans une recherche d'optimisation des coûts et du service rendu.

niveau de la production d'énergie que de sa consommation. Dans ce contexte, certaines priorités apparaissent :

- la formation de jeunes chercheurs à travers une politique de formation doctorale ciblant davantage les nouvelles technologies de l'énergie et, de façon plus large, le développement des capacités d'innovation ;

- l'évolution des programmes traditionnels (par exemple en "énergie et procédés, "énergie et motorisations" ou "énergie et marchés"), afin de sensibiliser au mieux les étudiants à la problématique de la transition énergétique et de développer des compétences "métiers" recherchées par l'industrie aujourd'hui (pour garantir une employabilité immédiate) et susceptibles d'être mises en œuvre demain dans des domaines aussi variés que l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables ou le captage et stockage de CO_2 ;

- la création de nouvelles formations à tous les niveaux pour accompagner la création de nouvelles filières industrielles.

3. Les conditions de réalisation et les impacts globaux de quatre grandes options de mix énergétique en fonction du rôle joué par le nucléaire

3.1. Classification des scénarios et regroupement en options

S'agissant de l'électricité, la cohérence d'un scénario nécessite de représenter des équilibres offre-demande annuels (pour 2030 et 2050) :

$$P = N + R + F = C + E$$

où P est la production annuelle totale brute d'électricité en France
N est la production annuelle nucléaire
R est la production annuelle d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, biomasse, etc.)
F est la production annuelle d'origine fossile (charbon, pétrole, gaz)
C est la consommation intérieure annuelle (pertes incluses)
E est le solde exportateur annuel

Le niveau de demande (C + E) conditionne celui de la production d'électricité et les efforts de maîtrise de la demande électrique (MDE) sont de nature à réduire les besoins d'investissement dans le parc de production. Cependant, toutes formes d'énergies confondues, le développement des EnR productrices d'électricité et l'impératif de baisse des émissions de gaz à effet de serre peuvent conduire à des transferts d'énergies (voir par exemple le cas du véhicule électrique) et donc conduire à une augmentation de la demande d'électricité.

Réussir la transition énergétique à l'horizon 2050 vise notamment à réduire l'utilisation des énergies fossiles (tant pour la production d'électricité que pour les usages finaux) en minimisant le coût pour l'économie française. Outre la réduction de la demande, la contrainte pour la branche électricité pourrait être allégée si l'on arrivait à rendre acceptable et compétitive la technologie du CSC (captage et stockage du carbone), ce qui serait envisageable à partir de 2030. Cependant, au-delà de cet horizon de

temps, ce développement ne résoudrait pas les questions de la disponibilité des ressources fossiles et de leur prix, qui pourraient se poser.

Le tableau ci-après indique quelques exemples d'objectifs souhaités pour chaque filière et des exemples de moyens pour desserrer les contraintes qui en découlent.

Tableau 2 : Objectifs pour chaque filière et moyens de desserrer les contraintes

	Objectifs	Moyens de desserrer les contraintes
Nucléaire	Maximiser la sûreté (au niveau mondial), gérer les déchets radioactifs, réduire leur volume et la durée de leur radioactivité, obtenir l'adhésion politique	Réévaluation régulière de la sûreté du parc, incorporation en continu du retour d'expérience dans les dispositifs techniques et humains, coopération internationale, débat public
EnR	Gérer les intermittences, réduire les coûts	Augmenter les rendements, déployer des technologies de stockage et de smart grids, soutenir la R&D et des opérations de démonstrations pour faire baisser les coûts
Fossiles	Réduire en volume	Déployer le CSC
Consommation	Améliorer l'efficacité en minimisant le coût des actions correspondantes, mais transferts possibles vers l'électricité en provenance d'énergies fossiles dans les secteurs de consommation finale	Mettre en place un signal prix et accentuer la sensibilisation des consommateurs
Exportation	Augmenter les capacités d'interconnexion pour améliorer la balance commerciale et permettre un fonctionnement plus fluide et une meilleure coopération au niveau européen	Améliorer l'acceptabilité des infrastructures

Cette représentation simplifiée ne tient pas compte des équilibres infra-annuels, notamment des « pointes » de consommation intérieure ou extérieure qui demandent des capacités de production ou d'importations spécifiques, ni de l'intermittence des EnR. Il convient de rappeler que le raisonnement du type « un EPR produit autant d'énergie que 4,3 GW d'éolien offshore » est vrai sur un bilan annuel mais pas heure par heure, compte tenu de l'intermittence de l'éolien.

Conformément à la lettre de mission du Ministre, la Commission « Energies 2050 » a analysé quatre grandes options de mix énergétique à travers le prisme de la place du nucléaire dans la production d'électricité en France :

- prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel, ce qui peut être considéré comme une opportunité pour toute option qui ne prévoit pas de sortie rapide du nucléaire mais qui revient à avoir un N/P de l'ordre de 70 % en 2050, ou 50 % si on ne remplace pas par du nucléaire les centrales arrivant en fin d'exploitation avant 2050 ;

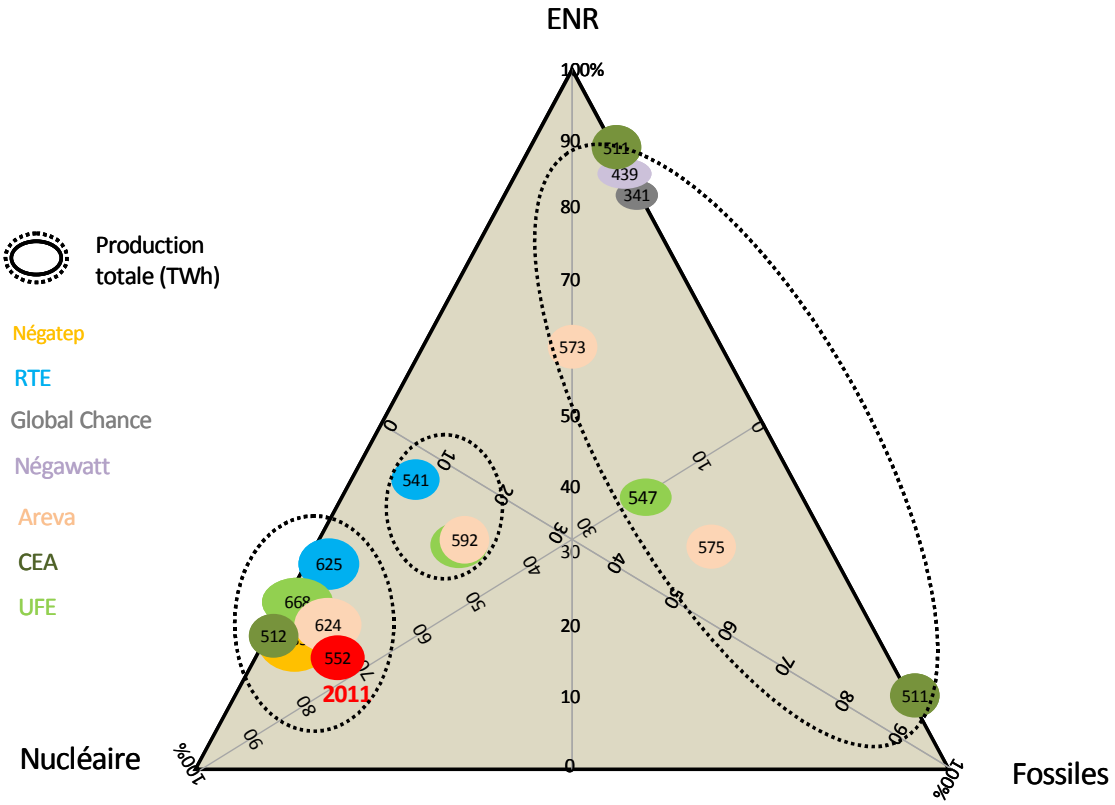
- accélération du passage à la 3ème voire à la 4ème génération de réacteurs, soit un maintien de N/P de l'ordre de 70 % en 2050 ;

- réduction progressive du nucléaire, avec N/P de 40 % à 50 % en 2050 ;

- sortie complète du nucléaire, soit N/P de 0 % en 2050.

Chacune de ces options recouvre un ou plusieurs des scénarios étudiés comme l'indique le graphique ci-dessous reprenant les productions d'électricité à 2030 ou 2050, déjà utilisé dans le chapitre 4 (avec un guide de lecture).

Graphique 2 : Production totale d'électricité en 2011 et, selon les scénarios étudiés, en 2030 et 2050



Nota : la valeur 2011 est issue du bilan publié par RTE en janvier 2012.

Comme il a été vu plus haut, la viabilité du système électrique et donc de l'option sur laquelle il se fonde, dépend de plusieurs conditions. Outre la sûreté, qui est un préalable incontournable, on peut distinguer notamment :

- le bon fonctionnement du système énergétique français (sécurité d'approvisionnement, compétitivité, préservation de l'environnement, stabilité du réseau,…) ;
- la capacité de financement pour les équipements ou infrastructures à créer ou renouveler, en distinguant les coûts pour la collectivité et les coûts pour les opérateurs ;
- l'emploi et les compétences ;

- l'aptitude à industrialiser les techniques pour qu'un scénario correspondant à l'option considérée se réalise dans le temps imparti et permette d'exporter pour réduire le déficit de la balance commerciale ;
- le degré d'acceptation socio-économique, voire politique (propension à payer les prix de l'énergie qui en résultent, acceptation sociale des options considérées,…) ;
- l'aptitude à économiser l'énergie ;
- l'avantage que procure le recours à des ressources nationales en termes de balance commerciale (énergies renouvelables à forte valeur ajoutée française, gaz de schiste respectueux de l'environnement etc.) ;
- le maintien de capacités de R&D qui permettent de découvrir de nouvelles solutions à l'horizon 2030 et au-delà, en supposant que le système énergétique ait gardé à cette époque suffisamment de flexibilité pour pouvoir en profiter.

Au titre de l'impératif de sûreté, dans chaque option, il conviendra d'assumer le coût de mise à niveau suite aux évaluations complémentaires de sûreté (aussi connues sous l'expression « stress tests ») demandées par l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima.

3.2. Description des quatre grandes options

En reprenant la représentation de l'équilibre offre-demande précité, en 2010 le parc nucléaire installé est en mesure de fournir un volume annuel d'énergie d'environ 450 TWh en production brute, de façon durable. Les options décrites par les scénarios sont souvent désignées par un pourcentage correspondant à N/P (production nucléaire sur production totale) pour un horizon donné, par exemple 2030 (20 %, 50 %, 70 %,…). Notons que derrière ces scénarios se cachent parfois des capacités installées différentes car l'hypothèse de demande globale sous-jacente peut varier fortement.

Par opposition aux autres formes d'énergie, le développement des EnR s'inscrit dans un agenda européen. Selon RTE (Bilan prévisionnel 2011), la production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, PV,...) contribuerait à l'horizon 2030 à hauteur de 170 à 215 TWh par an, selon le scénario, dont 85 à 105 TWh d'électricité utilisable en pointe (hydraulique et biomasse).

En ce qui concerne l'électricité thermique classique, les scénarios RTE font apparaitre un niveau de production entre 25 et 40 TWh en 2030. On observe par exemple un écart de l'ordre de 10 TWh entre le scénario de référence et le scénario nucléaire bas de RTE en 2030. Quel que soit le scénario, il apparaît un besoin d'investissement dans des équipements de production de pointe, de compensation des intermittences (variabilité) et de réseaux renforcés et intelligents.

La demande d'électricité, intérieure comme extérieure, varie sensiblement d'un scénario à l'autre, en fonction des progrès d'efficacité énergétique et du prolongement de la dynamique du « Grenelle de l'environnement » (voir chapitre 4.2) ou des besoins des pays voisins. Les scénarios disponibles sont malheureusement peu documentés sur l'origine intérieure ou extérieure de la demande, faute de modélisation intégrée à un niveau européen. Entre les scénarios Négawatt, où la demande intérieure d'électricité C se limite à moins de 350 TWh en 2030 (et 300 en

2035), et un scénario de Négatep, où elle s'approche de 600 TWh (du fait de substitutions à des énergies fossiles qui n'excluent pas de fortes économies globales d'énergie), l'écart est considérable mais la plupart des autres scénarios convergent sur un niveau de demande intermédiaire.

Les quatre grandes options de la lettre de mission du Ministre s'inscrivent dans un champ des possibles plus large reposant sur un choix fondamental, celui de la prolongation ou non de l'exploitation des réacteurs existants au-delà de leur 4ème visite décennale (« 40 ans »). Le choix de ne pas prolonger l'exploitation implique un remplacement à partir de 2020 des réacteurs existants par un ensemble de moyens de production que l'on peut se représenter dans un espace à trois dimensions (nucléaire, EnR, fossile). Deux des « scénarios » envisagés dans la lettre du Ministre se placent dans ce cadre : il s'agit de l'accélération du passage à la génération 3, voire à la génération 4, et celui de sortie totale du nucléaire. Le choix de poursuivre l'exploitation des réacteurs existants, sous réserve de son acceptation par l'ASN, ouvre les mêmes possibilités sans en contraindre la réalisation dans le temps. C'est à cette opportunité que se réfère le premier « scénario » de la lettre du Ministre de prolongation de l'exploitation du parc existant. Le « scénario » de sortie partielle du nucléaire peut se concevoir dans les deux cas.

Ci-après sont successivement examinés le choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation, avec les trois options (accélération, réduction progressive, sortie complète), puis l'opportunité de prolongation qui peut s'appliquer à chacune de ces options. L'option d'accélération du passage à la 4ème génération fait ensuite l'objet d'un focus.

A) Choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation

Dans l'hypothèse où il aurait été décidé d'arrêter l'exploitation des réacteurs au bout de 40 ans d'exploitation, les trois options de la lettre de mission du Ministre s'analysent comme suit.

- **Option d'accélération du passage à la 3ème génération, voire à la 4ème génération de réacteurs**

Accélération du passage à la 3ème génération de réacteurs

A priori, du fait de son volontarisme, cette option implique plutôt des scénarios de maintien de la part du nucléaire à 70 % dans le mix électrique français à horizon 2050, tels qu'on les trouve dans certains scénarios des études de l'UFE ou d'Areva. Elle requiert donc de remplacer tout ou partie des réacteurs actuels par des réacteurs de génération 3 (Gen-3), au bout de 40 années de durée d'exploitation ;

Même si la disponibilité du parc actuel est appelée à augmenter dans les prochaines années grâce aux efforts annoncés par EDF, la conception des réacteurs Gen-3 permet une disponibilité encore plus élevée. Ainsi, en cas de déploiement accéléré de Gen-3, la capacité installée nucléaire pourrait baisser d'ici 2050 de l'ordre de 6 GW, à production d'électricité maintenue inchangée. Le besoin de puissance durant les périodes de pointe pourrait conduire cependant à un besoin additionnel de capacités de production de pointe ou d'effacement de consommation. Dans la suite de l'analyse, les réacteurs Gen-3 retenus sont des EPR mais cela n'exclut pas d'autres types de réacteurs de puissance plus faible, comme l'ATMEA1 développé par Areva.

Déclasser au bout de 40 ans les centrales actuellement en exploitation pour les remplacer par des réacteurs Gen-3 nécessiterait la mise en service, par exemple, de deux EPR par an en moyenne durant la décennie 2020-2030 afin de remplacer environ 40 à 50 GW correspondant à l'intégralité du palier 900 MW et une large partie du palier 1 300 MW. Le rythme des mises en service serait moins soutenu à partir de 2030, puisqu'il ne s'agirait que de remplacer les centrales restantes du palier 1 300 MW et les quatre réacteurs du palier 1 500 MW : 10 à 15 EPR seraient mis en service sur la période 2030-50.

A moyen terme (vers 2030), selon les coûts de l'EPR, et en fonction des coûts de prolongation de la durée d'exploitation, accélérer le déploiement de Gen-3 conduirait à investir environ 70 à 90 Md€ de plus, en valeur brute, que dans une option de prolongement systématique du parc avec remplacement. A plus long terme (vers 2050), l'écart d'investissement en valeur brute se réduit entre les deux scénarios et pourrait être inférieur à 10 Md€ :

- investissements de jouvence dans les centrales actuelles et construction de 25 EPR dans l'option « prolongation/renouvellement » ;
- construction de 34 EPR dans la seconde.

Par contre, en valeur actualisée, les montants investis sur la période seraient sensiblement différents d'un scénario à l'autre, du fait de chroniques différentes.

A moyen terme (vers 2030), le remplacement accéléré du parc actuel par des EPR se traduirait par un coût moyen (pour la production d'électricité uniquement, à l'exclusion du transport et distribution) plus élevé, du fait de la plus grande compétitivité du parc existant par rapport à des EPR. Cet écart de coût varierait en fonction du taux de remplacement des réacteurs existants par les EPR et devrait passer par un maximum autour de 2040 (date de début de renouvellement du parc nucléaire prolongé).

En tenant compte du surcoût global important lié au renoncement à la valeur économique potentielle du parc actuel, un scénario de déploiement accéléré de la Gen-3 aurait par rapport à une option de prolongation/remplacement, selon Areva, un surcoût global en investissement de 140 Md€ (à comparer à une option de sortie du nucléaire qui, accompagnée d'un développement massif des énergies renouvelables, pourrait induire un surcoût global de plusieurs centaines de milliards d'euros).

Par ailleurs, l'option considérée nécessite de relever au moins deux défis :

- être en capacité de réaliser un programme industriel ambitieux dans des délais contraints. Areva considère que sa capacité actuelle de fabrication d'équipements soit de l'ordre de deux EPR/an et a indiqué pouvoir satisfaire la demande dans le cas d'un déploiement accéléré de l'EPR grâce à l'augmentation de ses propres capacité ou des partenariats avec d'autres industriels, déjà établis pour certains d'entre eux. Ainsi, Areva considère que sa chaîne de sous-traitance est sécurisée pour une production annuelle de cinq EPR. Toutefois, les délais constatés sur les EPR de Flamanville et d'Olkiluoto montrent qu'un déploiement massif d'EPR avant l'horizon 2020 est improbable, puisque les délais entre la décision de construction d'un tel réacteur et sa mise en service peuvent être actuellement estimés entre six et dix ans. Par ailleurs, soutenir un rythme de construction d'au moins deux EPR par an en France nécessiterait un « rodage » de l'ensemble de la

chaîne industrielle pendant quelques années. Rappelons que c'est à partir de 2020 que les réacteurs les plus anciens du parc actuel atteindront leur 4ème visite décennale et que l'ASN se prononcera au cas par cas sur leur aptitude à poursuivre leur fonctionnement sur les dix années suivantes ;

- satisfaire un besoin de financement de plus de 10 Md€ par an de 2020 à 2030 en investissements pour la seule construction de réacteurs Gen-3.

Accélération du passage à la 4ème génération de réacteurs

Compte tenu de l'horizon de temps auquel cette technologie serait disponible, une accélération du passage à la Gen-4 ne semble pas envisageable dans le cadre d'un arrêt à 40 ans du parc nucléaire existant. A l'horizon 2040, l'essentiel des réacteurs actuels auront dans ce cas été renouvelés et ce n'est qu'à partir de cette date que les réacteurs Gen-4 pourraient être disponibles. On évoquera donc plus loin ce cas.

- **Option de réduction progressive du nucléaire**

Cette option peut se comprendre de deux façons : soit une réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique français jusqu'à un niveau considéré comme satisfaisant en 2050, soit une réduction continue jusqu'à une disparition complète du nucléaire de fission à l'horizon 2050, voire 2100.

Comme les scénarios étudiés vont rarement au-delà de 2030, il n'est pas toujours facile de comprendre à laquelle de ces deux sous-options ils se raccrochent. Il semble que relèvent de la première option considérée les scénarios qui prévoient une part du nucléaire réduite à entre 40 % et 60 % dès 2030 : en font partie le scénario de référence de RTE (40 % du mix en 2030), un d'Areva (50 % du mix en 2050), deux de l'UFE (42 % et 48 % du mix en 2030) et plusieurs d'Enerdata (39 % du mix en 2030). Les raisons pour lesquelles la part du nucléaire s'élève à tel ou tel niveau ne sont généralement pas explicitées.

La condition de réalisation d'une telle option réside dans la pertinence d'une solution de compensation de la baisse en proportion du nucléaire. Il convient de noter que la capacité nucléaire totale peut ne pas baisser (scénario de référence de RTE) voire croître (Négatep) si la demande d'électricité croît au-delà d'un certain niveau.

Rappelons que la demande d'électricité s'est élevée en 2010 à 540 TWh. Plusieurs des scénarios s'inscrivant dans cette option envisagent une croissance sensible de la demande d'électricité à l'horizon 2030 (570 TWh pour l'UFE, 630 TWh pour le scénario de référence de RTE, etc.). Le scénario « Grenelle » publié en juillet 2011 par la DGEC qui résulterait de l'application et de l'atteinte des objectifs des lois Grenelle table pour sa part sur une progression très modeste de la demande d'électricité d'ici 2030 (+8 % pour la consommation finale sur 2010-2030).

L'option considérée nécessite de relever plusieurs défis :

- accepter, en période de faible croissance économique, de fort déficit commercial et de fort taux de chômage, tous trois persistants, une perte de valeur pour l'économie française due à la fermeture prématurée de centrales nucléaires pour des raisons autres que la sûreté ou le calcul économique (voir encadré ci-après). Il faudrait tenir compte également de l'anticipation des dépenses de

démantèlement, bien qu'elles soient actuellement provisionnées, de façon prudente, dans des fonds dédiés sur la base d'un arrêt au bout de 40 ans. Cette perte de valeur s'élèverait à au moins une centaine de milliards d'euros en cas d'arrêt anticipé à 40 ans de toutes les centrales, au lieu de 60 ans, en supposant que la sûreté des centrales aurait permis cette exploitation jusqu'à 60 ans ;

- accroître le soutien au développement des EnR, tant qu'elles ne sont pas compétitives, en complément au soutien à la R&D aux énergies bas carbone qui ne produira son effet qu'à long terme (après 2030 au mieux) ;

- renoncer au savoir faire français en développement et industrialisation de réacteurs et en recyclage de combustibles usés, tout en maintenant une compétence technique et industrielle minimale sur le nucléaire pour gérer le parc (dont le renouvellement serait fortement ralenti).

- limiter l'augmentation des émissions de CO_2 de la branche électricité, sauf à réduire en proportion celles d'autres secteurs, c-à-d le transport et le bâtiment, l'industrie étant déjà soumise aux quotas du marché européen. Les solutions envisagées ne laissent guère d'autres options que de développer les énergies renouvelables, en association à du « back-up » au gaz, des moyens de stockage et des smart-grids

Le coût de l'arrêt d'un réacteur de 900 MWe

Arrêter un réacteur nucléaire en état de fonctionnement et jugé sûr par l'ASN peut représenter une perte de valeur pour son opérateur et la collectivité, qu'il convient d'apprécier. Deux calculs sont proposés ci-dessous :

- le premier évalue le manque à gagner d'un arrêt immédiat ;
- le deuxième évalue le manque à gagner d'un arrêt en 2020 (au moment de la 4ème visite décennale) par rapport une prolongation de l'exploitation jusqu'à soixante ans.

Ils sont fournis à titre d'ordre de grandeur.

a) Coût d'un arrêt immédiat

Un réacteur nucléaire d'une puissance de près de 900 MW produit environ 6,3 TWh d'électricité par an, si l'on retient un taux de production de 80 %,

A court terme (les premières années), l'arrêt immédiat d'un réacteur nucléaire imposerait à EDF de recourir au marché pour compenser la perte de production. En retenant comme prix de marché 55 €/MWh et comme coût d'exploitation d'un réacteur nucléaire 25 €/MWh (comme l'a mentionné la Commission Champsaur), le manque à gagner annuel pour EDF lié à la fermeture d'un réacteur serait de 6,3 x (55 – 25) M€, soit environ 190 M€, hors investissements nécessaires à la prolongation de l'exploitation au delà de 40 ans et hors investissements consécutifs aux « évaluations complémentaires de sûreté ». Notons que l'agence de notation Standard & Poor's dans une « *View analyst contact information* » publiée le 28 novembre 2011[1] évalue à 400 M€/an la perte pour EDF associée à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim.

A plus long terme, le prix de marché est incertain. On supposera ici que, dans le cas d'un arrêt immédiat d'un réacteur de 900 MWe, l'électricité de substitution est fournie par des centrales

(1) Voir par exemple http://www.challenges.fr/entreprise/20111128.CHA7423/fermer-fessenheim-coutera-400-millions-par-an-a-edf.html

au gaz, dont le coût complet peut être estimé à 70 €/MWh pour un coût du gaz de 13 $/MBtu. Dans le cas où l'exploitation du réacteur serait prolongée jusqu'à 60 ans, on tient compte des investissements qui devront être faits en amont et lors de la 4ème visite décennale, évalués par la Cour des Comptes d'après les données d'EDF, à près de 950 M€ par réacteur (soit 55 Mds€ pour le parc), y compris les mesures consécutives aux évaluations complémentaires de sûreté, et de l'impact bénéfique du report du démantèlement. Le coût d'exploitation retenu est toujours celui indiqué par la Commission Champsaur. Le manque à gagner, en valeur actualisée 2012 (au taux de 8%) d'un arrêt immédiat de la tranche par rapport à la prolongation de son exploitation jusqu'en 2040 peut ainsi être évalué à 3 Md€.

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 25%, soit 1,2 Md€, la VAN[1] du réacteur de 900 MWe serait de 2,8 Md€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait sa valeur à 2,8 Md€ ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, sa VAN serait alors de 1,8 Md€.

b) Coût d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans

Selon les mêmes hypothèses, mais en comparant le cas où le réacteur nucléaire de 900 MWe serait arrêté en 2020 et celui où il le serait en 2040, le manque à gagner, en valeur actualisée 2012, d'un arrêt anticipé serait alors d'environ 1,0 Md€ (soit près de 1,8 Md€ en valeur actualisée au moment de l'arrêt en 2020).

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 25%, soit 1,2 Md€, la VAN du réacteur serait de 0,8 Mds€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait la valeur du réacteur à 0,8 Md€ ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, la VAN du réacteur serait alors de 0,5 Md€.

- **Option de sortie complète du nucléaire**

Cette option conduit à relever les mêmes défis que ceux indiqués dans l'option de réduction progressive du nucléaire mais avec une contrainte de temps nettement plus sévère qui entraîne de nouveaux défis :

- construire de nouvelles centrales utilisant des énergies fossiles (sans doute CCG), au moins à court terme tant que les EnR ne sont pas prêtes à s'y substituer, de façon à compenser la baisse de production nucléaire (cf. situation allemande où il est prévu la construction de plus de 10 GW de centrales utilisant des énergies fossiles) ;
- dégager les moyens financiers nécessaires à des investissements massifs dans le système énergétique sur une période de temps courte ;

- renforcer les infrastructures de réseau de transport et de distribution de l'électricité aujourd'hui conçu pour un parc de production relativement centralisé et optimisé ;

(1) VAN : valeur actualisée nette.

- mettre en place des procédures d'effacement substantiel pour les consommations de pointe ;

- renoncer aux nouveaux usages de l'électricité qui aurait permis de la substituer aux énergies fossiles (par exemple les véhicules électriques).

Un autre défi réside dans la compatibilité de l'option de sortie complète du nucléaire avec une limitation de l'usage des énergies fossiles afin de lutter contre le changement climatique. Seul le scénario Négawatt donne une vision d'un système énergétique cohérent, mais dont le coût est difficile à estimer et qui repose sur deux paris : le développement de la technique de méthanation (voir chapitre 4) pour compenser les intermittences des EnR et l'aptitude de la société française à s'engager rapidement dans la voie d'une sobriété énergétique très grande, y compris pour les comportements (nourriture, production locale, limitation des voyages, etc.).

En conclusion, il apparaît que, quelle que soit l'option envisagée pour se substituer au parc nucléaire existant dans l'hypothèse d'une durée d'exploitation limitée à 40 ans, elle entraînerait une dégradation sensible d'au moins un des critères d'appréciation du mix électrique que sont les émissions de gaz à effet de serre, la sécurité d'approvisionnement et la réduction du déficit de la balance commerciale. Par ailleurs, toutes ces options conduiraient à un surcoût pour la production d'électricité, dégradant la compétitivité du parc de production, et imposent de réaliser des investissements massifs dans des délais contraints. Comme l'indique le paragraphe suivant, la trajectoire optimale consisterait donc à prolonger la durée d'exploitation des réacteurs existants, sous réserve que cela satisfasse aux exigences de l'ASN.

B) Opportunité de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel

En France les réacteurs n'ont pas de limite de durée d'exploitation fixée par les pouvoirs publics (voir chapitre 3 et annexe). Ils donnent lieu à un réexamen approfondi tous les 10 ans et la poursuite de leur exploitation est conditionnée à la mise en œuvre des prescriptions prises par l'ASN à cet effet. La prolongation de durée d'exploitation ici considérée s'entend au-delà des quatrièmes visites décennales, échéance qui ne peut pas être dépassée sans d'importants travaux. Plutôt qu'une option à proprement parler, l'opportunité de prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires peut se conjuguer avec plusieurs des scénarios étudiés (certains donnent une capacité totale à 2020, 2030 ou 2050 mais ne se prononcent pas sur la façon dont est composé le parc). Il peut y avoir ou non construction de nouveaux réacteurs avant ou après les horizons de 2030 (horizon des 5èmes visites décennales des réacteurs français les plus anciens) ou 2040, mais on peut admettre que l'option de prolongation signifie qu'au moins à la première de ces deux dates il y aura mise à disposition, pour la consommation intérieure ou extérieure, d'un socle minimum d'énergie électrique totale annuelle d'origine nucléaire, donc en base, voisin de la production actuelle, donc de l'ordre de 400 à 450 TWh par an.

Si le parc actuel était exploité pour une durée moyenne de 60 ans, le besoin de remplacement des centrales serait limité avant 2035-2040 et les réacteurs ne seraient effectivement remplacés, vraisemblablement, que si la demande d'électricité le justifiait.

La prolongation de la durée de fonctionnement implique des investissements non négligeables de jouvence qui, selon EDF, pourraient correspondre à un coût de l'ordre de 860 M€ par réacteur, y compris les premières mesures de renforcement de la robustesse des réacteurs à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Toutefois, les prescriptions que prendra l'ASN ne sont pas précisément connues à ce jour, tant pour ce qui concerne les suites des évaluations complémentaires de sûreté que la poursuite d'exploitation au-delà de quarante ans, ces deux processus étant en cours d'instruction. Par conséquent, ces chiffres doivent être considérés comme une première évaluation. Cette option de prolongation s'avère de loin la moins coûteuse en termes d'investissements jusqu'à 2035-2040, quel que soit le scénario alternatif où il y aurait remplacement de réacteurs par un quelconque autre moyen de production. Et c'est elle qui permet de produire les kWh les moins coûteux. Il faut noter que l'effort à consentir pour réaliser les investissements de jouvence est lui-même important en termes de contenu industriel, opérationnel, organisationnel et scientifique

Toutefois, il s'agit de ne pas reporter de 10 ou 20 ans les difficultés mentionnées au paragraphe précédent. En cela, la prolongation de la durée d'exploitation offre deux opportunités majeures :

- les vingt années potentielles de production supplémentaire pourraient être mises à profit pour lisser l'investissement de renouvellement du parc nucléaire, afin de ne pas reproduire le mur des investissements hérités des années 80 lors de la construction du parc actuel. Par ailleurs, la priorité absolue conférée à la sûreté, devrait inciter à la construction de capacités de production pour tenir compte de l'éventualité d'un arrêt avant 60 ans d'un ou plusieurs réacteurs. Ainsi, la construction de quelques EPR à intervalles réguliers pourrait y contribuer, en permettant d'enrichir, de maintenir et de stimuler les compétences de l'industrie nucléaire française, et offrirait l'opportunité d'exporter vers le reste de l'Europe, qui aura besoin d'électricité « bas-carbone » ;

- les vingt années potentielles de production supplémentaire pourraient permettre à certaines technologies de devenir matures sur les plans économiques et techniques, de sorte qu'elles puissent contribuer à la décarbonisation du mix électrique au moment du renouvellement du parc nucléaire prolongé. On peut penser aux EnR, au CSC, au stockage de l'électricité, à gen-4,…

Dès lors que la sûreté serait considérée comme assurée, tout scénario qui profiterait de la possibilité de prolonger la durée d'exploitation du parc actuel serait par ailleurs compatible avec un certain développement des EnR permettant à la France de maintenir et développer sa compétence sur les deux filières. Ceci serait d'autant plus le cas que les investissements en R&D pourraient aboutir à de nouvelles techniques qui seront matures vers 2030-2035, à l'aube de l'horizon de renouvellement des centrales.

A cet égard, la France est dans une situation sensiblement différente de celles de ses voisins dont les centrales ne sont pas prolongeables : soit parce qu'il a été décidé de les fermer (cas de l'Allemagne), soit parce qu'elles sont trop vétustes (Royaume-Uni).

C) Accélération du passage à la 4ème génération de réacteurs

Beaucoup d'incertitudes planent sur la possibilité de mettre en œuvre une accélération, par rapport à un échéancier « de base » d'un déploiement des réacteurs de 4ème génération (Gen-4) à partir de 2040. Malgré de très fortes contraintes (technique, économique, échéanciers et qualifications de sûreté,…), les bénéfices éventuels sont bien identifiés : en termes industriels, la France pourrait évidemment conforter son rôle de leader mondial sur les technologies du nucléaire civil.

D'un point de vue économique et de sécurité énergétique, l'intérêt premier des réacteurs de 4ème génération à neutrons rapides est de pouvoir disposer d'un approvisionnement en électricité de très long terme avec les stocks d'uranium appauvri aujourd'hui disponibles sur le territoire français. Ces réacteurs peuvent en effet utiliser tout le potentiel énergétique de l'uranium naturel et en particulier « brûler » l'uranium 238 (isotope le plus abondant et présent à plus de 99 % dans l'uranium naturel) mal utilisé dans les réacteurs actuels à eau de génération 2 ou 3 qui brûlent majoritairement l'isotope 235 de l'uranium (présent à environ 0,7 % dans l'uranium naturel). Ainsi, les RNR de 4ème génération permettent de multiplier par un facteur de l'ordre de 50 à 100 la valeur énergétique de l'uranium naturel.

Rappelons que le cycle de ces réacteurs nécessite le recyclage des combustibles usés et par conséquent que le maintien de ces compétences est un enjeu pour le développement de cette filière.

Toutefois, le surcoût de ces réacteurs Gen-4 à neutrons rapides, évalué en première analyse par le CEA entre 20 et 30 % du coût d'un réacteur de type EPR, ne justifie pas économiquement le déploiement rapide de tels réacteurs, tant que la ressource en uranium naturel est suffisamment abondante et bon marché.

Les recherches conduites par le CEA sur ces systèmes dits de 4ème génération portent sur deux concepts de réacteurs qui diffèrent par leur caloporteur et leur degré de maturité : les réacteurs rapides refroidis au sodium avec le projet de prototype ASTRID et les réacteurs rapides refroidis au gaz comme autre solution. Le programme en cours vise à rendre possible de développer ces réacteurs, si les conditions sont réunies, à partir de 2040 selon le « cas de base » retenu par les principaux acteurs du nucléaire (EDF, AREVA et le CEA). Dans ce cas, ils coexisteraient pendant une cinquantaine d'années avec les réacteurs à eau.

Le CEA a évalué un cas dans lequel les réacteurs Gen-4 seraient développés plus tôt que dans le « cas de base ». Le principal résultat de l'étude, qui n'a pas été évaluée comme un scénario complet et ne figure pas dans les analyses comparées de ce rapport, est qu'une accélération de 5 ans permettrait, par rapport au scénario de base, de disposer d'un parc plus important de réacteurs à neutrons rapides au milieu du siècle (près de 50 % du parc) compte tenu de la dynamique de renouvellement du parc existant. En outre, ce scénario pourrait avoir l'avantage d'accélérer de cinq ans la disponibilité de caractéristiques potentielles des réacteurs à neutrons rapides qui seraient de réduire les importations d'uranium (de l'ordre de 55 000 t sur 60 ans par rapport au scénario d'arrivée de ces réacteurs en 2040) et de permettre une flexibilité supérieure du parc via leur potentiel de gestion du plutonium (le stock peut être ajusté au niveau requis, et ceci même dans un scénario de sortie graduelle du nucléaire). Les surcoûts d'une telle anticipation seraient de l'ordre de deux milliards d'euros par an pendant la quinzaine d'années de montée en puissance du parc de réacteurs à

neutrons rapides, par rapport au scénario de base. Enfin, la disponibilité d'un réacteur à neutrons rapides industriel, si un marché se développait au terme des deux prochaines décennies, serait un avantage déterminant pour placer la technologie nationale (associée le cas échéant avec un partenaire étranger) dans une position de leader mondial.

Ce nouveau scénario construit par le CEA pour la commission « Energies 2050 » correspond donc à un cas très volontariste de mise en service du premier réacteur dès 2035. Il faut toutefois noter qu'accélérer la mise en service de ces réacteurs impliquerait une accélération et une intensification très forte des programmes de R&D avec une limitation dans le temps de l'acquisition du retour d'expérience. Pour disposer d'une durée minimale de retour d'expérience de l'exploitation du prototype Astrid (5 ans semble être un minimum), cela supposerait que sa construction ainsi que celle du premier réacteur industriel soient réalisées en moins de 6 ans[1], que les démonstrations de sûreté soient menées rapidement et que l'instruction de sûreté soit conduite dans des délais contraints, tant pour le prototype ASTRID que pour le premier réacteur industriel, que les installations nécessaires au cycle du combustible des RNR soient construites et mises en service dans des délais cohérents et que les financements nécessaires soient réunis.

Cette date de 2035 ne peut donc être prise comme un objectif - non garanti - qu'au prix d'un effort très important dès maintenant, et l'atteinte de cet objectif se heurterait certainement des difficultés d'ampleur, dans un contexte de forte pression pour la sûreté et l'économie. In fine, cette étude montre que le calendrier du programme actuel est raisonnablement défini et que la date de mise en service d'un réacteur industriel de 4ème génération en 2040 du scénario « de base », si les besoins s'en font sentir, reste plus réaliste.

3.3. Quelques éléments quantifiés de comparaison de ces différentes options

Ce paragraphe cherche à donner quelques éléments chiffrés de comparaison entre les quatre options présentées ci-dessus en termes de coût de la production de l'électricité en 2030, des émissions de gaz à effet de serre de ce secteur et de leur impact sur le PIB et l'emploi :

- le calcul du coût de la production d'électricité en 2030 s'appuie sur un regroupement des scénarios étudiés dans le chapitre précédent en quatre familles proches des options présentées plus haut et en un calcul du coût complet moyen de ces différents scénarios, option par option ;
- le chiffrage des émissions de CO_2 en 2030 repose sur le même regroupement et sur le calcul moyenné des émissions de CO_2 au sein de chaque famille ;
- les estimations d'emplois s'appuient sur les chiffres obtenus par le modèle Némésis, à partir des scénarios de l'UFE : ils sont discutés à partir des estimations du centre d'analyse stratégique présentés en détail en annexe et des résultats d'autres modèles macroéconomiques.

Un calcul en coûts complets présente l'avantage d'apporter un éclairage supplémentaire à celui des chroniques d'investissement en intégrant les dépenses

(1) La durée de construction du premier EPR, à Flamanville, devrait être de 8 à 9 ans selon EDF.

d'exploitation qui peuvent s'avérer très importantes dans le cas d'une utilisation importante de combustibles fossiles, en particulier de gaz. Ce travail ne constitue néanmoins qu'une première approche : les limites du calcul du coût complet de la production d'électricité sont présentées à la fin du paragraphe les présentant. Seule une modélisation complète des scénarios correspondant aux quatre options envisagées pourrait permettre de donner des chiffres précis. Une telle modélisation demanderait cependant plusieurs mois : elle ne pouvait donc être réalisée dans le délai laissé à la Commission.

Les résultats de ce paragraphe sont donc à considérer avec une certaine prudence : néanmoins, au-delà des incertitudes qui s'attachent à chacun d'entre eux mais qui sont traités par des variantes, ils permettent de dégager un certain nombre d'enseignement suffisamment robustes pour être exposés dans le présent chapitre.

- **Méthodologie retenue pour le regroupement des scénarios**

Dans ce paragraphe, les différents mix énergétiques des scénarios étudiés dans le chapitre précédent ont été regroupés en quatre familles proches des options envisagées par la saisine de la Commission et en effectuant compléments d'hypothèses dans la composition des mix afin de pouvoir les comparer plus facilement :

- prolongation du nucléaire historique[1]: cette famille correspond à la première option « Opportunité de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel ». Il s'agit des scénarios de « référence de RTE », « UFE 70 % de nucléaire » et « AREVA prolongation du nucléaire ». Dans ces scénarios, les tranches nucléaires ont toutes vu leur durée de vie portée à 60 ans ;

- EPR accéléré : c'est l'option « accélération du passage à la 3ème génération » et se retrouve dans les scénarios « Négatep » et « AREVA EPR accéléré ». La durée de vie des tranches nucléaires historiques est ramenée à 40 ans moment où elles sont remplacées par des EPR. Dans le scénario Négatep, la puissance nucléaire augmente sensiblement ;

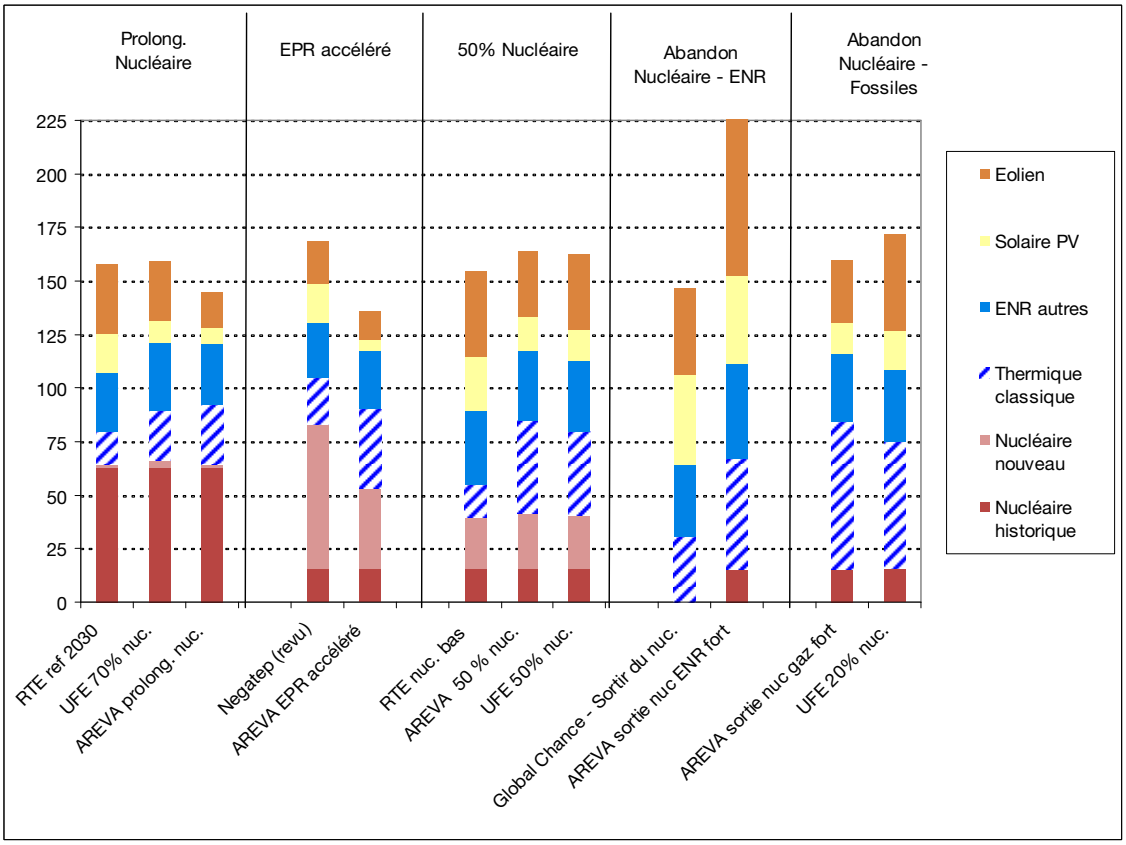
- sortie partielle du nucléaire : elle correspond à l'option de réduction progressive du nucléaire ; Ce sont les scénarios « RTE nucléaire bas », « AREVA 50 % de nucléaire » et « UFE 50 % de nucléaire ». L'hypothèse est faite que les tranches nucléaires sont déclassées au bout de 40 ans et remplacées « 1 pour 2 » par des EPR. Leur remplacement se fait par un mix d'EnR et de centrales thermiques fossiles, CCG principalement ;

- sortie totale du nucléaire : les tranches nucléaires sont déclassées au bout de 40 ans (sauf dans le scénario « Global Chance » où elles sont déclassées plus vite), pour être alors remplacées soit plutôt par des EnR (scénarios « Global Chance » et « AREVA sortie du nucléaire EnR fort »), soit plutôt par des centrales thermiques fossiles (scénarios « AREVA sortie du nucléaire fossiles fort », « UFE 20 % de nucléaire »).

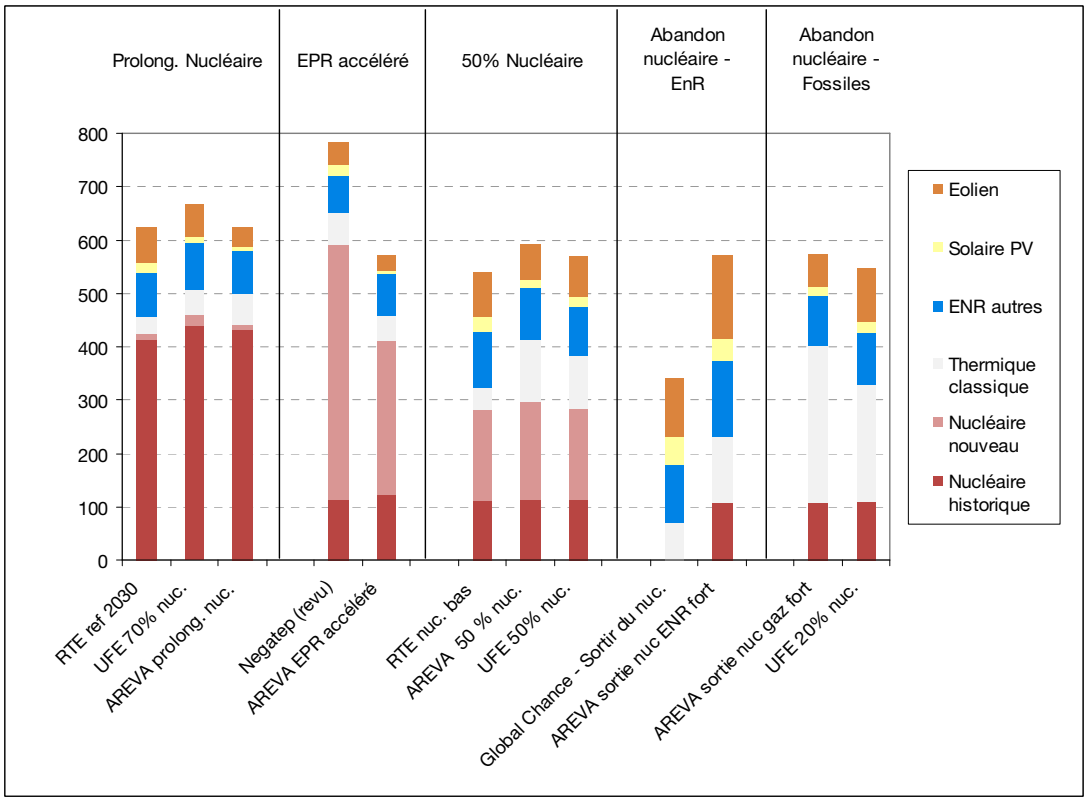
(1) Le scénario de réacteurs Gen-4 n'a pas été analysé ici car proche du scénario de nucléaire en continuité, avec un coût proche, dès lors que les conditions de construction de tels réacteurs sont réunies.

La typologie des divers scénarios apparaît bien dans le diagramme triangulaire présent dans le paragraphe 3.1 de ce chapitre et montrant l'évolution de chacun d'eux vers le nucléaire, les fossiles ou les EnR. L'intérêt de travailler sur des scénarios existants, plutôt que d'en reconstruire *ab abstracto*, est de profiter de l'expertise de leur concepteur en amont. Ces scénarios doivent répondre en effet à certains critères de cohérence, vis-à-vis de la gestion du système électrique en particulier (le parc doit être adapté, c'est-à-dire disposer des bonnes proportions de moyens de base, de semi-base et de pointe). Les scénarios de l'UFE et de RTE apparaissent plus robustes de ce point de vue et auraient pu servir de référence, mais ils ne couvrent pas la palette de toutes les options devant être traitées. Un récapitulatif des scénarios groupés par options est donné ci-dessous :

Graphique 3 : Scénarios à 2030 par options - Capacités en GW



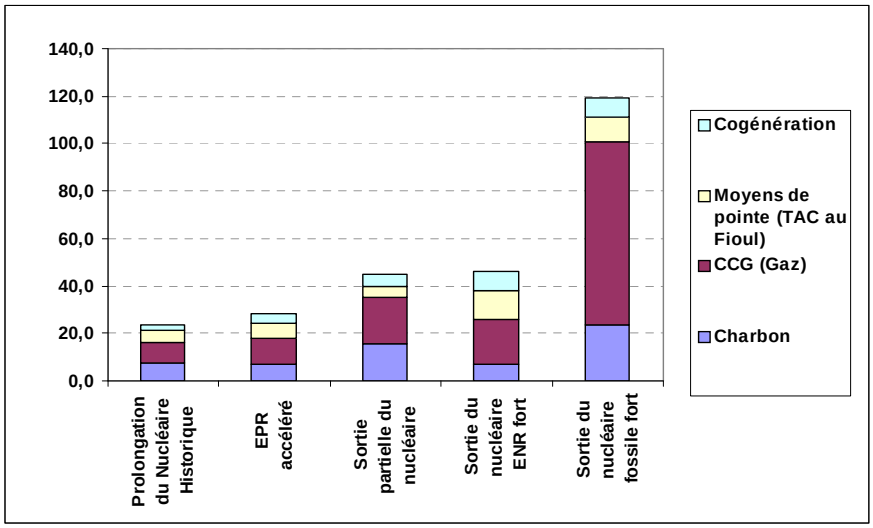
Graphique 4 : Scénarios à 2030 par options – Production en TWh



- **Émissions de CO_2**

L'application d'émissions unitaires normatives de CO_2 à ces bilans physiques permet d'évaluer les émissions globales, par options. Dans un souci de simplification, les émissions unitaires de CO_2 retenues sont celles des centrales de 2010, ce qui introduit un léger biais car elles dépendent de la nature exacte du combustible qui sera utilisé à l'horizon considéré et aux rendements des différentes centrales à ce moment-là.

Graphique 5 : Emissions de CO_2 par options en 2030 (en millions de tonnes)



L'origine des émissions (charbon, gaz, moyens de pointe, cogénération) est représentée à titre indicatif. Seule l'option sortie du nucléaire avec remplacement majoritaire par des centrales fossiles présente des niveaux d'émissions de CO_2 importants, de plus de 100 Millions de tonnes par an. Cette valeur aurait été plus élevée encore si le charbon avait été utilisé à la place du gaz. Un tel niveau semble incompatible avec les engagements français soit européens (3 x 20 %), soit nationaux (facteur 4 en 2050), sauf à augmenter drastiquement l'effort de réduction d'émissions des autres secteurs (habitat et transport).

Tous les autres scénarios ont des émissions de CO_2 qui restent contenues (excepté peut-être dans la fourchette haute de l'option sortie partielle du nucléaire – non représentée -, si celui-ci est en partie remplacé par des fossiles). Ce niveau d'émissions semble difficilement compressible, un « talon » de production à base de centrales fossiles étant nécessaire pour assurer le back-up des énergies intermittentes et apporter la souplesse nécessaire au système électrique pour assurer le suivi de charge.

Dans l'évaluation économique, le prix du CO_2 a été fixé à 50 euros par tonne et ne fait pas l'objet de variantes[1]. L'impact d'un prix appliqué au CO_2 reste inférieur à 2,5 €/MWh dans les options de prolongation du nucléaire, ou dans les options de sortie partielle ou totale si celui-ci est remplacé par des EnR. En cas de remplacement par des fossiles, il peut dépasser 10 €/MWh[2]. Ce surcoût figure dans les graphes de résultat ci-dessous.

- **Coût complet de la production d'électricité en 2030**

Ces quatre familles représentent bien les grandes options possibles pour un futur à 2030 et sont analysées ici d'un point de vue économique, selon la méthode des coûts complets, c'est-à-dire en intégrant les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que les coûts des combustibles[3]. Un bref rappel de la définition des coûts complets est donné dans le chapitre 4.

L'année retenue est 2030, assez proche pour que la structure des coûts observés aujourd'hui ait des chances raisonnables de pouvoir s'appliquer[4], mais assez lointaine pour que la photo d'une année « en régime de croisière » puisse être prise.

Cette analyse cherche à donner le coût économique du MWh produit par type de mix électrique et est à distinguer de l'évaluation économique d'un arrêt instantané d'une ou plusieurs tranches nucléaires qui est effectuée à la marge du système.

---

(1) Celles-ci peuvent être effectuées facilement, soit approximativement à la lecture des histogrammes reproduits dans les différents paragraphes présentant les résultats, soit précisément grâce aux tableaux de résultats complets fournis en annexe.
(2) Un CCG émet environ 400 g CO_2/kWh et une centrale à charbon entre 800 g et 1 kg selon son rendement. Le surcoût CO_2, si celui-ci est valorisé à 50 €/tonne est donc respectivement de 20 €/MWh et 40 ou 50 €/MWh.
(3) Ce sont des coûts de centrales « sur étagère », comme ceux qui peuvent être évalués dans des exercices de type Coûts de référence de la DGEC ou encore de l'OCDE. Il convient de les distinguer des prix au consommateur final (qui incluent d'autres facteurs concourant à la fourniture, y compris les taxes).
(4) En 2050, la plupart des experts auditionnés ont reconnu qu'un exercice d'évaluation économique était aventureux.

Les résultats sont fournis sous la forme du coût complet moyen (moyenne des différents coûts des filières pondérée par les productions respectives). A l'intérieur de chaque famille de scénarios, représentant chaque option, sans anticiper sur les résultats, les coûts présentent une dispersion suffisamment faible pour permettre de tirer les enseignements souhaités[1].

Les scénarios présentent des niveaux de production contrastés, qui correspondent à des politiques plus ou moins poussées de MDE ou d'efficacité énergétique. Deux scénarios ayant le même coût moyen du MWh auront en effet des coûts totaux de production en proportion de la production totale qu'ils prévoient et le scénario dans lequel la MDE est la plus poussée apparaîtra comme le plus économique si les coûts de mise en œuvre de cette MDE ne sont pas comptés. Le coût de ces politiques serait bien sûr à intégrer à un calcul global mais l'évaluation en coûts moyens du MWh permet de comparer les mix en s'affranchissant de leur taille, ce qui est ici le but recherché. Une description des différents mix a été faite au chapitre 4[2].

i) Hypothèses générales pour les coûts complets

Les hypothèses de coûts unitaires par énergies retenues par l'UFE dans ses scénarios, eux-mêmes basés sur les coûts de l'AIE constituent un bon vecteur prix de référence, mais ont été réévaluées, en particulier pour le charbon, dont le coût ici n'inclut pas le CO_2, et le PV. Ce dernier recouvre à la fois des technologies au sol, moins coûteuses et des panneaux en toitures. Pour mémoire, les coûts de raccordement, évalués à environ 20 €/MWh pour l'éolien et le photovoltaïque par l'UFE, ne sont pas intégrés. Ces hypothèses sont résumées dans le tableau ci-dessous (tous les coûts sont des coûts moyens en 2030 exprimés en euros constants de 2011) :

Filière	Coût complet
Charbon	60 €/ MWh
Hydraulique	55 €/ MWh
Thermique ENR	100 €/ MWh
Eolien Onshore	70 €/ MWh
Eolien Offshore	110 €/ MWh
PV	160 €/ MWh

Le choix de ces chiffres est évidemment capital pour la comparaison des scénarios, et des variantes s'imposent, en particulier pour les coûts du nucléaire et le prix du gaz bordés ci-dessous. Une variante avec un coût des EnR plus élevé sera également réalisée, afin d'estimer l'impact d'une maturation plus lente que prévue de ces filières. Il est important de rappeler, même ce cela est déjà dit ailleurs dans ce rapport, que ces coûts correspondent à des installations dites « sur étagère », qu'ils ne représentent que partiellement le service qu'elles rendent au réseau et qu'ils ne comprennent pas les coûts de raccordement qui peuvent s'avérer très élevés pour certaines technologies (par exemple l'éolien en mer, où ils peuvent atteindre plusieurs dizaines d'euros par MWh).

(1) L'option de remplacement par des réacteurs de génération 4 n'est pas évaluée à cause de l'absence d'éléments de coûts. L'horizon retenu, 2030, est trop rapproché également pour voir la maturité de cette technologie.
(2) Il a été mis en évidence les différences existant dans les taux d'utilisation des différentes filières au chapitre 4.3, qui peuvent apporter un biais aux évaluations économiques.

ii) Hypothèses sur les coûts du nucléaire

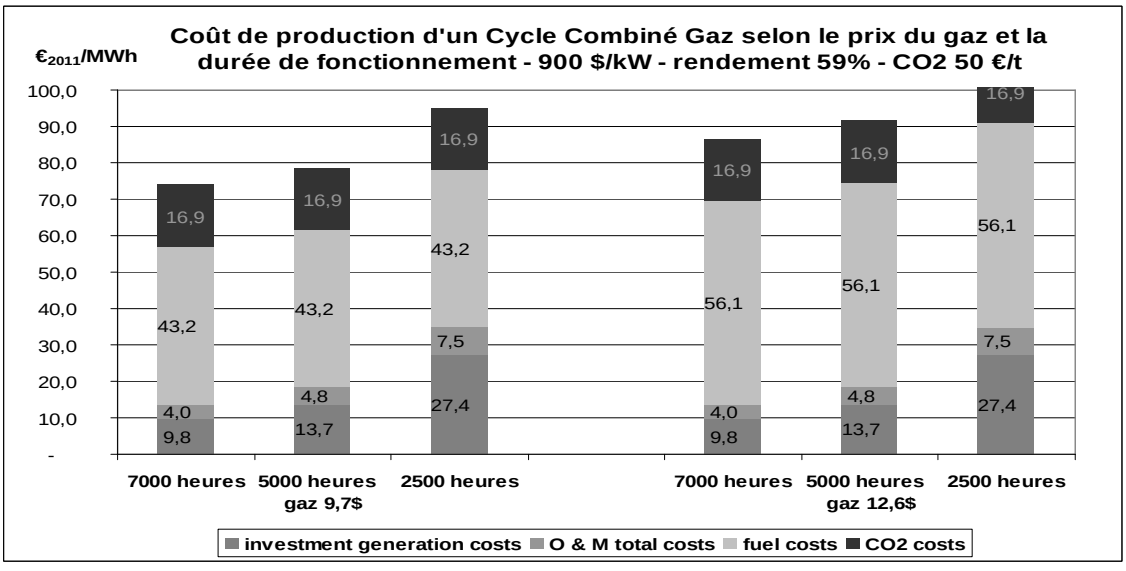
Pour le nucléaire historique, le coût moyen retenu pour 2030 est de 39€$_{2011}$/MWh, ce qui correspond aux évaluations faites dans le rapport « Champsaur ». Celui-ci ne tient pas compte des prescriptions de l'ASN post Fukushima, mais il s'agit d'un coût moyen sur 2011-2025. Au-delà de 2025, il n'y a pas d'évaluation du coût de production du nucléaire historique, on peut imaginer qu'il va baisser parce que, d'une part, les investissements de prolongation auront été réalisés et financés en grande partie, d'autre part, le capital investi lors de la construction du parc aura été totalement rémunéré. Mais, dans le même temps, il y a au moins deux facteurs qui vont ou qui peuvent faire augmenter ce coût : les prescriptions de l'ASN post Fukushima dont il n'est pas tenu compte dans Champsaur, ainsi que les mesures complémentaires que pourraient prendre l'ASN lors des visites décennales à 40 ans ou à 50 ans. Pour intégrer ces incertitudes, les évaluations sont faites pour la fourchette [-10 % - +10 %], soit 35 et 43 €/MWh.

Pour le nucléaire en développement, la fourchette 55 – 75 €/MWh est retenue avec une valeur basse qui se décompose schématiquement en 35 €/MWh d'investissement, 12 €/MWh d'exploitation et 8 €/MWh de combustible, et une valeur haute correspondant à l'estimation haute du rapport de la Cour des Comptes[1].

Nucléaire	***coût nucléaire bas***	***coût nucléaire haut***
Nucléaire nouveau	*55 €/ MWh*	*75 €/ MWh*
Nucléaire historique	*35 €/ MWh*	*43 €/ MWh*

iii) Hypothèses sur le prix du gaz

Certains moyens de production sont très capitalistiques (EnR, nucléaire), tandis que le coût complet d'un CCG (Cycle Combiné Gaz) est constitué aujourd'hui pour près des ¾ par le coût du combustible. Cela rend nécessaire l'analyse de la sensibilité des coûts au prix du gaz qui est résumée dans le graphique ci-dessous :



(1) Audition de Mme Pappalardo du 21 décembre 2011.

Le tableau ci-dessous reprend également le coût moyen des autres moyens pouvant fonctionner au gaz, moyens de pointe et installations de cogénération. Ces coûts n'intègrent pas le prix du CO_2.

	prix du gaz bas	**prix du gaz haut**
prix du gaz	*9,7 $/MBtu*	*12,6 $/MBtu*
CCG (Gaz) 7000 heures	57 €/ MWh	70 €/ MWh
CCG (Gaz) 2500 heures	78 €/ MWh	91 €/ MWh
Moyens de pointe	200 €/ MWh	240 €/ MWh
Cogénération fossile	100 €/ MWh	120 €/ MWh

La durée de fonctionnement de 7000 heures (soit un facteur de charge de 80 %) correspond à celle des tranches nucléaires en moyenne dans les scénarios considérés. Le coût correspondant est utilisé dans l'option où le gaz remplace ce dernier, comme moyen de base. Dans les autres options, la durée d'utilisation de 2500 heures correspond soit à une utilisation en semi-base, soit à une utilisation en back-up d'énergies intermittentes[1].

iv) Résultats Variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut»

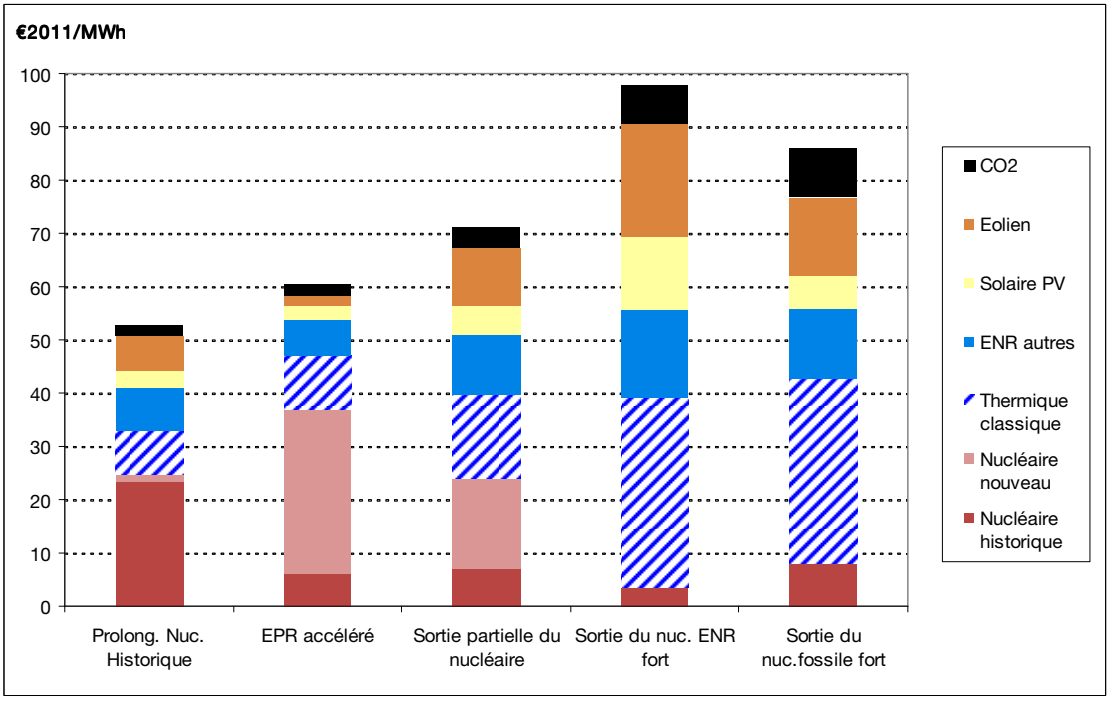
Les résultats sont fournis sous la forme d'histogrammes, la hauteur totale de chaque barre de l'histogramme correspondant à la moyenne des coûts complets moyens du MWh des scénarios de l'option. A titre illustratif, la part de chaque filière est représentée et permet d'estimer quel est son poids dans la composition de ce coût.

On remarquera que l'hydraulique, dont le coût et la production sont pratiquement identiques pour tous les scénarios, a un poids plus fort dans certains scénarios où la consommation totale est plus faible que dans les autres scénarios, et à l'opposé, moins important dans les scénarios à forte demande.

Sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire, et principalement de nucléaire historique ont les coûts moyens de production les plus faibles. Dans les scénarios d'une même option, ceux qui présentent les coûts les plus élevés sont ceux qui ont le plus fort taux d'EnR et dans ceux où le nucléaire est abandonné, ce sont les scénarios préférant développer des CCG plutôt que des EnR qui apparaissent plus avantageux, même si l'écart est réduit par la prise en compte du coût du CO_2 émis.

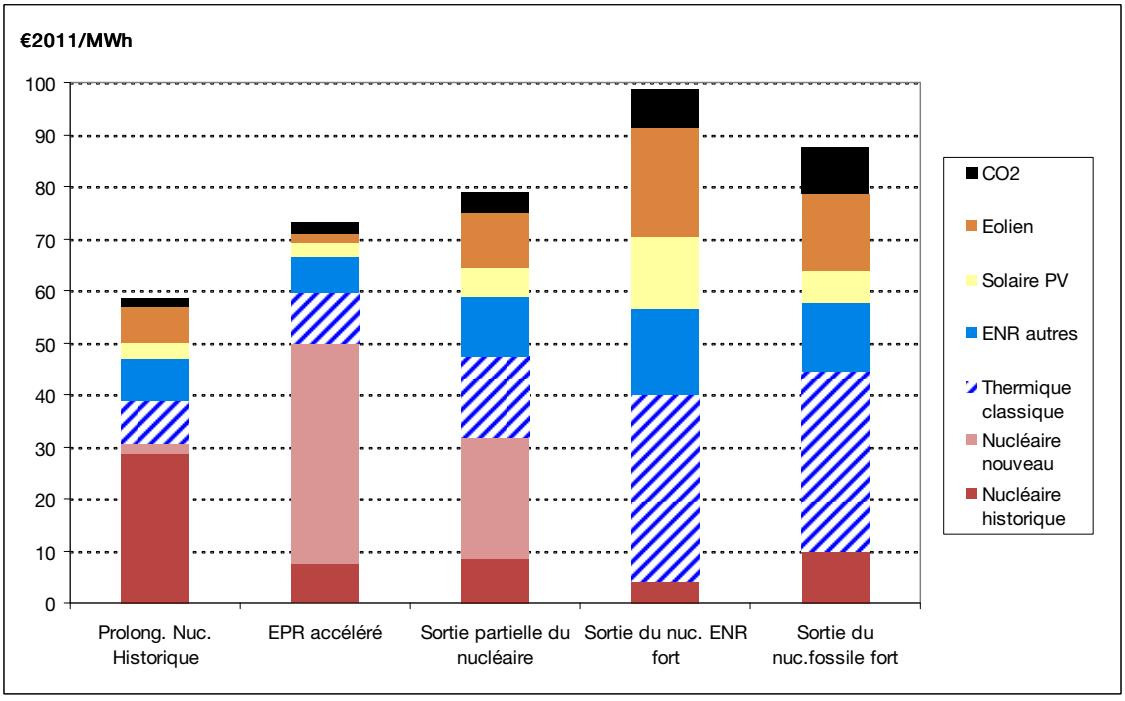
1 L'idéal serait de reprendre les durées d'utilisation par scénario et de calculer le coût complet correspondant. Les durées d'utilisation sont évaluées à partir de modèles dynamiques d'équilibre offre/demande, ce que seuls RTE et dans une certaine mesure l'UFE ont réalisé. Les autres scénarios ne distinguent pas les moyens thermiques entre eux et mériteraient une analyse plus approfondie quant à leur viabilité. Ces types de calcul, réservés à des équipes spécialisées disposant de modèles ad-hoc, dépassent largement le cadre de cette étude.

Graphique 6 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz haut



v) Résultats Variante « coût du nucléaire haut - prix du gaz haut»

Graphique 7 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz haut

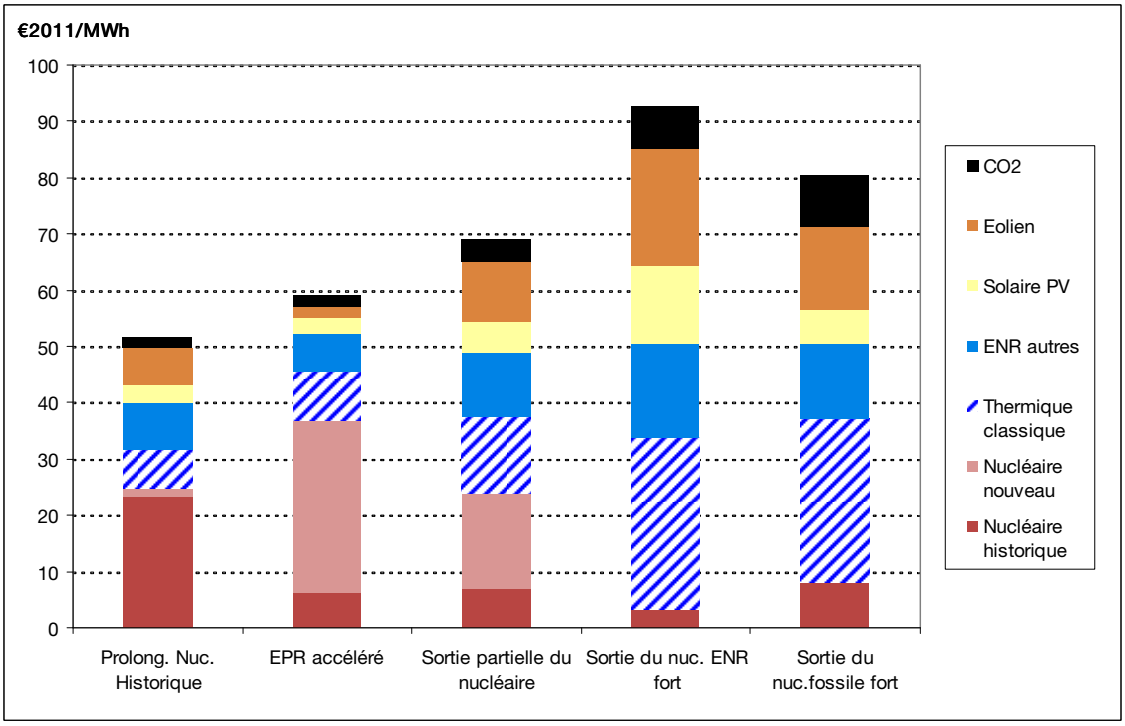


Toujours sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire historique restent les plus avantageux, même si l'écart se réduit avec les scénarios de

l'option « EPR accéléré ». Les scénarios de sortie partielle du nucléaire apparaissent pénalisés par leur fort pourcentage d'EnR.

vi) Résultats Variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz bas»

Graphique 8 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz bas

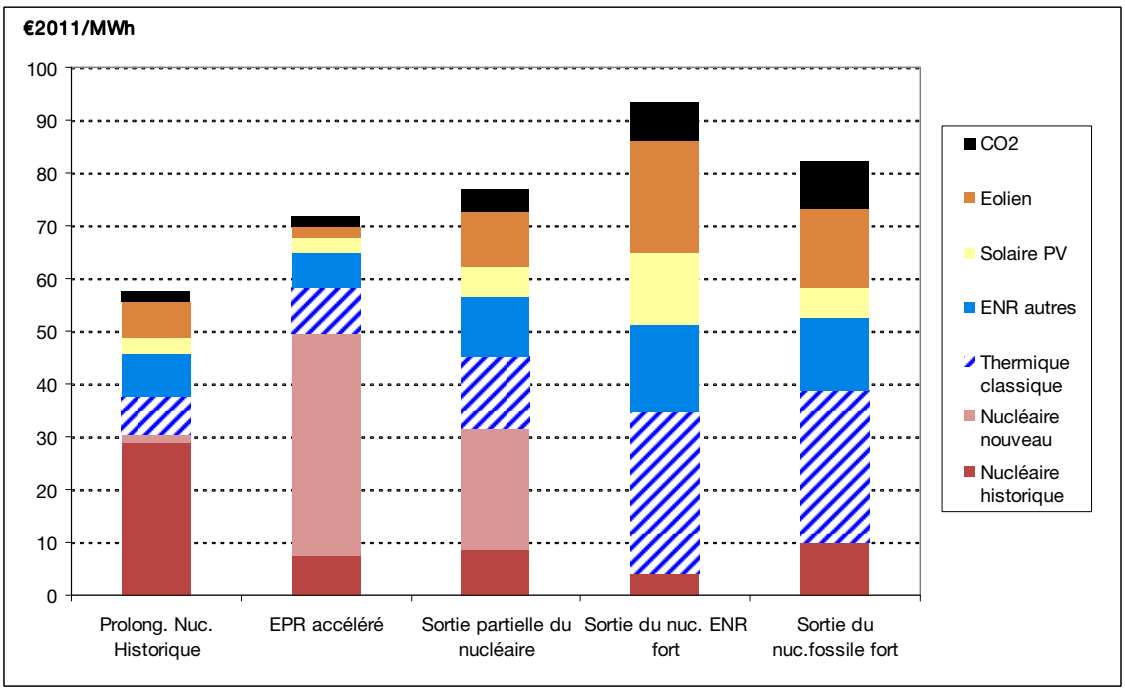


Avec des coûts du nucléaire historique dans le bas de la fourchette, même avec du gaz à un prix plutôt économique, il reste intéressant de prolonger les tranches en fonctionnement. Par contre le nucléaire en développement (EPR) se retrouve en compétition directe avec le gaz même si l'on intègre sa composante CO_2. Le critère de sélection entre les deux filières est à rechercher ailleurs (renforcement de la contrainte CO_2 et/ou atteinte des objectifs environnementaux, disponibilité de la ressource, sécurité d'approvisionnement, etc.). Les scénarios de sortie du nucléaire avec remplacement par une forte proportion d'EnR ont des coûts moyens qui demeurent élevés, tandis que ceux qui optent pour un remplacement par des CCG ont des coûts moyens qui baissent nettement, mais demeurent plus élevés que ceux conservant une certaine capacité nucléaire, à cause de la proportion d'EnR significative de leur mix et de la part CO_2. Ces scénarios engendrent en effet des émissions de CO_2 supérieures à 100 millions de tonnes par an.

vii) Résultats Variante « coût du nucléaire haut - prix du gaz bas»

Même dans les conditions les plus défavorables, l'option de prolongation du nucléaire historique est toujours la plus intéressante économiquement. Par contre le nucléaire en développement (EPR) se retrouve en position défavorable par rapport au gaz. Comme dans la variante précédente, mais de manière plus aiguë, le choix devra s'opérer sur d'autres critères : objectifs environnementaux disponibilité de la ressource, sécurité d'approvisionnement, etc.

Graphique 9 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz bas



viii) Résultats Variante « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut – ENR haut »

Afin d'évaluer l'impact de coûts plus élevés que prévus des EnR, une variante a été effectuée en augmentant ceux-ci de 10 % (sauf l'hydraulique), sur la base du scénario coût du nucléaire bas - prix du gaz haut.

Graphique 10 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas, prix du gaz haut, et coût des EnR haut

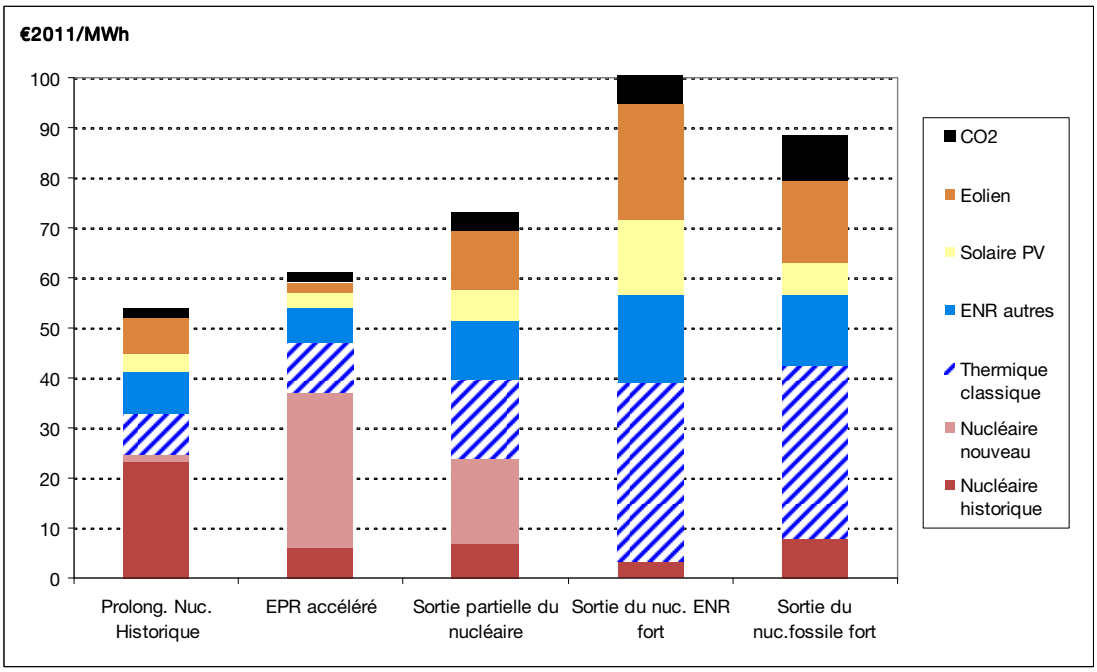


Tableau récapitulatif par variantes et par options

Le tableau ci-dessous reprend les coûts complets moyens de production en €2011/MWh, par option tels que représentés dans les histogrammes. En gras figure la moyenne des scénarios de l'option. Les deux autres valeurs représentent le haut et le bas de la fourchette à l'intérieur de l'option, de manière à montrer la dispersion à l'intérieur de la famille.

Tableau 3 : Coûts complets de production du kWh en 2030 (exprimés en euros 2011)

Options - €2011/MWh		*Prolong. Nuc. Historique*	*EPR accéléré*	*Sortie partielle du nucléaire*	*Sortie du nuc. ENR fort*	*Sortie du nuc.fossile fort*
Nucléaire bas - Gaz haut	*haut*	*53,7*	*62,8*	*74,1*	*106,7*	*86,8*
	moy.	*52,8*	*60,5*	*71,2*	*97,8*	*85,9*
	bas	*51,0*	*58,9*	*65,9*	*93,8*	*84,7*
- id - ENR haut	*haut*	*54,8*	*63,6*	*75,9*	*112,9*	*89,4*
	moy.	*54,0*	*61,1*	*73,2*	*102,2*	*88,5*
	bas	*52,5*	*59,3*	*68,3*	*97,3*	*87,2*
Nucléaire haut - Gaz haut	*haut*	*59,6*	*74,6*	*81,9*	*106,7*	*88,4*
	moy.	*58,6*	*73,2*	*79,0*	*98,6*	*87,7*
	bas	*56,6*	*72,2*	*73,8*	*94,9*	*86,9*
Nucléaire bas - Gaz bas	*haut*	*52,5*	*61,1*	*71,2*	*102,0*	*81,1*
	moy.	*51,6*	*59,1*	*69,1*	*92,6*	*80,4*
	bas	*50,3*	*57,6*	*64,9*	*88,3*	*79,4*
Nucléaire haut - Gaz bas	*haut*	*58,4*	*72,9*	*79,0*	*102,0*	*82,7*
	moy.	*57,5*	*71,7*	*76,8*	*93,4*	*82,2*
	bas	*56,0*	*70,9*	*72,9*	*89,5*	*81,6*

Note : dans les options où le nucléaire est majoritaire (« Prolongation » et « EPR accéléré »), leur coût moyen dépend bien sûr majoritairement de celui du nucléaire (« haut » ou « bas »), mais à la marge de celui du gaz ou des EnR qui sont présents dans tous les scénarios. Le constat est identique pour l'option où le gaz est majoritaire : s'il subsiste un peu de capacité nucléaire, à prix du gaz constant, le coût moyen varie marginalement selon que le coût du nucléaire est haut ou bas. Dans les options où il ne subsiste plus de capacité nucléaire, le coût moyen est bien sûr insensible à son coût. Les graphiques ci-dessus représentent la part de chacune des filières dans la constitution des coûts. Pour fixer les idées, un écart de 10 €/MWh entre deux options correspond à 5 Md€ si la production est de 500 TWh (de l'ordre de celle d'aujourd'hui). Certains scénarios font l'hypothèse d'une production inférieure, diminuant d'autant la facture finale. Dans ce cas, et comme cela a déjà été précisé, il faudrait également intégrer les dépenses d'efficacité énergétique au bilan global[1].

viii) Précautions d'usage et éléments de conclusion

Même si cela a déjà été dit dans ce rapport, il faut répéter que des coûts de production doivent être utilisés avec certaines précautions d'usage compte tenu en particulier de la grande incertitude qui règne, tant sur les prix des combustibles, et en particulier du gaz, que sur les autres composantes de l'investissement (matière première, main d'œuvre, principalement qualifiée, …).

(1) A priori le coût marginal de réduction de la demande est égal à celui de production autour de l'équilibre, ce qui justifie, en première approche, une comparaison des coûts complets moyens de production par MWh.

L'éclairage apporté par ce type d'évaluation a également ses limites car certains paramètres non pris en compte, peuvent revêtir une importance capitale bien que pas toujours quantifiable comme :

- la sécurité d'approvisionnement, particulièrement en ce qui concerne le gaz, car les ressources sont très concentrées, et les pays producteurs ne sont pas toujours politiquement très stables. Cette question mérite un développement en soi ;
- les risques divers liés par exemple à la localisation (source d'eau de refroidissement, acceptabilité, …), qui peuvent s'avérer rédhibitoires et bloquer toute implantation ;
- les coûts de renforcement du réseau. Le déploiement d'éolien, et de production décentralisée en général, peut augmenter de façon très importante le besoin en capacités de transport d'électricité, les lieux de production et de consommation étant souvent distants ;
- les coûts de *back-up* et d'exploitation du système électrique (gestion des EnR intermittentes). Cette question mérite également un développement en soi, l'affectation des coûts devant théoriquement se faire en partie à celui des EnR ;
- le coût des politiques de MDE et d'efficacité énergétique éventuellement mise en place ;
- L'image des coûts de production de l'électricité d'un parc donné en 2030 ne rend pas compte des dynamiques d'investissements dans ce parc. En particulier, dans le scénario de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel à 60 ans, les investissements de renouvellement du parc débuteraient à partir de 2030, entrainant une hausse sensible des coûts à partir de cette date.

Moyennant ces précautions d'usage, certaines conclusions peuvent être tirées de cette analyse. Dans la fourchette de coûts du rapport de la Cour de Comptes retenue ici, le nucléaire historique apparaît toujours compétitif et est difficilement concurrencé par le gaz, même avec des prix assez bas. Ce constat n'apparaît pas très étonnant dans la mesure où le parc actuel est largement amorti et que l'arrêt d'une tranche en état de fonctionnement ne peut que s'accompagner d'une dégradation du bilan économique d'ensemble. Ce constat est moins clair concernant le nucléaire en développement, surtout s'il est concurrencé par des centrales à gaz profitant d'un prix bas de cette énergie. D'autres considérations sont alors à prendre en compte, comme la sécurité d'approvisionnement et/ou le risque prix sur la durée, les émissions de GES (CO_2 mais aussi fuites de méthane) et capacités d'approvisionnement.

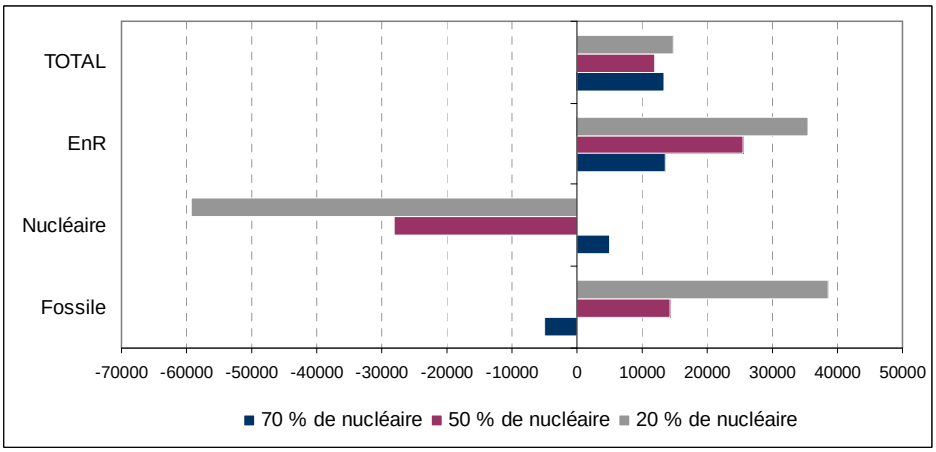
- **Ordre de grandeur des conséquences macroéconomiques sur le PIB et l'emploi**

Les conclusions et résultats présentés dans ce paragraphe proviennent en particulier du modèle Némésis (laboratoire Erasme, Centrale Paris) et des analyses du CAS. Les hypothèses relatives au mix de production électrique sont issues des scénarios UFE. Ce travail est utilisé comme référence car il a fait l'objet de nombreux échanges avec l'équipe de rapporteurs. D'autres contributions de modèles macroéconomiques ont été reçues, mais n'ont pu faire l'objet d'un tel examen approfondi dans les délais impartis et sont donc traitées plus succinctement à la fin du paragraphe.

Premièrement regardons les emplois directs nets, autrement dit les emplois crées et détruits dans les branches de la filière de production électrique. Selon les estimations du CAS (confirmées par le modèle Némésis), quel que soit le mix électrique, l'emploi net serait de quelques dizaines de milliers d'emplois. En effet, un mix électrique composé à 70 % de nucléaire et complété par des énergies renouvelables, conformément au Paquet Energie Climat, créerait 13 500 emplois par rapport à 2010, dans le secteur de la production électrique, notamment dans la construction, l'exploitation et la maintenance. Si le secteur thermique continuait de régresser dans la production électrique, entraînant des pertes d'emplois, la construction de 2 EPR, et le développement d'énergies éolienne et solaire contrebalanceraient ces pertes. Les emplois nets directs créés seraient légèrement inférieurs à ceux du scénario 70 % dans le cas du scénario 50 % (+11 850 contre +13 500 par rapport à 2010) et légèrement supérieurs dans le cas du scénario 20 % (+14 713 contre +13 500 par rapport à 2010). Ainsi les chiffres d'emplois sont très proches, quelque soit le scénario envisagé.

La capacité de la France à produire ses installations éoliennes au niveau national ferait la différence dans un scénario 20 %, mais les variations restent faibles (gain de 3 000 emplois dans le cas d'un ratio importations/marché intérieur proche de celui de l'Allemagne par rapport à un scénario 20 % avec le ratio importations/marché intérieur actuel de la France).

Variation de l'emploi direct en 2030 dans les filières électriques par rapport à la situation de 2010, hors effets macroéconomiques[1]



Source : Calcul CAS

Au-delà de l'emploi direct, d'autres effets interviennent et peuvent être plus importants. Premièrement, comme plusieurs intervenants l'ont rappelé lors des auditions, suite aux évènements de Fukushima, la France est aujourd'hui le fer de lance du nucléaire civil. Une sortie, même partielle, du nucléaire n'aurait pas que des

(1) Hypothèse : « 70 % de nucléaire » : 23 GW fossile, 66,4 GW nucléaire, 28 GW éolien, 10 GW PV ; « 50 % de nucléaire » : 39 GW fossile, 40,7 GW nucléaire, 35 GW éolien, 15 GW PV ; « 20 % de nucléaire » : 59 GW fossile, 15,7 GW nucléaire, 45 GW éolien, 18 GW PV. Les emplois dans l'hydraulique ne sont pas pris en compte car nous faisons l'hypothèse que ceux-ci ne varieront que faiblement compte tenu du faible gisement restant à exploiter. Ces emplois représentent ceux de la construction (liés à la variation de l'investissement d'une année à l'autre) et ceux de l'exploitation et maintenance (liés à la puissance cumulée).

effets liés à une baisse de l'investissement en France, elle aurait des impacts au-delà des frontières françaises, et se traduirait par un ralentissement, voire un abandon d'autres programmes nucléaires dans le monde. Ainsi, l'industrie française, de l'amont à l'aval, pourrait être impactée.

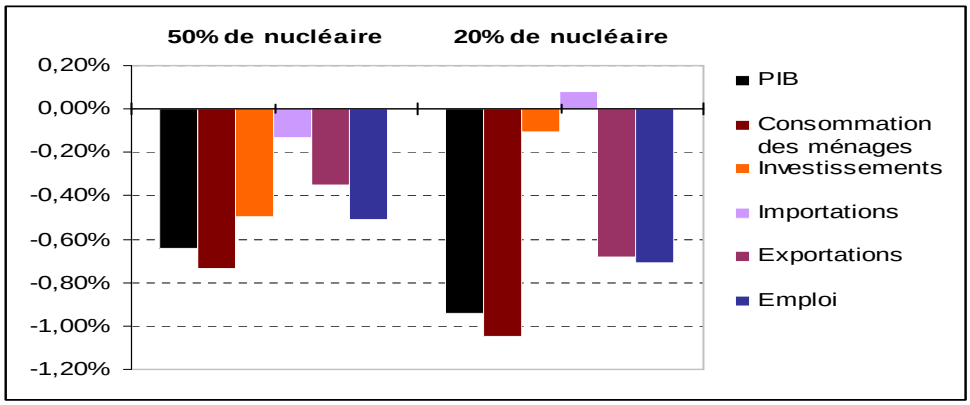
Deuxièmement, en l'absence de capacité de stockage de l'électricité compétitif, la France pourrait avoir recours aux centrales thermiques (soit à l'importation d'énergies fossiles) ou aux importations d'électricité pour pallier l'intermittence des énergies renouvelables. La balance commerciale pourrait donc se trouver détériorée. La contribution des industries renouvelables à la balance commerciale dépendra de la constitution d'une filière exportatrice, ou simplement moins importatrice (comme cela est le cas aujourd'hui).

Troisièmement, il faut également considérer l'impact du prix de l'électricité sur les ménages et sur les entreprises. Ainsi une hausse du prix de l'électricité pèserait sur les dépenses énergétiques des ménages. Mais à l'inverse, elle inciterait les ménages à consommer moins d'énergie. Le pouvoir d'achat des ménages résultant dépend donc de l'hypothèse relative à l'élasticité de la demande au prix. Le modèle Némésis indique qu'une hausse des prix représenterait une perte de pouvoir d'achat, entraînant *de facto* une baisse de l'activité dans d'autres secteurs et donc une diminution de l'emploi. De même cette hausse renchérirait les coûts de production pour les entreprises, qui perdraient alors en compétitivité.

Entre les trois options du mix énergétique (reconduction parc nucléaire, reconduction à 50 %, abandon - 20 % en 2030), le coût de l'électricité augmenterait à mesure que la part du nucléaire serait réduite : d'après les résultats de l'UFE, confirmés par le modèle Némésis, une sortie partielle du nucléaire entraînerait une hausse des prix par rapport au scénario 70 %, de l'ordre de 10 % et de 13 % pour les consommateurs et les entreprises dans le scénario 50 %, et de 20 % et 28 % dans le scénario 20 %.

L'équipe Erasme s'est appuyée sur les scenarios de l'UFE pour estimer*, toutes choses égales par ailleurs*, l'effet induit du mix de production électrique sur certains agrégats économiques, que sont le PIB, l'emploi, la balance commerciale, la consommation des ménages, et l'investissement. Dans cet exercice, les investissements ont été « moyennés » pour mieux mettre en évidence les impacts de long terme, et non les effets transitoires. Les conséquences macroéconomiques des scénarios peuvent être analysées en deux temps. Tout d'abord une phase keynésienne durant laquelle les effets relance de l'investissement l'emportent. Ainsi, le PIB s'accroit sous l'impulsion de la demande d'investissement (pour sa part nationale). Cette première phase s'achève autour de 2020 dans les deux scénarios. En effet, la hausse des coûts de production de l'électricité entraîne, pour les entreprises, un accroissement du coût de l'accès à l'énergie, qu'elles répercutent ensuite sur les prix de vente (maintien des marges). Avec une perte de compétitivité sur le marché national comme international, ces entreprises perdent en volumes vendus, et la balance commerciale se trouve également détériorée. Par ailleurs, la hausse du prix de l'électricité pénalise les ménages en réduisant leur pouvoir d'achat et donc la consommation finale ce qui entraîne une baisse de l'activité économique. Cet accroissement généralisé des prix est accentué par la boucle prix-salaire (indexation partielle des salaires sur les prix). Les graphiques ci-dessous présentent la variation des agrégats économiques des scénarios 50 % et 20 % par rapport au scénario 70 %. L'effet consommation des ménages est l'effet prédominant.

Variations des agrégats macroéconomiques en 2030 par rapport au scénario 70 % de nucléaire[1]



Source : NEMESIS

En 2030, la hausse des prix de l'électricité se traduira par une perte de PIB de -0.6 % et -0.9 % et par des effets sur l'emploi très fortement négatifs : -140 000 emplois dans le scénario 50 % et -200 000 emplois dans le scénario 20 %.

Des analyses macroéconomiques ont également été effectuées à partir des modèles IMACLIM-R (CIRED) et ThreeMe (ADEME), et transmises comme contribution à la commission. Les simulations d'IMACLIM-R étant basées sur un cadre d'hypothèse ayant pu être discuté avec l'équipe des rapporteurs, les résultats figurent en annexe des travaux de cette commission, ce qui n'a pas pu être le cas pour celles de ThreeMe[2] dans les délais impartis. Malgré les différences d'hypothèses sur les coûts de production et les mix de remplacement, on retrouve entre modèles quelques conclusions communes. Ainsi, lorsque les coûts de production sont répercutés intégralement sur les prix, dans tous les modèles la réduction de la part du nucléaire à 50 % se traduit par une hausse du prix de l'électricité dans une fourchette relativement restreinte de 10 % à 16 % à horizon 2030 par rapport au scénario à 70 de nucléaire. Un autre point commun est l'impact négatif de cette variante sur le PIB et l'emploi à long terme par rapport au scénario référence de maintien de la part du nucléaire. Néanmoins, la convergence vers les effets de long terme suit une dynamique assez différente entre modèles. Les effets keynésiens semblent ainsi persister plus longuement dans le modèle Three-Me, qui trouve donc des impacts moins négatifs en 2030, mais qui continuent à se dégrader sur la période 2030-2050.

Au total, au-delà des divergences d'hypothèses et de résultats des différents modèles, il semble que les pertes à long terme de l'ordre de 0,5 % de PIB et de 100 000 à 150 000 emplois (détaillées pour NEMESIS) à 2030 constituent un ordre de

(1) Hypothèse : « 70 % de nucléaire » : 46 TWh fossile, 462 TWh nucléaire, 60 TWh éolien, 11 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 16 TWh de autres EnR ; « 50 % de nucléaire » : 100 TWh fossile, 284 TWh nucléaire, 77 TWh éolien, 17 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 21 TWh de autres EnR ; « 20 % de nucléaire » : 219 TWh fossile, 110 TWh nucléaire, 100 TWh éolien, 20 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 26 TWh de autres EnR. Les prix HT de l'électricité (voir Figure 3) pour les consommateurs et les firmes sont accrus de 10 % et 13 % respectivement dans le scénario 50 % par rapport au scénario S70, tandis qu'ils augmentent de 20 % et 28 % dans le scénario 20 %.

2 En particulier, les hypothèses de coûts de production prises en entrée pour les simulations ThreeMe sont tirées du rapport « coûts de référence » de la DGEMP datant de 2006, et diffèrent donc sensiblement de celles prises pour NEMESIS et IMACLIM-R.

grandeur raisonnable pour l'option de réduction à 50 % du nucléaire par rapport à celle de son maintien.

De plus, ce que montrent les modèles qui présentent des résultats en termes d'emplois, c'est que les chiffres d'emplois induits sont d'un ordre de grandeur bien supérieur aux emplois directs (d'une dizaine de milliers d'emplois) : **l'effet induit sur l'emploi est bien plus important que l'effet direct.**

Pour autant, ces conclusions ne sont valables que dans le cas où les emplois sont substituables d'une filière énergétique à l'autre, ce qui suppose un accompagnement adapté de la part des pouvoirs publics.

3.4. Analyse qualitative des options

Un tableau de type SWOT (« Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats ») est proposé pour chaque option afin d'obtenir une vision synthétique et comparable.

A) Choix d'un arrêt des réacteurs existants au bout de 40 ans d'exploitation

- **Option d'accélération du passage à la 3ème génération**

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Investissements nettement inférieurs à ceux qu'imposerait un scénario de sortie du nucléaire associée à un fort développement des renouvelables (économie, selon Areva, de 200 Md€ cumulés sur 2010-2030 et de 300 Md€ cumulés sur 2010-2050)	Surcoût en investissement par rapport à un scénario de prolongation de fonctionnement du parc actuel de l'ordre de 80 Md€ cumulés sur 2010-2030, mais nul sur 2010-2050 (hors actualisation et sans tenir compte de la hausse des prix de l'électricité), selon Areva	Facilitation des retours d'expérience pour l'industrialisation de l'EPR, ce qui fera baisser son coût	Charge politique à assumer
Maintien des compétences techniques et humaines pour un nucléaire civil efficient et compétitif	Faible flexibilité à moyen terme	Développement de l'emploi qualifié dans la filière nucléaire, avec des emplois induits	
Renforcement des champions français de l'industrie nucléaire		Facilitation du développement de nouveaux usages du nucléaire	
		Maintenir la part de nucléaire est compatible avec un développement soutenu des EnR	
		Réduction de la facture énergétique par un maintien de la capacité d'exportation d'électricité au bénéfice des émissions de CO_2 des pays voisins	

- **Option de réduction progressive du nucléaire**

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Charge politique a priori peu conflictuelle et étalée dans le temps (sous réserve d'acceptation des hausses de prix de l'électricité)	Renoncement à la valeur économique potentielle du parc nucléaire actuel	Facilitation et accélération de la démarche de « croissance verte » hors nucléaire	Pertes d'emplois à moyen terme dans la filière nucléaire (250 000 pertes d'emplois, selon Areva)
Lissage des pertes d'emploi dans la filière nucléaire (par rapport à l'option de sortie complète)	Surcoûts importants pour la collectivité : - coût de soutien supplémentaire aux EnR et à leur accompagnement (back-up, stockage et smart grids) - investissements cumulés accrus de 70 Md€ sur 2010-2030 et de 50 Md€ sur 2010-2050, selon Areva.	Opportunités d'excellence dans les filières d'EnR, smart grids, etc.	Menaces sur l'industrie française du recyclage, renoncement implicite à l'option de flexibilité que permettrait la 4ème génération, difficultés pour progresser dans la gestion des déchets radioactifs
Satisfaction de certains pays voisins	Prix élevés de l'électricité qui sont à l'origine de pertes d'emplois globalement pour l'économie française		Menaces sur l'activité industrielle du nucléaire civil au profit des chinois, coréens ou japonais (cf. cas des Etats-Unis)
Stimulation renforcée des économies d'énergie en ligne avec la vision de la Commission européenne (« EU Low Carbon Economy Roadmap to 2050 »)	Réduction de la capacité d'exportation d'électricité, ce qui pénalise la balance commerciale et les émissions de CO_2 de l'ensemble de l'UE		Perte de marges de manœuvre pour s'adapter au mix énergétique le plus approprié post-2030
	Obligation de stocker des combustibles usés et non plus des « colis vitrifiés »		Acceptation pouvant être délicate des nouvelles infrastructures nécessaires
	Pertes de marché de l'industrie nucléaire française		

- **Option de sortie complète du nucléaire**

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Limitation des importations d'énergies fossiles en cas de réussite du nouveau système énergétique basé sur les EnR et la sobriété (à voir)	Renoncement à la valeur économique potentielle du parc nucléaire actuel	Stimulation de la démarche de « croissance verte » hors nucléaire et de mise en place de nouveaux modèles de production/consommation d'énergie plus décentralisés	Risque d'augmentation des importations d'énergies fossiles et donc des émissions de CO_2 si les EnR ne suffisent pas à elles seules à compenser l'arrêt du nucléaire et/ou si le CSC n'est pas suffisamment déployable

Création d'emplois en lien avec le déploiement des EnR	Surcoûts considérables pour la collectivité : - coût de soutien supplémentaire aux EnR et à leur accompagnement (back-up, stockage et smart grids) - investissements cumulés accrus de 200 Md€ sur 2010-2030 et de 300 Md€ sur 2010-2050, selon Areva.	Opportunités d'excellence dans les filières d'EnR, smart grids, etc.	Les centrales au gaz construites en début de période (voire au-delà) obèrent la capacité du système électrique à réduire ses émissions de CO_2 d'ici 2050, sauf si la technologie du CSC devient acceptable socio-économiquement
Satisfaction de certains pays voisiins	Prix élevés de l'électricité (du fait d'un doublement potentiel du coût de production)	Création de centaines de milliers d'emplois (évaluation à affiner)	Acceptation sociale délicate des nouvelles et importantes infrastructures nécessaires
Stimulation renforcée des économies d'énergie en ligne avec la vision de la Commission européenne (« EU Low Carbon Economy Roadmap to 2050 »)	Réduction de la capacité d'exportation d'électricité, ce qui pénalise la balance commerciale et les émissions de CO_2 de l'ensemble de l'UE		Perte de marges de manœuvre pour s'adapter au mix énergétique le plus approprié post-2030
Satisfaction des opposants à l'arrêt de l'activité de recyclage	Pertes nette d'emplois dans l'économie en général (même si les pertes d'emplois à court terme dans la filière nucléaire jusqu'à 500 000 selon Areva, pourraient être compensées par des créations dans les filières vertes)		Acceptation pouvant être délicate des nouvelles infrastructures nécessaires
	Renoncement à l'activité industrielle du nucléaire civil au profit des chinois, coréens ou japonais (cf. cas des Etats-Unis)		Incertitude sur la faisabilité d'un système électrique fiable à l'horizon 2030 et au-delà qui assure sécurité d'approvisionnement, compétitivité et préservation de l'environnement (manque d'expérience)
	Perte de marges de manœuvre pour s'adapter au mix énergétique le plus approprié post-2030		Réduction de la capacité d'exportation d'électricité, ce qui pénalise la balance commerciale et les émissions de CO_2 de l'ensemble de l'UE, alors que l'électricité est le seul poste positif de la contribution du secteur énergétique à la balance commerciale française
	Charge politique à assumer (y compris sur les prix élevés)		

B) Opportunité de prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Prévisibilité à long terme pour les consommateurs d'électricité	Coûts accrus d'investissement et de maintenance pour se conformer aux exigences de sûreté renforcées de l'ASN prenant en compte le retour d'expérience de Fukushima	Permet de se focaliser sur les EnR les plus performantes	Risque sur le maintien des compétences et des capacités industrielles nécessaires à la construction de nouveaux réacteurs lié au report du renouvellement du parc
Coût pour la collectivité inférieur à celui des autres options	Limitation de l'emploi si report d'industrialisation de l'EPR [à voir]	Réduction de la facture énergétique par un maintien de la capacité d'exportation d'électricité au bénéfice des émissions de CO_2 des pays voisins	Risque de démobilisation pour la R&D sur les « filières vertes »
Report des investissements de renouvellement du parc (quelle que soient les technologies de remplacement) permettant de dégager des marges de manœuvre qui peuvent être utilisées, selon les besoins, pour faire plus de R&D, plus d'EnR, préserver les prix, faire des EPR pour maintenir le savoir faire et le tissu industriel, faire de la MDE, lisser les investissements de remplacement du parc,...		Raisonnable sécurité d'approvisionnement si cette option est liée à une persévérance des efforts d'efficacité énergétique, au point de permettre à la France de conquérir des parts du marché de l'électricité dans les pays voisins et de concourir en même temps à la sécurité d'approvisionnement européenne	
Bonne valorisation de l'investissement engagé par la France depuis 1974 en faveur du nucléaire		Flexibilité pour tenir compte de nouvelles opportunités technologiques qui seront matures d'ici 2030	
Maintien de l'acquis sur la limitation des émissions de GES dans la branche électricité		Maintenir la part de nucléaire est tout à fait compatible avec un développement soutenu des EnR mais permet de limiter le déploiement de celles qui ne sont pas suffisamment matures	
Charge politique limitée		Création nette d'emplois (meilleure option de ce point de vue selon le modèle NEMESIS)	

C) Option d'accélération du passage à la 4ème génération (2035 au lieu de 2040)

Forces	Faiblesses	Opportunités	Menaces
Bénéfice des réacteurs rapides : économie d'uranium de 100 %, gestion du stock de plutonium, potentiel de gestion de la toxicité à long terme des déchets radioactifs	Probabilité de succès faible dès 2035 car les délais seraient alors extrêmement tendus. Une mobilisation d'ampleur serait indispensable pour envisager un tel scénario : la date objectif du scénario « de base » reste nettement plus réaliste	Marché mondial si émergent (Russie, Inde, Chine)	Charge politique à assumer
Maintien des compétences techniques et humaines pour un nucléaire civil efficient et compétitif	Surcoût potentiel, d'autant plus que le prix de l'uranium serait peu élevé	Développement de l'emploi qualifié dans la filière nucléaire, avec des emplois induits	Acceptabilité
Renforcement des champions français de l'industrie nucléaire		Facilitation du développement de nouveaux usages du nucléaire	
Gain en robustesse du système électrique par diversification des techniques		Maintenir la part de nucléaire est compatible avec un développement soutenu des EnR	
		Voie de progrès ouverte plus tôt pour gérer les déchets radioactifs	

Annexes

Annexe 1 : Lettre de mission

Annexe 2 : Composition du groupe

Annexe 3 : Propositions des membres de la Commission

Annexe 4 : Synthèse de certains scénarios

Annexe 5 : Analyse des scénarios

Annexe 6 : Technologies : coûts et diffusion

Annexe 7 : Réseaux et marchés

Annexe 8 : Filières énergétiques et compétitivité

Annexe 9 : Emplois

Annexe 10 : Acceptabilité

Annexe 1

Lettre de mission

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTERE CHARGE DE L'INDUSTRIE
DE L'ENERGIE ET DE L'ECONOMIE NUMERIQUE

LE MINISTRE
NOS REF. : IND/2011/66403/C

Paris, le 19 OCT. 2011

Monsieur le Président,

Conformément à la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie doit présenter devant le Parlement au cours de l'année 2013 une programmation pluriannuelle des investissements (PPI). La PPI a pour objectif principal d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement.

Je souhaite que l'élaboration de cette PPI, qui doit commencer en 2012, soit précédée par un exercice de large consultation, afin que l'ensemble des acteurs de l'énergie, consommateurs, représentants des salariés, industriels, opérateurs, associations, puissent y contribuer.

Cette PPI sera en effet préparée dans un contexte nouveau :

- La demande énergétique mondiale a repris son accélération en 2010. Elle devrait doubler d'ici 2050, sous l'effet de la croissance des grands pays émergents. Les politiques d'efficacité énergétique conduites dans ces grands pays émergents, comme celles menées dans les pays développés, n'atténueront que très partiellement cette accélération de la demande mondiale d'énergie. Dans le même temps, pour un pays développé comme la France, l'efficacité énergétique constitue un important gisement qu'il convient d'évaluer et d'exploiter.

- Partout dans le monde, de nouvelles ressources en énergies fossiles apparaissent, qu'il s'agisse de l'exploitation pétrolière en eaux profondes ou des ressources non conventionnelles comme l'huile et le gaz de schiste. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, les ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel seraient du même ordre de grandeur que les ressources récupérables conventionnelles. Elles constituent d'ores et déjà plus de 50% de l'approvisionnement en gaz des Etats-Unis.

- L'énergie nucléaire est aujourd'hui au centre d'un important débat. Si trois pays - l'Allemagne, la Suisse et l'Italie - ont décidé, suite à l'accident de Fukushima, de renoncer à la production d'électricité d'origine nucléaire, l'ensemble des autres pays ayant recours à l'énergie nucléaire ont confirmé ce choix. Dans le même temps, les troisièmes visites décennales du parc nucléaire français ont commencé. La question de la durée de vie de ce parc et des nouveaux moyens de production qui le remplaceront à terme doit être étudiée.

.../...

Monsieur Jacques Percebois
Directeur du CREDEN
Université Montpellier 1
Faculté des Sciences économiques
Espace Richter – Avenue de la Mer
CS 79606
34960 Montpellier Cedex 2

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

- Les énergies renouvelables occupent quant à elles une place croissante dans notre bouquet énergétique. Le Gouvernement a accompli en leur faveur des efforts sans précédent. Depuis 2007, la puissance éolienne installée en France a été multipliée par 4, et la puissance solaire photovoltaïque par 100. Afin d'accélérer encore cette croissance, le Gouvernement vient de lancer le projet de construction d'un premier parc éolien offshore de 6.000 MW, des appels d'offres pour la construction de 750MW de centrales photovoltaïques et de 420 MW de centrales biomasse. Notre objectif est d'atteindre 23% de notre consommation finale d'énergie à partir d'énergies renouvelables en 2020. La question de la poursuite ou de l'accélération de ce mouvement, à horizon 2050, doit être étudiée.

Je souhaite que soit conduite une mission d'analyse de ces différents scenarii de politique énergétique à horizon 2050. L'analyse intègrera dans ces scenarii l'évolution de la demande d'énergie et le potentiel d'efficacité énergétique. Concernant l'offre d'énergie, l'ensemble des scenarii envisageables seront étudiés, depuis, pour l'électricité, celui d'une prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel, celui d'une accélération du passage à la 3ème, voire à la 4ème génération nucléaire, jusqu'à ceux d'une réduction progressive du nucléaire voire d'une sortie complète du nucléaire.

Chaque scénario sera analysé selon trois paramètres :
- les prix de l'énergie ;
- la protection de l'environnement, en particulier la lutte contre le réchauffement climatique ;
- la sécurité d'approvisionnement de la France.

L'acceptabilité sociétale de chaque scénario sera également évaluée.

En tant que professeur et économiste reconnu dans le domaine de l'énergie, vous présiderez une commission pluraliste et ouverte, avec comme vice-président M. Claude Mandil, ancien directeur exécutif de l'Agence Internationale de l'Energie et vice-président du groupe consultatif « Feuille de route énergie 2050 » auprès de la Commission Européenne.

La commission se dotera d'une grille d'analyse complète, tenant compte des principaux déterminants stratégiques des politiques énergétiques, du contexte européen et international, de l'état de l'art des technologies, de la robustesse et de la résilience du système énergétique, du potentiel d'efficacité énergétique, des transferts entre énergies, des approches coût-efficacité, etc.

La commission s'appuiera sur une équipe de rapporteurs copilotée par la Direction générale de l'énergie et du climat et le Centre d'analyse stratégique, avec l'appui de la Direction générale du Trésor, de l'IFP-EN et du CEA.

Votre rapport devra m'être remis avant le 31 janvier 2012.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments distingués.

Eric BESSON

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTERE CHARGE DE L'INDUSTRIE
DE L'ENERGIE ET DE L'ECONOMIE NUMERIQUE

LE MINISTRE
NOS REF. : IND/2011/66401/C

Paris, le 19 OCT. 2011

Monsieur le Vice-président,

Conformément à la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie doit présenter devant le Parlement au cours de l'année 2013 une programmation pluriannuelle des investissements (PPI). La PPI a pour objectif principal d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement.

Je souhaite que l'élaboration de cette PPI, qui doit commencer en 2012, soit précédée par un exercice de large consultation, afin que l'ensemble des acteurs de l'énergie, consommateurs, représentants des salariés, industriels, opérateurs, associations, puissent y contribuer.

Cette PPI sera en effet préparée dans un contexte nouveau :

- La demande énergétique mondiale a repris son accélération en 2010. Elle devrait doubler d'ici 2050, sous l'effet de la croissance des grands pays émergents. Les politiques d'efficacité énergétique conduites dans ces grands pays émergents, comme celles menées dans les pays développés, n'atténueront que très partiellement cette accélération de la demande mondiale d'énergie. Dans le même temps, pour un pays développé comme la France, l'efficacité énergétique constitue un important gisement qu'il convient d'évaluer et d'exploiter.

- Partout dans le monde, de nouvelles ressources en énergies fossiles apparaissent, qu'il s'agisse de l'exploitation pétrolière en eaux profondes ou des ressources non conventionnelles comme l'huile et le gaz de schiste. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, les ressources mondiales récupérables de gaz non conventionnel seraient du même ordre de grandeur que les ressources récupérables conventionnelles. Elles constituent d'ores et déjà plus de 50% de l'approvisionnement en gaz des Etats-Unis.

- L'énergie nucléaire est aujourd'hui au centre d'un important débat. Si trois pays - l'Allemagne, la Suisse et l'Italie - ont décidé, suite à l'accident de Fukushima, de renoncer à la production d'électricité d'origine nucléaire, l'ensemble des autres pays ayant recours à l'énergie nucléaire ont confirmé ce choix. Dans le même temps, les troisièmes visites décennales du parc nucléaire français ont commencé. La question de la durée de vie de ce parc et des nouveaux moyens de production qui le remplaceront à terme doit être étudiée.

.../...

Monsieur Claude Mandil
6 rue du plateau Saint-Antoine
78150 Le Chesnay

MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE ET DE L'EMPLOI

- Les énergies renouvelables occupent quant à elles une place croissante dans notre bouquet énergétique. Le Gouvernement a accompli en leur faveur des efforts sans précédent. Depuis 2007, la puissance éolienne installée en France a été multipliée par 4, et la puissance solaire photovoltaïque par 100. Afin d'accélérer encore cette croissance, le Gouvernement vient de lancer le projet de construction d'un premier parc éolien offshore de 6.000 MW, des appels d'offres pour la construction de 750MW de centrales photovoltaïques et de 420 MW de centrales biomasse. Notre objectif est d'atteindre 23% de notre consommation finale d'énergie à partir d'énergies renouvelables en 2020. La question de la poursuite ou de l'accélération de ce mouvement, à horizon 2050, doit être étudiée.

Je souhaite que soit conduite une mission d'analyse de ces différents scenarii de politique énergétique à horizon 2050. L'analyse intègrera dans ces scenarii l'évolution de la demande d'énergie et le potentiel d'efficacité énergétique. Concernant l'offre d'énergie, l'ensemble des scenarii envisageables seront étudiés, depuis, pour l'électricité, celui d'une prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel, celui d'une accélération du passage à la 3ème, voire à la 4ème génération nucléaire, jusqu'à ceux d'une réduction progressive du nucléaire voire d'une sortie complète du nucléaire.

Chaque scénario sera analysé selon trois paramètres :
- les prix de l'énergie ;
- la protection de l'environnement, en particulier la lutte contre le réchauffement climatique ;
- la sécurité d'approvisionnement de la France.

L'acceptabilité sociétale de chaque scénario sera également évaluée.

En tant qu'ancien directeur exécutif de l'Agence Internationale de l'Energie et vice-président du groupe consultatif « feuille de route énergie 2050 » auprès de la Commission Européenne, vous assurerez la vice-présidence d'une commission pluraliste et ouverte. Jacques Percebois, professeur et économiste reconnu dans le domaine de l'énergie, en sera le président.

La commission se dotera d'une grille d'analyse complète, tenant compte des principaux déterminants stratégiques des politiques énergétiques, du contexte européen et international, de l'état de l'art des technologies, de la robustesse et de la résilience du système énergétique, du potentiel d'efficacité énergétique, des transferts entre énergies, des approches coût-efficacité, etc.

La commission s'appuiera sur une équipe de rapporteurs copilotée par la Direction générale de l'énergie et du climat et le Centre d'analyse stratégique, avec l'appui de la Direction générale du Trésor, de l'IFP-EN et du CEA.

Votre rapport devra m'être remis avant le 31 janvier 2012.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Vice-président, l'expression de mes sentiments distingués.

Eric BESSON

Annexe 2

Liste des participants aux travaux

Président :

Jacques **PERCEBOIS**
Faculté d'économie de Montpellier

Vice-président :

Claude **MANDIL**
Ancien Directeur Exécutif de l'Agence Internationale de l'Énergie

Personnalités qualifiées :

Christian **De BOISSIEU**
Conseil d'analyse économique

Jean-Marie **CHEVALIER**
Université Paris-Dauphine

Pierre **GADONNEIX**
Conseil mondial de l'énergie

Jean-Marc **JANCOVICI**
Carbone 4

Colette **LEWINER**
Cap Gemini

Christian **De PERTHUIS**
Université Paris Dauphine

Rapporteurs généraux :

Dominique **AUVERLOT**
Centre d'analyse stratégique – Département développement durable

Richard **LAVERGNE**
Direction générale de l'énergie et du climat

Rapporteurs :

Etienne **BEEKER**
Centre d'analyse stratégique – Département développement durable

Johanne **BUBA**
Centre d'analyse stratégique – Département développement durable

Stéphanie **COMBES**
Direction générale du Trésor

Raphaël **CONTAMIN**
Direction générale du Trésor

Jean-Guy **DEVEZEAUX DE LAVERGNE**
Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

Timothée **FUROIS**
Direction générale de l'énergie et du climat

Guy **MAISONNIER**
IFP Énergies nouvelles

François **PERFEZOU**
Direction générale de l'énergie et du climat

Participants (aux réunions plénières ou en tant qu'auditionnés) :

Pierre-Marie **ABADIE**
Direction générale de l'énergie et du climat

Olivier **APPERT**
Conseil Français de l'Energie & IFP Énergies nouvelles

Jean-Louis **BAL**
Syndicat des énergies renouvelables

Edouard **BARREIRO**
UFC Que Choisir

Jean-Baptiste **BARONI**
Mouvement des entreprises de France

Alain **BAZOT**
UFC Que Choisir

Ariane **BEAUVILLAIN**
Électricité de France

Jean-Jacques **BECKER**
Commissariat général au développement durable

Gilles **BELLEC**
Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies

Bruno **BENSASSON**
GDF-Suez

Raphaël **BERGER**
Areva

Jean **BERGOUGNOUX**
Président d'une mission du CAS

Bernard **BIGOT**
Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie

Claude **BIRRAUX**
Député

Baptiste **BOITIER**
Laboratoire ERASME

Jean-Claude **BONCORPS**
Centre National des Ingénieurs et Scientifiques de France

Xavier **BONNET**
Direction général du Trésor

Nicolas **BOQUET**
Association Française des Entreprises Privées

Philippe **BOUCLY**
GRT Gaz

Jean-Paul **BOUTTES**
EDF

Pierre **BUISSON**
Enerdata

Marie-Claire **CAILLETAUD**
Confédération générale du travail

Henri **CATZ**
CFDT

Christian **CHAVANE**
Union française des industries pétrolières

Pierre-Franck **CHEVET**
Direction générale de l'énergie et du climat

Jacky **CHORIN**
Fédération Énergie-Mines Force Ouvrière

Vincent **CHRIQUI**
Centre d'analyse stratégique

Raphaël **CLAUSTRE**
CLER (Comité de Liaison des Energies Renouvelables)

Laurent **DAVID**
GDF Suez

Philippe **DESLANDES**
CNDP (Commission Nationale du Débat Public)

Pierre **DOUILLARD**
ADEME

Caroline **DREVON**
Areva

Dominique **DRON**
Commissariat général au développement durable

Robert **DURDILLY**
Union Française d'Électricité

Pascal **FAURE**
Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies

Maria **FAURY**,
Ministère de l'Enseignement supérieur et de la recherche

Olivier **GANTOIS**
Union française des industries pétrolières

Cécile **GEORGE**
Commission de régulation de l'énergie

Yves **GIRAUD**
EDF

Clélia **GODOT**
Centre d'analyse stratégique

Ravi **GURIMURTHY**
Department of Energy and Climate Change, Royaume-Uni

Jean-Luc **HAAS**
Confédération française de l'encadrement – Confédération générale des cadres

Marc **HIEGEL**
Association Technique Énergie Environnement

Didier **HOUSSIN**
Agence internationale de l'énergie

Laurent **JOUDON**
EDF

François **KALAYDJIAN**
IFP Énergies nouvelles

Jean **KOWAL**
Medgrid

André Claude **LACOSTE**
Autorité de Sûreté Nucléaire

Carole **LE GALL**
Centre Scientifique et Technique du Bâtiment

Jean **LEMAISTRE**
GrDF

Long **LU**
Association française du gaz

Dominique **MAILLARD**
Réseau de transport d'électricité

Jacques **MAIRE**
Ancien directeur général de Gaz de France

Dr Diethard **MAGER**
BMWI

Nadia **MAÏZI**
Ecole des Mines

Philippe **MALBRANCHE**
Institut National de l'Énergie Solaire

Hervé **MALHERBE**
Association française du gaz

Clémentine **MARCOVICI**
Direction générale de l'énergie et du climat

Isabelle **MARTIN**
Confédération française démocratique du travail

Jacques **MASUREL**
Sauvons le Climat

Hervé **MIGNON**
Réseau de transport d'électricité

François **MOISAN**
ADEME

Jean Eudes **MONCOMBLE**
Conseil Français de l'Energie

Nicolas **MOUCHNINO**
UFC Que Choisir

Isabelle **MULLER**
Europia

Jean-Jacques **NIEUVIAERT**
Union Française d'Électricité

Luc **OURSEL**
Areva

Mario **PAIN**
Direction générale de l'énergie et du climat

Michèle **PAPPALARDO**
Cour des Comptes

Jean-Pierre **PERVES**
Sauvons le climat

Patrick **PIERRON**
Confédération française démocratique du travail

Henri **PRÉVOT**
ingénieur général des mines retraité

Jean-François **RAUX**
Union Française d'Électricité

Philippe **ROSIER**
Mouvement des entreprises de France

Thierry **SALOMON**
Négawatt

Thierry **SANIEZ**
Consommation, Logement et Cadre de Vie

Jean-Louis **SCHILANSKY**
Union française des industries pétrolières

Damien **SIESS**
Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Pierre **SIGONNEY**
TOTAL

François **SOULMAGNON**
Association Française des Entreprises Privées

Anne **VARET**
ADEME

Hugues **VÉRITÉ**
Gimelec

Jacques **VOISIN**
Confédération française des travailleurs chrétiens

Bruno **WILTZ**
Conseil national des ingénieurs et scientifiques de France

Mechthild **WÖRSDÖRFER**
Commission Européenne

Paul **ZAGAME**
Laboratoire ERASME

Annexe 3

Propositions des différents membres de la Commission

Liste des propositions des organismes par ordre alphabétique

Propositions de l'ADEME

Propositions de l'AEE

Propositions de l'AFG

Propositions d'ANCRE

Propositions de Dominique BUREAU, École Polytechnique

Propositions de CAP GEMINI

Propositions de la CFE-CGC

Propositions de la CFDT

Propositions de la CGT

Propositions de Jean-Marie CHEVALIER, Université Paris Dauphine

Propositions de la CLCV

Propositions du Conseil National des Ingénieurs et Scientifiques de France

Propositions de FO

Propositions de Pierre GADONNEIX, Président du Conseil Mondial de l'Énergie

Propositions du MEDEF

Propositions de Sauvons le climat

Propositions du SER

Propositions de l'Ademe

Direction Recherche et Prospective

Lettre de Monsieur François LOOS, Président Directeur Général de l'ADEME
A Monsieur Jacques PERCEBOIS, Président de la Commission Energies 2050

Objet : Commentaires de l'ADEME sur le rapport de la Commission Energie 2050

En premier lieu, je tiens à vous féliciter pour la qualité du travail réalisé.

La commission a travaillé, comme son mandat le précisait, sur l'examen des scénarios existants et, comme l'indique le rapport ces différents scénarios n'explorent pas de façon approfondie les marges de liberté que peut apporter la maîtrise de la demande d'énergie. Le rapport souligne ainsi l'importance d'améliorer les connaissances de la maîtrise de la demande d'énergie.

Ce déficit de visions contrastées sur la demande d'énergie conduit ainsi à limiter les choix au contenu du mix électrique alors qu'une réduction importante des besoins énergétiques modifierait fondamentalement les termes du débat autour de ce mix. Un scénario prenant en compte une politique ambitieuse de maîtrise des consommations est un élément indispensable pour fonder un choix de politique énergétique à même d'assurer la transition énergétique nécessaire pour répondre aux différents enjeux de moyen et de long terme (compétitivité, changement climatique, sécurité énergétique…)

Par ailleurs, la question des prix de l'énergie occupe, à juste titre, une place centrale dans le rapport mais est présentée surtout comme un handicap à surmonter. Il est pourtant admis que les coûts des énergies sont sur une tendance de croissance et que les prix des énergies rendues aux consommateurs, notamment domestiques, ne reflètent pas les coûts en développement incluant les externalités. Le niveau des prix est un élément essentiel d'une maîtrise des consommations et il serait opportun d'analyser comment une hausse programmée des prix des énergies rendues au consommateur final, conjuguée à des dispositifs visant à réduire la précarité énergétique au niveau des ménages et préserver la compétitivité des entreprises, serait à même d'engager le pays vers cette transition énergétique. La croissance progressive des prix de l'énergie, organisée au niveau national se distingue d'un choc de prix « externe » et permettrait ainsi de préparer les acteurs économiques à des conditions de prix cohérentes avec les enjeux de réduction des émissions de CO2 et de compétitivité.

Au niveau des ménages une hausse des prix de l'énergie au travers d'une fiscalité adaptée peut s'accompagner de dispositifs de redistribution permettant d'améliorer les capacités de financement des travaux d'économie d'énergie des ménages les plus pauvres.
Au niveau des entreprises une fiscalité appropriée permettrait également de donner un signal prix incitant à l'efficacité énergétique tout en réduisant d'autres charges nuisant à

leur compétitivité, comme cela avait été étudié lors des débats sur une contribution carbone énergie.

Il me parait ainsi qu'un scénario plus « durable » incluant une option de politique de maîtrise de l'énergie ambitieuse mérite d'être exploré afin d'aller plus loin dans les choix ouverts aux décideurs. J'ai souhaité que l'ADEME s'engage sans tarder dans cet exercice et nous nous proposons de réaliser ce scénario avec la contribution de partenaires dans les prochains mois afin de compléter les recommandations issues de vos travaux.

Par ailleurs je souhaite souligner trois autres points qui mériteraient d'être pris en compte dans le rapport :

- Le rapport indique la nécessité d'un maintien du **soutien financier à la R&D,** notamment au travers du Crédit Impôt Recherche (CIR). Il me semble important de souligner davantage l'intérêt de mesures ciblées de soutien à la recherche et à l'innovation, comme elles ont par exemple pu être menées dans le cadre des Investissements d'Avenir. Le soutien à la recherche et l'innovation ne doit pas se limiter aux technologies de l'offre mais viser également les technologies de la demande et du stockage.

- Le rapport dans sa forme actuelle ne tranche pas clairement sur **l'intérêt d'une concertation** autour des questions énergétiques. Pourtant, débattre sur les questions énergétiques est non seulement utile pour un éclairage des orientations politiques mais aussi nécessaire pour asseoir la légitimité et l'acceptabilité des décisions prises.

- Enfin, il serait opportun de souligner que l'**insertion des énergies renouvelables dans le mix électrique** français nécessite des études plus approfondies que les évaluations disponibles à ce stade.

Vous trouverez dans la note jointe à ce courrier une analyse qui détaille chacune de ces remarques.

1. <u>Mieux dimensionner la maîtrise de la demande et anticiper la hausse des prix de l'énergie</u>

Comme le rapport le souligne, un scénario à l'horizon 2050 prenant en compte une politique ambitieuse de maîtrise des consommations est indispensable pour fonder un choix de politique énergétique à même d'assurer la transition énergétique nécessaire pour répondre aux différents enjeux (compétitivité, changement climatique, sécurité énergétique…). La maîtrise de la demande, en permettant d'économiser les consommations intermédiaires énergétiques, peut renforcer la capacité de notre économie à créer de la valeur (la valeur ajoutée se définissant par convention comptable comme la différence entre la *valeur de la production* et la *valeur des consommations intermédiaires).* Il s'agit là d'une incitation économique à la maîtrise de la demande, et c'est pourquoi les forces qui la génèrent devraient être prises en compte de façon endogène dans les scénarios. Le travail de modélisation réalisé à l'aide du modèle

macro-économique ThreeMe développé par l'ADEME et l'OFCE, montre ainsi l'impact positif de la maîtrise de l'énergie sur la balance commerciale d'une part (réduction des importation de combustibles fossiles), et sur l'investissement d'autre part (principalement dans les branches bâtiments et infrastructures ferroviaires) à l'horizon 2030. Par ailleurs, ces bénéfices contrecarrent en partie les conséquences négatives d'une augmentation des prix de l'électricité.

Les technologies d'efficacité énergétique active, ainsi que les technologies qui permettront la mutualisation des besoins et des productions à l'échelle d'un îlot ou d'un quartier doivent ainsi être prises en compte dans les scénarios à 2050. A ce jour, aucun des travaux de prospective n'ont intégré le déploiement de ces technologies. Pourtant, certains investissements dans la maîtrise de la demande peuvent être réalisés sans regret quelle que soit l'évolution des prix : c'est le cas lors de l'acquisition d'un véhicule personnel très efficace en énergie, qui induit une économie à la fois sur le coût de capital (prix d'achat) et sur les coûts d'exploitation (consommation de carburant).

Les projections de prix de l'énergie sont régulièrement révisées à la hausse (cf. annexe 1, Tableau A1) et on constate aussi qu'elles sous-estiment rétrospectivement les prix observés. Ainsi, les prix observés fin 2009 étaient déjà au-dessus des prévisions 2010 les plus « récentes » (i.e. celles datant de 2006, à 64USD/bl), et les niveaux actuels (autour de 110USD/bl) flirtent avec les projections 2020 - 2030 (cf annexe 1, Figure A2). L'électricité est le vecteur énergétique dont le prix est le plus volatil (cf [1]).

La montée des prix de l'énergie apparaît donc comme inexorable, et gagnerait à être anticipée tout en révisant la fiscalité, notamment pour financer rapidement et efficacement les actions en faveur :

- de la maîtrise de la demande,
- de l'accélération de l'industrialisation des énergies renouvelables en vue de faire baisser plus rapidement les coûts de production et donc les prix,
- de la lutte contre la précarité énergétique,
- de la maîtrise de l'effet rebond des politiques d'efficacité énergétique.

Le rapport souligne l'importance et la complexité de la prise en compte et de la valorisation du coût de l'ensemble des externalités générées par la production et la consommation d'énergie. Ainsi, si le prix de l'énergie n'intègre pas l'ensemble des coûts des externalités sociales et environnementales liées à sa production, les bénéfices collectifs de réduction de la consommation d'énergie, en particulier fossile, sont sous-estimés. Certes, les prix de l'énergie utilisés dans les scénarios incluent déjà un taux implicite de fiscalité qui couvre en partie les externalités des différentes énergies. Néanmoins, ce taux est celui de l'année de référence et ne couvre par ailleurs pas de la même manière les externalités des différentes énergies du mix. Il semblerait donc judicieux d'intégrer dans les scénarios une évolution des politiques fiscales qui pourraient être mises en place à l'avenir (par exemple une taxe sur le contenu carbone).

En résumé, une **connaissance plus fine de la maîtrise de la demande est nécessaire**, notamment pour approfondir les gisements potentiels d'économies d'énergie et leur accessibilité technico-économique et sociale (prise en compte de ruptures technologiques, de nouveaux usages et des évolutions sociétales en terme de mode de

vie et de déplacement). **Ce travail de dimensionnement de la maîtrise de la demande permettra de conduire une prospective à 2050 intégrant un équilibre offre-demande plus optimisé tout en tenant compte de l'impact de la hausse des prix de l'énergie et en évaluant différents scénarios de taxation et d'incitations financières** ; ceci, afin d'identifier les trajectoires optimales en termes macro-économiques et d'un point de vue environnemental.

2. **Renforcer les soutiens ciblés à la R&D en faveur des usages**

Le rapport souligne l'intérêt d'un soutien financier aux travaux du Crédit Impôt Recherche mais une analyse plus approfondie des mérites respectifs des mesures transversales non ciblées et des mesures ciblées telles que les investissements d'avenir aurait été la bienvenue.

Par ailleurs, les recommandations du rapport en matière de R&D ciblent essentiellement les technologies liées à l'offre alors que **les recherches sur les usages pourraient permettre** d'ores et déjà **des marges de liberté sur le bâtiment et les transports** avec les îlots énergie positive, services de mobilité généralisés... (cf. les visions développées dans les feuilles de routes prospectives technologiques de l'ADEME dont les potentiels sont décrits dans la note jointe en Annexe 2). Au-delà des technologies, la problématique de la demande doit être traitée via des travaux de recherche orientés vers l'utilisateur en vue d'agréger des données pour avoir une estimation globale des bénéfices envisageables. La maîtrise de la demande passe aussi par une réappropriation par le consommateur de la valeur de l'énergie, de l'équilibre production/consommation et de la mise en place d'outils interactifs et compréhensibles.

Concernant l'offre, les smarts grids peuvent avancer des solutions à condition d'investiguer différentes voies via des travaux de R&D pour améliorer la connaissance des flux, l'efficacité énergétique des réseaux, l'insertion des énergies renouvelables sur des réseaux de distribution et sur la hausse de la qualité de courant et la sécurité de l'approvisionnement. Les travaux de recherche doivent également viser à gagner en compétitivité et à faciliter l'insertion de la production d'énergies renouvelables (foisonnement, prédiction, évolution des grids codes et des services système proposés,…).

Le stockage est une priorité compte tenu des problématiques d'intermittence de la production des nouvelles énergies et de la fluctuation de la demande. Si les offres de stockage sont encore coûteuses, il n'est pas possible de faire l'impasse sur le potentiel de ces technologies et il est important d'accompagner la recherche pour le développement de stockages adaptés et rentables. De plus, la question de la valorisation et de la rentabilité va bien au-delà de simples sauts technologiques et doit trouver une solution avant tout dans des problématiques réglementaires et de vision à long terme.

3. **La nécessité de mieux prendre en compte l'intérêt d'une concertation autour des questions énergétiques**

Le rapport dans sa forme actuelle ne tranche pas clairement sur l'intérêt d'une concertation autour des questions énergétiques. Or il nous semble que débattre sur les

questions énergétiques est non seulement utile, mais nécessaire. En effet, comme souligné plus haut, les incertitudes inhérentes aux modèles technico-économiques actuels ne permettent pas au décideur d'avoir accès à l'ensemble des informations nécessaires à une décision éclairée.

Il est donc nécessaire de faire appel à d'autres éclairages. Le dialogue avec les parties prenantes est un bon moyen de faire émerger une information à laquelle il est impossible d'avoir accès par d'autres moyens. Il est à même de révéler les opportunités et contraintes réelles de terrain liées à la mise en œuvre des scénarios, et donc d'éclairer d'un nouveau jour la comparaison entre ces scénarios. En effet, le scénario énergétique le plus efficace pour notre pays, est, avant tout, un scénario réalisable.

Cela suppose un débat, quelle que soit la forme que celui-ci pourra prendre, au cours duquel ces scénarios soient appropriés et débattus, pour que le décideur puisse ensuite prendre une décision éclairée. Loin d'entamer la légitimité des représentants du peuple à décider ensuite des orientations énergétiques du pays, ce débat viendrait la renforcer car, comme le souligne le Conseil d'Etat, de nos jours, *« ce sont la clarté et la loyauté de la procédure et du débat qui fondent la légitimité de la décision »* (Conseil d'Etat, Consulter autrement, participer effectivement, 2011). **Un débat mené avec sérieux et méthodologie sera donc un atout pour notre pays.**

4. La question de l'insertion dans le réseau électrique d'énergies renouvelables nécessite des études approfondies

La Commission a abordé à de multiples reprises la question de l'intermittence des énergies renouvelables (principalement l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque). Le rapport apporte un éclairage utile au débat en présentant dans ses parties 4 et 5 les différentes solutions envisagées aujourd'hui pour remédier à l'intermittence :

- augmentation des capacités d'interconnexion ;
- augmentation des capacités de stockages ;
- couplage avec le réseau de gaz par l'intermédiaire de la production d'hydrogène par hydrolyse (puis introduction d'hydrogène dans le réseau de gaz ou production de gaz de synthèse par méthanation) ;
- développement des réseaux intelligents pour optimiser l'insertion.

Actuellement, il n'existe pas d'études détaillées en France sur un **seuil maximal d'insertion des énergies renouvelables intermittentes** dans le mix électrique français, il nous paraît important d'approfondir cette question qui a déjà été évalué dans d'autres pays. Le cas de l'Espagne est détaillé dans le rapport, l'Irlande a également réalisé une étude montrant que son réseau électrique pouvait atteindre l'objectif irlandais de 40% d'électricité renouvelable, principalement d'origine éolienne, sans évolutions majeurs de son réseau [2]. En somme, dans chaque contexte, un seuil différent peut apparaître mais il dépend bien sûr de la part d'électricité fossile et nucléaire de chaque pays et des possibilités d'interconnexion.

Concernant la France, l'ADEME mène des travaux pour évaluer plus précisément le potentiel d'énergie renouvelable dans le réseau électrique et sa capacité d'insertion. Les premiers résultats montrent que le potentiel technique de production éolienne,

photovoltaïque, hydraulique, géothermique, marine et biomasse sur le territoire français dépasse largement la demande d'électricité actuelle. Des travaux complémentaires doivent être réalisés pour affiner ce potentiel et étudier son insertion sur des journées type. Il serait nécessaire aussi de mener un travail à des échelles régionales, pour identifier les régions les plus soumises aux tensions entre production et demande – celles-ci pouvant évoluer avec l'accroissement des productions renouvelables dans certaines régions aujourd'hui peu productrices d'électricité.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Chevalier, J.M., 2010, *Rapport sur du groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole*, 2010
[2] Eirgrid*, All Island TSO Facilitation of renewables studies, juin 2010*

Propositions de l'AEE

Cette note présente l'Association des Economistes de l'Energie (AEE) et fournit des recommandations d'ordre méthodologique sur la mise en œuvre de la politique énergétique à l'horizon 2050.

1. Présentation de l'AEE

1.1. Objectifs

L'Association des Economistes de l'Energie (AEE) représente en France les économistes de l'énergie, qu'ils appartiennent aux entreprises de l'énergie, au milieu de l'enseignement et de la recherche, à l'administration et aux institutions publiques, aux organisations non gouvernementales, au secteur bancaire ou aux sociétés de conseil.

Elle fait partie d'une communauté plus vaste d'économistes de l'énergie : l'International Association for Energy Economics (IAEE).

1.2. Légitimité dans le débat

L'AEE traite de **la science économique** appliquée à l'énergie, de son rôle dans la vie économique et politique et notamment les décisions de politique énergétique publique ou de gestion des entreprises. Elle aborde ces sujets sous leurs différents aspects économiques, financiers et de politique énergétique. L'AEE est **un forum d'échange** sur les questions liant la science économique et les technologies de l'énergie, en intégrant également les dimensions sociétale, environnementale et politique. Ce forum se matérialise par les **conférences publiques** que nous organisons, l'animation d'une section universitaire incluant les étudiants qui perçoivent nos encouragements, orientations et bourses et qui formeront les acteurs de l'énergie de demain.

L'Association des Economistes de l'Energie accueille avec joie la consultation constituée par la mise en place de la Commission Energie 2050 organisée par le ministre de l'énergie, Eric Besson.

C'est notamment par cette approche économique que l'AEE peut apporter des éléments de débat au sein de la Commission. En prévision de l'examen de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) après les élections de

2012, la Commission Energie 2050 devra proposer « **les travaux techniques et prospectifs utiles** ». Il s'agit en particulier d'apporter des réponses à la question de la durée de vie du parc de production électrique français et de son renouvellement.

1.3. Cohérence avec les autres exercices du débat notamment français

Bercy souhaite que ce travail soit cohérent avec celui de la *commission Trajectoires 2030-2050 – Vers une économie décarbonée* lancée en juin 2011 par Nathalie Kosciusko-Morizet. De ce fait, les scenarios étudiés se devront d'explorer trois axes principaux :

- la prolongation de la durée de vie du parc nucléaire actuel ;
- l'accélération du passage à la 3ème, voire à la 4ème génération nucléaire, et ?
- la transition vers une sortie progressive du nucléaire, à horizon 2050, voire 2040, ou vers une réduction progressive de la part du nucléaire.

1.4. Conférences

L'AEE organise des conférences fréquentes dans le domaine de l'économie l'énergie dont les sujets et le contenu sont notoirement appréciés.

L'AEE a notamment organisé en mai dernier un séminaire sur les ***scénarios de décarbonation du mix énergétique à l'horizon 2050 à l'échelle européenne***. Ces études proposent différentes trajectoires possibles pour assurer à l'horizon 2050 une quasi-décarbonation du secteur électrique, permettant ainsi d'atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble du système énergétique de l'ordre de 80 % par rapport au niveau d'émissions de 1990.

Toutes réalisées selon une méthode de *backcasting*, elles convergent vers une décarbonation quasi-complète du mix énergétique à l'horizon 2050 et intègrent une meilleure maitrise de la demande d'énergie. Les énergies renouvelables jouent un rôle primordial dans l'atteinte de ces objectifs ; les nouvelles technologies de l'énergie (stockage de l'énergie, capture et séquestration du carbone, grands projets électriques issus de renouvelables) permettant une rupture technologique, sont aussi considérées comme indispensables à des horizons temporels plus larges.

Ces études identifient les trajectoires possibles, leur faisabilité mais elles peuvent également permettre d'identifier les difficultés à venir comme les investissements à mobiliser ou encore les problèmes d'acceptabilité sociale. Elles interrogent aussi la pertinence et la cohérence temporelle des trajectoires avec les politiques énergétiques actuelles. En ce sens, les études prospectives mettent en lumière l'adaptation nécessaire à réaliser entre les décisions passées et les nouvelles circonstances (climatiques,

énergétiques, géostratégiques).

En les comparant, et malgré des hypothèses différentes (prix du carbone, prix des matières premières, vitesse de pénétration des nouvelles technologies, etc.), les études soulèvent néanmoins des interrogations sur la mise en œuvre opérationnelle des différentes trajectoires. Une étude comparative réalisée par l'équipe de J.-M. Glachant a ainsi mis en lumière les différences majeures sur 6 dimensions différentes (Efficacité Energétique, Réduction des émissions de GES, Energies renouvelables ; Adéquation des systèmes électriques ; mise en œuvre du marché unique de l'énergie ; R&D) et a identifié quel serait le meilleur levier possible pour accompagner les changements nécessaires à l'atteinte des objectifs 2050.

2. Vers quelle politique énergétique ?

Suite à ce séminaire, plusieurs recommandations méthodologiques et pondérations se sont distinguées et répondent aux objectifs de la Commission Energie 2050. La politique énergétique pourra ainsi se doter des outils adaptés.

Ces outils se doivent d'être évalués à l'aune des objectifs traditionnels de politique énergétique : sécurité d'approvisionnement, compétitivité de la fourniture énergétique et protection de l'environnement. En outre, l'emploi et les conséquences sur la politique industrielle figurent désormais parmi les piliers de la politique énergétique.

L'AEE exprime ici une position commune de son Comité de Direction. Elle souhaite apporter un éclairage pertinent dans le cadre de cette commission. Ses recommandations sont les suivantes :

- positionnement sur le plan méthodologique de l'AEE sans avis sur les vertus comparées des énergies ;

- traitement de l'incertitude dans des scénarios de très long terme ;

- cohérence temporelle entre objectifs de court-moyen terme (2020) et ceux de long terme (2050) ;

- replacer les questions de trajectoires énergétiques à l'aune de critères économiques (micro et macro). Les trajectoires incluent les dimensions de l'offre et de la demande énergétique ;

- envisager la faisabilité économique des différentes options dans un contexte macroéconomique des plus fragiles. Les décisions d'investissement, ou de désinvestissement ne peuvent être prises que sur la base de cette rationalité ;

- déclinaisons locales d'un objectif global (80% de réduction des GES entre 1990 et 2050) et la répartition des efforts entre différents secteurs émetteurs de GES qui doivent conduire à la construction de courbes d'abattement nationales ou inter-sectorielles ;

- interroger les potentialités de trajectoires au regard des dotations domestiques de la France (combustible, technologies, compétences), toutes les potentialités doivent être examinées en croissance et en décroissance ;

- pragmatisme économique sur le suivi de la mise en œuvre des objectifs, notamment en R&D, la politique énergétique pouvant être remise en question en cas d'impossibilité d'atteindre les objectifs 2050 (courbes d'apprentissages, dérive des coûts, …) ;

- intégrer les fortes résiliences/inerties intrinsèques du système énergétique : il est en effet caractérisé, tant côté offre que demande, par des équipements (et des comportements) ayant des durées de vie longues et présentant des incertitudes sur l'évolution de leurs coûts et de leurs performances. Les scénarios énergétiques doivent intégrer (de façon modeste et pragmatique face au risque d'une complexité nuisible à la clarté des débats) une approche économique de ces effets, c'est-à-dire une gestion objective, dynamique et prudente des incertitudes, intégrant l'acquisition d'information au cours du temps dans les choix d'investissement des filières énergétiques.

L'AEE est entièrement disponible pour servir de support aux débats énergétiques et contribuer à la mise en œuvre de la politique énergétique, dans les limites de sa mission, définie précédemment.

Propositions de l'AFG

L'AFG tient à remercier vivement la Commission Énergies 2050 de l'avoir associée à la réflexion sur les problématiques énergie et environnement. La lutte contre le changement climatique constitue en effet l'un des défis majeurs du 21ème siècle, elle nécessite une mobilisation générale de toutes les parties prenantes, et un large consensus de la communauté nationale sur les efforts à consentir pour réaliser les objectifs poursuivis.

Le lien entre énergie et environnement est crucial, en particulier quand on raisonne à long terme. Il faut cependant veiller également à ce que les questions liées à la compétitivité et à la sécurité d'approvisionnement soient traitées de façon cohérente :

- les interrogations sur la compétitivité de l'industrie française et la rareté de l'argent public imposent d'aborder les questions de coût et de financement ;
- les incertitudes sur la capacité du système électrique à faire face à la pointe à partir de 2015-2016 montrent la nécessité d'accorder aussi une attention toute particulière sur le court terme.

S'agissant de l'échéance 2050, il convient de prendre en compte les nombreuses incertitudes inhérentes à tout exercice de prospective, qu'elles soient d'ordre technologique, géopolitique, ou d'acceptabilité sociale. Ces incertitudes impliquent la nécessité de considérer la robustesse des scénarios au regard de leur aptitude à s'adapter au contexte qui sera en vigueur le moment venu. Ainsi, un scénario serait robuste s'il est sur la trajectoire visée tout en étant suffisamment flexible pour intégrer à moindre coût les évolutions imposées par le contexte environnant.

Le mix électrique.

La nécessaire flexibilité des scénarios suggère d'éviter en effet de miser, sans possibilité d'échappatoire, sur des technologies encore trop précoces nécessitant une rupture technologique importante pour accéder au stade de maturité industrielle. C'est le cas par exemple du stockage de l'énergie électrique évoqué parfois au cours des débats comme étant une solution prometteuse pour pallier aux fluctuations de la production électrique

provenant des énergies renouvelables intermittentes. Une anticipation trop optimiste sur son aboutissement serait de nature à faire peser un risque très important sur le système électrique. Vue d'aujourd'hui, et aussi loin que l'on puisse se projeter dans le futur, il apparaît en effet hautement incertain que l'ajustement offre-demande du système électrique puisse être effectué avec un parc de production qui ne serait composé que de moyens de production nucléaire et de renouvelables, sachant que la capacité de régulation du parc hydraulique est limitée, et que son potentiel de développement est très faible.

Un tel scénario de développement électrique est porteur de risque qui ne pourrait être raisonnablement envisagé. Et pourtant, si rien n'est fait, la plupart des systèmes électriques européens, quelle que soit la place qu'y prenne le nucléaire, s'acheminerait vers une telle situation de grave incertitude sur les capacités d'ajustement. En effet, selon les différents scénarios de développement électrique disponibles, on constate que la part de la production d'électricité d'origine renouvelable indiquée atteint des proportions telles que l'on peut légitimement s'interroger sur la capacité du système à s'ajuster à la demande. La puissance garantie qui est une donnée fondamentale dans l'ajustement de l'équilibre offre-demande électrique est abordée de façon si discrète que l'on peut s'interroger sur sa prise en compte. Cela donne parfois l'impression que les différents systèmes électriques s'équilibreraient entre eux par magie sans que chacun ait à se soucier sur les dispositions à prendre pour faire face aux aléas de la production intermittente. Cette vision des choses a ainsi conduit à des recommandations de développement massif des interconnexions pour évacuer l'électricité intermittente avec, au-delà de tous les inconvénients que cela comporte, des interrogations sur le réalisme de ces recommandations eu égard aux difficultés croissantes d'acceptabilité de ces ouvrages.

Pendant plusieurs décennies, et donc en particulier à l'horizon 2050, les réflexions sur le système électrique ne peuvent faire abstraction de la nécessité de développer un parc ad-hoc d'outils de production capables d'assurer l'ajustement en temps réel entre l'offre et la demande: les centrales au gaz y trouveront toute leur place, au-delà de la place qu'elles trouvent pour la production de base dans les pays écartant le nucléaire.

Tandis que le coût global de développement des moyens de production, de transport et d'interconnexions, constitue le critère d'évaluation économique des scénarios, à niveau de défaillance équivalent, il n'a pas semblé que les coûts induits par le développement des énergies électriques intermittentes soient pris en compte de façon appropriée. Ce biais est d'autant plus nécessaire à corriger qu'il peut représenter des sommes très importantes à supporter par la collectivité.

Indépendamment de ces débats d'experts, tous les éléments objectifs indiquent aussi que les coûts de l'énergie vont connaître des hausses très significatives du fait des investissements de tous ordres à réaliser pour mettre en œuvre une économie à bas carbone. Il est du devoir de toutes les parties prenantes d'informer les citoyens sur les

impacts des politiques énergétiques. Même si la lutte contre le changement climatique produira à terme des effets bénéfiques pour l'humanité, il n'est pas souhaitable de laisser accroire l'idée que cela puisse être effectuée gratuitement. Même s'il s'agit d'un choix de société reposant sur l'équilibre entre l'efficacité économique, la sécurité des approvisionnements et la protection de l'environnement, l'arbitrage final repose sur la capacité économique et financière de la société à assumer ses choix, c'est-à-dire que les investissements doivent être rentabilisés in fine par les prix payés par les consommateurs.

Il est plus que jamais nécessaire que les décisions soient prises au regard des coûts et avantages de chaque scénario, afin d'éviter la tentation du toujours mieux qui s'avérerait parfois être l'ennemi du bien.

Les systèmes électriques interconnectés étant solidaires par nature, leur intégration a été accentuée par la construction du marché intérieur de l'électricité, mais cette solidarité semble atteindre aujourd'hui ses limites si de nouvelles règles du jeu ne sont pas mises en oeuvre pour faire face au nouveau contexte naissant. En effet, même si le mix électrique relève de la souveraineté de chaque Etat membre, la sécurité du système électrique européen nécessite cependant un développement coordonné des moyens de production et des réseaux du fait de la pénétration croissante des énergies intermittentes.

Le mix énergétique

Aussi fondamental soit-il, le vecteur électrique ne saurait être considéré comme le seul levier pour lutter contre le changement climatique. Si l'on regarde globalement les quarante années écoulées depuis le premier choc pétrolier, on constate que la France a fait un double choix :

- le recours massif au nucléaire pour la production d'électricité;

- le développement du réseau intégré d'infrastructures de transport, de terminaux de GNL, de stockage et de distribution de gaz naturel couvrant une grande partie du territoire.

C'est en effet la combinaison de ces deux atouts qui permet à la France de disposer d'une électricité de base non carbonée pour les usages constants dans l'année, et du gaz naturel peu carboné pour les usages thermiques industriels et saisonniers, en particulier le chauffage des locaux. Loin d'être en opposition, ces deux énergies forment ensemble le socle de la politique énergétique qui place la France parmi les pays les moins émetteurs de gaz à effet de serre.

Quelle que soit l'évolution du choix de la production d'électricité de base, le gaz naturel reste un atout pour les usages thermiques ainsi que pour les usages saisonniers du fait de sa disponibilité grâce aux multiples voies d'approvisionnements terrestres et

maritimes et aux stockages, de sa compétitivité, et de ses qualités environnementales.

La lutte contre le changement climatique passe par une plus grande mobilisation des collectivités territoriales pour mettre en valeur le potentiel de ressources renouvelables de proximité. Le biogaz issu de différentes sources locales pourra ainsi être transformé en bio-méthane pour être injecté dans le réseau de gaz naturel déjà largement déployé, et qui est disponible pour un développement sans investissement significatif.

A cet égard, le biogaz apporte un triple bénéfice en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Sa production permet d'éviter les déchets dont la décomposition aurait autrement émis du méthane dans l'atmosphère, d'obtenir une énergie verte avec un bilan nul en matière d'émission de gaz à effet de serre grâce au cycle naturel du carbone, et d'obtenir des engrais naturels sous forme de digestats remplaçant ainsi les engrais azotés, qui sont une source de gaz à effet de serre de leur production à leur utilisation.

Les projets de méthanisation territoriaux permettent de collecter l'ensemble des déchets méthanisables, de les transformer en bio-méthane qui sera ensuite utilisé pour alimenter les véhicules et les bâtiments. En raison de l'abondance des déchets d'origine agricole et agroalimentaire, la France dispose d'un très important potentiel estimé à 180 TWh par an de biogaz issu de la méthanisation.

Produire de l'énergie localement permet aussi de s'adapter aux besoins des consommateurs tout en réduisant au minimum les pertes. Plusieurs voies représentent l'avenir des solutions énergétiques dans les bâtiments.

La production combinée de chaleur et d'électricité à très haut rendement grâce aux cogénérations, technologie mature et déjà déployée en France, et maintenant aux micro-cogénérations qui permettent d'accéder à cette technologie en remplacement des chaudières individuelles avec des gains énergétiques et des baisses d'émissions de CO_2 de l'ordre de 20 %.

Le couplage entre les solutions gaz et énergies renouvelables grâce au photovoltaïque et au solaire, et la valorisation de la chaleur présente dans le sol et l'air grâce aux pompes à chaleur gaz, disponible désormais en technologie absorption ou compression avec des rendements équivalents aux meilleures pompes à chaleur électriques mais sans conséquence sur la pointe électrique.

La production d'électricité par micro et mini cogénération au gaz permet de soulager le réseau d'électricité, notamment en hiver où la pointe de consommation d'électricité peut poser problème. La pompe à chaleur hybride qui est constituée d'une pompe à chaleur électrique s'efface au profit d'une chaudière à condensation dès qu'il fait très froid, ce qui permet d'effacer les consommations électriques avec une émission de CO_2 réduite.

Ces différents moyens contribuent à réduire très significativement les consommations énergétiques. Ils participent aussi aux effacements de consommation et assurent ainsi avec l'hydraulique modulable et le thermique classique une part substantielle du bouclage offre-demande d'électricité.

En matière de mobilité, le gaz peut aussi contribuer de façon très significative à la réduction des émissions de CO_2 et constitue notamment une solution efficace contre les pollutions locales.

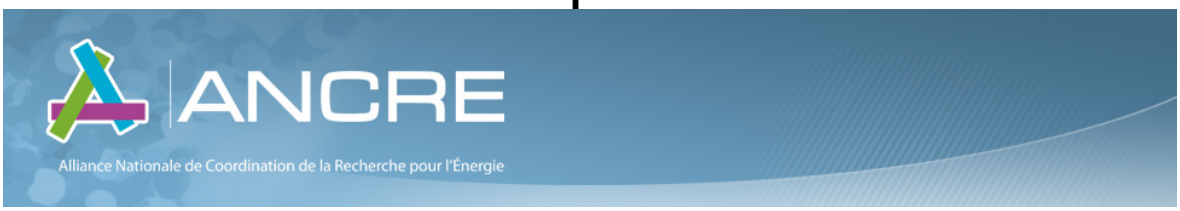
C'est donc par une mise en œuvre de toutes les solutions efficaces, par une recherche continue des solutions énergétiques performantes dans tous les domaines d'activités que l'on s'achemine vers une société économe en énergie. Face aux incertitudes affectant l'avenir, c'est par la diversification énergétique que l'on pourra limiter au mieux les risques potentiels.

L'emploi dans la filière gazière.

L'emploi est une composante très importante de la politique énergétique, c'est pourquoi l'AFG considère qu'il est important de définir une méthode d'évaluation rigoureuse pour donner du sens aux comparaisons entre les filières énergétiques. Pour sa part, l'AFG estime qu'en l'absence de méthode validée, seuls les emplois directs peuvent être estimés avec suffisamment de précision. Pour la filière gazière, ce chiffre se situe dans une fourchette de 132 000 à 152 000 emplois selon les estimations basse et haute.

L'évaluation des emplois induits quelle qu'en soit la filière énergétique demande à être approfondie.

Propositions de l'ANCRE



1. Renforcer la R&D énergétique dans la perspective de décarboner le « mix » national d'ici 2050 et investir les montants des mises aux enchères des futurs marchés de quotas d'émissions de GES dans la R&D énergétique

Pour répondre aux nombreux critères qu'elle a retenus, il est clair pour tous que des efforts de R&D considérables seront nécessaires. Par exemple, un des objectifs, au plan de la production d'électricité, est de disposer vers 2030 d'une palette la plus large possible d'énergies à faible émission de carbone, dans des plages de prix comparables (significativement en dessous de 100 €/MWh, en valeur économique équivalente actuelle). Cet objectif vise à disposer de marges de choix les plus importantes possibles à cet horizon. C'est à cette date notamment que le parc nucléaire exploité pendant 40 à 50 ans commencerait à devoir être remplacé à forte cadence, selon la part que l'on souhaitera accorder au nucléaire à l'horizon 2050. Avant cette échéance, le but est que les choix soient les plus ouverts possibles.

De manière plus large, la biomasse végétale sous toutes ses formes (plantes sucrières et amylacées, oléagineux, ligno-cellulose, algues) constitue une importante réserve renouvelable d'énergie. Le développement de filières énergétiques qui ne soit pas en concurrence avec les usages alimentaires ou industriels manufacturiers pourra contribuer à décarboner le bouquet énergétique d'ici 2050.

Les investissements que la France fera dans la recherche sont indispensables pour que notre pays conserve ou acquière une place de premier plan au niveau international dans plusieurs technologies énergétiques clés pour nos entreprises dans leur conquête des marchés nationaux et internationaux ; la création d'emplois durables et à forte valeur ajoutée en dépend de façon cruciale. L'État devra, en appui à l'effort des entreprises, maintenir une forte contribution au financement des recherches pour l'énergie, domaine de plus en plus stratégique dans les décennies à venir.

L'ANCRE propose qu'une des conclusions majeures de la Commission porte sur ce besoin accru de R&D.
Pour financer cet effort accru, notamment dans une perspective de long terme et de développement d'une industrie nationale et/ou européenne forte, des moyens

complémentaires doivent être dégagés.

L'ANCRE propose donc qu'une part importante des montants des mises aux enchères des futurs marchés de quotas d'émissions de GES (3ème phase) soit investie dans la R&D énergétique[1].

2. Dans le domaine des ENR, de l'efficacité énergétique et des réseaux : renforcer spécialement les actions de R&D, en privilégiant des filières nationales et européennes

Les évolutions de mix énergétiques, notamment au sein du système électrique du futur, vont dépendre fortement de la compétitivité des énergies nouvelles, telles l'éolien (qui est dans une phase de développement industriel), mais aussi à terme largement du solaire (selon différentes modalités et techniques) et aussi des énergies marines, de la biomasse et de la géothermie. Il faut donc surtout, dans l'allocation des moyens publics de soutien à ces filières, ne pas induire de diminution de l'effort de recherche.

En ce qui concerne les transports, l'amélioration de l'efficacité énergétique est un enjeu majeur. Des efforts de recherche doivent porter sur l'allègement des véhicules automobiles et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des motorisations existantes qui présentent un potentiel encore important. Il est nécessaire de développer de nouvelles motorisations, en particulier le véhicule hybride rechargeable et le véhicule électrique, sur batterie ou à hydrogène. Ces recherches sur les véhicules doivent être complétées par des travaux sur l'intégration globale du système transport. Le transport aérien, en forte croissance, nécessite aussi une attention particulière. Enfin, tous les acteurs s'accordent aujourd'hui sur l'intérêt d'aller rapidement vers la seconde génération de biocarburants, capable notamment d'utiliser des ressources de biomasse qui n'ont pas d'usage alimentaire. L'économie de ces filières apparait actuellement fragile et cette situation constitue un frein à leur développement.

Les travaux d'ANCRE ont montré l'importance majeure du stockage de l'énergie. Disposer de moyens de stockage d'électricité efficace (en kWh/kg) est un enjeu déterminant pour le développement des véhicules du futur. De même, la croissance de la part des sources de production d'électricité intermittente (solaire, éolien, etc.) pose de façon cruciale, notamment pour leur usage local qui est à privilégier, la question de la technologie du stockage d'énergie en grande quantité et à faible coût. Ce nouveau contexte impose de revisiter l'ensemble des technologies de stockage : batteries, volant d'inertie, stockage chimique, hydrogène, air comprimé, chaleur, etc. C'est un champ de R&D considérable qui s'ouvre aux chercheurs. Le secteur résidentiel et tertiaire est en

(1) Cette proposition a été présentée par l'Alliance ANCRE à la Commission « Trajectoires 2020-2050 » qui l'a retenue. Nous pensons qu'elle a aussi parfaitement sa place dans le contexte de la Commission « Énergies 2050 ».

France le premier consommateur d'énergie. Même si de nombreuses technologies existent d'ores et déjà pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments, il convient de développer encore des travaux de R&D dans divers domaines : gestion intelligente des diverses sources d'énergie utilisées, équipements interopérables à faible consommation d'énergie, approche intégrée pour la conception etc. Il serait souhaitable de mettre en place un observatoire du parc existant en ce qui concerne les performances énergétiques, environnementales et économiques ainsi que les différents usages pour en suivre l'évolution.

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, la récupération de la chaleur constitue un enjeu économique majeur tant pour les procédés industriels que pour le bâtiment ou même les transports. Un effort de recherche important reste à accomplir pour améliorer les réseaux (développement de nouveaux systèmes de co-génération intégrant des EnR, stockage et transport de la chaleur ou du froid,…).

Une autre voie de recherche transversale très importante concerne les analyses de cycle de vie et les ressources en matières premières. Il est indispensable d'évaluer précisément l'impact environnemental des différentes technologies pour pouvoir les comparer et privilégier les plus vertueuses. Concernant les ressources, de nombreux éléments chimiques rares vont venir à manquer dans une perspective de développement à grande échelle de certaines filières (éolien, solaire,…) et cela à moyen terme: il convient de mieux évaluer les ressources en éléments rares ou critiques, de soutenir les recherches visant à permettre leur substitution par des éléments plus abondants, ou encore à favoriser leur recyclage ou à limiter leur consommation. Cet aspect est stratégique pour l'Europe).

La poursuite et l'amplification des études sur le CCS sont capables d'avoir une influence déterminante sur le mix électrique européens et mondial dès 2030. Les défis principaux à relever concernent le coût et l'acceptabilité des technologies associées qui sont, à échelle réduite, déjà utilisées dans l'industrie. Les efforts de R&D doivent porter sur l'accompagnement des projets de démonstration en cours de montage et sur la préparation des prochaines générations de technologie. La valorisation du CO2 récupéré, pour produire par exemple du gaz de synthèse, est une voie de recherche alternative avec de premières applications possibles à l'horizon 2030-2050 qu'il convient de ne pas dissocier de la captation et du stockage du CO_2.

À tous les termes temporels, les techniques de l'information et de la communication vont jouer un rôle majeur, pour piloter et optimiser des systèmes de plus en plus performants. Dans la mesure où par ailleurs leur part de consommation électrique devient significative en tant que telle (>10 %) et croit à un rythme soutenu, il faut les améliorer et réduire leur consommation d'énergie spécifique. C'est un des axes majeurs pour augmenter l'efficacité énergétique.

L'ANCRE propose que ces priorités soient reconnues. Elle se prononce en faveur du maintien ciblé et du développement d'aides pour la recherche appliquée et pour les

démonstrateurs, notamment pour les premières usines de seconde génération de biocarburants, avec ensuite un effet dégressif dans le temps. De même dans le domaine du solaire, les recherches, les équipements et démonstrateurs solaires utilisant des technologies innovantes, et les pilotes de démonstration de CCS doivent être encouragés tout comme la recherche et les développements technologiques visant à augmenter l'efficacité énergétique. Elle propose de mettre en place un observatoire de la ressource nationale en biomasse encore trop mal connue.

L'insertion des ENR, à grande échelle, dans le réseau électrique dépendra notamment des nouvelles capacités à gérer les réseaux. À long terme, des enjeux cruciaux sont devant nous pour transformer en profondeur les grands secteurs énergétiques, au-delà de la seule électricité. Pour l'électricité, pour l'industrie et pour le résidentiel du futur, il s'agit notamment des techniques de stockage et de pilotage des réseaux.

Ces réseaux « intelligents » doivent prévoir, réguler et alimenter des zones géographiques couvrant jusqu'au territoire européen. Le développement d'outils, bases de données de natures très différentes est donc rendu nécessaire par cette diversification. Des plateformes de simulation, développées par les acteurs de recherche, sont donc des outils vitaux pour assurer la sécurité d'approvisionnement et optimiser l'utilisation de l'énergie, non seulement au niveau français mais aussi européen.

Ces plateformes de simulation vont petit à petit intégrer d'autres éléments (déplacements, flux de personnes et de marchandises, ressources agricoles, etc.) pour disposer à terme d'outils intégrant toutes les composantes liées à la génération, au transport et à l'utilisation de l'énergie.

Si la logique de la PPI[1] se renforçait au plan européen, pour améliorer la concertation entre acteurs, l'ANCRE pourrait y contribuer, par exemple en alimentant la réflexion technologique de moyen terme, en lien avec ses homologues étrangers et notamment allemands.

L'ANCRE recommande donc qu'un soin particulier soit apporté au développement des réseaux (smart–grids) et des techniques de stockage. Elle propose de contribuer à la création et au développement de plateformes de modélisation.

Comme mentionné ci-dessus, les relations avec les acteurs européens devront être renforcées, en particulier au travers de l'EERA. Au plan européen, l'ANCRE propose que la programmation conjointe prenne une importance croissante.

(1) Public Procurement Initiative.

3. Dans le domaine du nucléaire : pérenniser les techniques avancées actuelles et affirmer l'importance de la recherche dans le nucléaire, en particulier le programme de réacteurs à neutrons rapides de 4ème génération, pour qu'il soit mené au rythme voulu

La stratégie française du recyclage des combustibles usés a été suivie depuis de nombreuses décennies et a débouché sur un niveau de performances remarquable, au premier rang mondial. D'une part, le recyclage des matières non encore brûlées permet d'économiser de l'ordre de 20 % de l'uranium consommé par le pays, en particulier par le truchement du combustible MOX. D'autre part, les techniques de traitement et conditionnement des déchets permettent la concentration de ces derniers sous des formes adaptées et offrant une grande résistance à la dispersion en conditions de stockage. Ces performances sont possibles grâce à la vitrification des déchets ultimes. Elles permettent de prendre au mieux compte des intérêts des générations futures (colis de déchets très compacts, moins radioactifs et de grandes capacités de rétention des radionucléides).

Le traitement-recyclage est la voie par laquelle passent tous les cycles avancés possibles pour le futur, et notamment la possibilité du recours à la 4ème génération.

L'ANCRE propose que la Commission prenne acte de cette situation avantageuse et mette en évidence qu'un éventuel arrêt des réacteurs de 900 MW, qui recyclent le plutonium, s'il s'avérait trop rapide, mettrait en danger l'équilibre des flux de la filière et son bilan économique, au risque de déstabiliser cette filière industrielle essentielle.

Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) de 4ème génération ont des avantages, en sus de leurs performances attendues en termes de sûreté, essentiellement de deux types :

- via les RNR et le recyclage intégral du plutonium et de l'uranium non consommé, il est possible de brûler l'uranium naturel environ 100 fois mieux qu'avec les actuels réacteurs à eau. Ainsi, le nucléaire du futur, si le choix en est fait, peut-il apparaître aussi durable que les énergies nouvelles : les stocks d'uranium appauvri disponibles en France permettraient de produire de l'électricité au niveau actuel pendant plusieurs milliers d'années ;

- les RNR ont, dans leur principe, de plus la capacité de brûler les actinides mineurs permettant de produire des déchets radioactifs ultimes qui sont débarrassés des principaux composants les plus nocifs à long terme.

Ces réacteurs, et le cycle du combustible associé, constitueront donc un progrès important par rapport au nucléaire actuel, permettant au nucléaire d'atteindre le statut

d'énergie pleinement durable. Leur mise en œuvre nécessite de disposer des usines de recyclage (cf. supra).

En outre, ces réacteurs permettraient de faire décroître, avec des constantes de temps longues (plusieurs dizaines d'années au moins) le stock de plutonium accumulé, en cas d'arrêt du nucléaire.

La feuille de route qui a été donnée à la recherche positionne la mise en service du démonstrateur ASTRID[1] peu après 2020, ce qui permettrait de disposer de réacteurs industriels vers 2040. Cet objectif calendaire est cohérent avec la dynamique du parc de réacteurs à eau existant pour équiper de l'ordre du tiers du futur parc nucléaire à l'horizon 2050-2060 avec des réacteurs à neutrons rapides de 4ème génération, le cas échéant. Des alliances avec des partenaires nationaux, mais aussi étrangers (comme les russes) se constituent actuellement pour concevoir puis construire ces réacteurs industriels.

Or, bien qu'il existe une étude des conséquences d'accélération du programme des RNR, effectuée par le CEA pour la Commission, aucun autre des scénarios d'évolution du mix électrique ne distingue explicitement ces réacteurs. Il faut probablement y voir une conséquence de la date « horizon » de la Commission. Mais il serait dommage de passer sous silence les avantages des RNR, avantages qui pourraient commencer à jouer dès 2035 au plus tôt et s'étendre ensuite sur des décennies.

L'ANCRE propose que la Commission prenne acte de cette situation avantageuse et se prononce sur l'intérêt de disposer, le moment venu, de la technologie des réacteurs de 4ème génération. Elle propose aussi que soit mis en évidence l'intérêt de ne pas ralentir l'effort actuel de R&D, tant pour être prêt en cas de démarrage prompt du marché (vers 2035-2040), qu'en cas d'anticipations de fortes tensions sur le marché de l'uranium à ce même horizon.

L'horizon 2050 est aussi celui de la fusion magnétique contrôlée. Les efforts autour d'ITER doivent rester soutenus, pour atteindre les premiers plasmas thermonucléaires vers 2026. Le réacteur DEMO, premier réacteur technologique de fusion pouvant produire de l'électricité est prévu être opérationnel à l'horizon 2040.

4. Renforcer spécialement la recherche fondamentale et la recherche « amont »

La dérégulation des marchés induit très généralement une baisse de la R&D des entreprises du secteur dérégulé. L'optimum économique doit alors être recherché par un investissement supérieur des États. L'énergie est un des principaux secteurs qui ont été graduellement dérégulés à partir des années 90. Malgré le lancement d'actions

(1) Pour "Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration".

d'envergure par les États, le taux de R&D énergétique en Europe a baissé.

La crise actuelle a ralenti encore l'investissement des entreprises dans la recherche de long terme, qu'il s'agisse de recherche fondamentale, capable ensuite d'irriguer les applications énergétiques, ou de recherche « amont » sur de nouveaux procédés ou de nouvelles filières, comme par exemple celle sur les biocarburants de 3ème génération (micro algues), dont la rentabilité apparaît lointaine pour un agent privé. Le maintien d'une action soutenue de développement des réacteurs nucléaires de 4ème génération entre aussi dans ce cadre.

Ce ralentissement menace le ressourcement de nos portefeuilles de brevets, dont le développement nécessite une irrigation par l'amont et le fondamental.

L'ANCRE propose donc que soient affectés les moyens nécessaires pour renforcer la dynamique de la recherche fondamentale et la recherche « amont» qui au service de l'innovation dans les différents domaines de l'énergie L'ANCRE pourrait notamment être le lieu de référence pour la fertilisation croisée entre les différents domaines de recherche développés au sein des grands organismes nationaux et des universités. Elle pourrait jouer un rôle central pour faire émerger les concepts innovants basés sur des avancées cognitives les mieux à même de contribuer à la percée de nouvelles technologies énergétiques.

5. Mettre en place des moyens complémentaires pour mener des évaluations prospectives à long terme de façon innovante et de nouveaux outils dans le domaine de la réflexion partagée, de la communication et de la formation, avec une composante économique et SHS forte bénéficiant du concours de l'alliance ATHENA

Dans la suite de l'exercice de grande ampleur mené par la Commission, il nous semble indispensable d'aller au-delà, et en particulier de mener une réflexion de fond sur l'innovation et les ruptures technologiques et sociétales, ce que les scénarios étudiés ne proposent quasiment pas.

A long terme, il sera difficile de séparer l'offre et la demande car les systèmes seront de plus en plus imbriqués. Il en résultera des transformations majeures. **L'élaboration d'une vision « système » apparaît donc comme primordiale.**

Sont susceptibles de se développer notamment, de vastes réseaux d'hydrogène, de méthane industriel (par exemple via la méthanation) ou de chaleur, des systèmes hydrogène (dont production de biocarburants, stockage, mobilité directe…), des synergies nouvelles entre nucléaire et ENR, du nucléaire non électrogène... sans compter des business models et des natures de services nouveaux… et des modes d'organisation

nouveaux (villes, productions centralisées et décentralisées, systèmes d'information…).
La dimension technologique de ces mix du futur doit être étudiée en prenant en compte cet état des lieux ainsi que les « signaux faibles » potentiellement annonciateurs de ruptures.
L'ANCRE propose de créer un tel lieu de mise en perspective des évolutions technologiques permettant d'explorer de façon ouverte les futurs possibles à l'horizon 2050, de façon à détecter et susciter les innovations et à orienter au mieux les programmes, en particulier ceux qui visent le long terme (recherche « amont »).

Par ailleurs, le développement de nouvelles sources d'énergie ou de réseaux suscite dans l'opinion publique de nombreux débats, souvent vifs, à l'échelle locale comme à l'échelle nationale. La compréhension, l'analyse et l'évolution des comportements, au-delà du travail de débat organisé par la CNDP, nécessite des études conduites par les acteurs des sciences économiques, humaines et sociales.

L'ANCRE propose son appui pour renforcer la communication vers les publics, au cas où cette action serait structurée ou renforcée. Il n'est en effet pas souhaitable que les progrès rendus possibles par la technologie soient perçus, lors de débats organisés (du type des débats publics sous l'égide de la CNDP) d'abord comme des menaces, avant de figurer aussi comme de potentielles opportunités. Une action de communication régulière pourrait contribuer à faire évoluer favorablement cet état de fait.

Enfin, la formation doit être à même de relever les défis consistant à rendre possible la nécessaire transformation du mix.

L'ANCRE propose de monter une formation pilote originale inspirée des MBA associant des connaissances techniques, économiques et réglementaires de façon à promouvoir sur le terrain l'efficacité énergétique.

6. Réactiver le Comité Stratégique pour l'élaboration et le suivi de la Stratégie Nationale de la Recherche Énergétique

Ce comité, qui n'a à ce jour pas été réuni, pourrait être d'une part un acteur de l'accélération nécessaire de la mise à jour de la SNRE et d'autre part le creuset naturel de la réflexion l'articulant avec la stratégie nationale de recherche et d'innovation (SNRI). Il pourrait aussi réfléchir sur les questions d'appropriation des avancées et développements technologiques par les publics et proposer les grandes lignes des actions en ce domaine.

L'ANCRE propose de réactiver le Comité Stratégique pour l'Élaboration et le Suivi de la Stratégie Nationale de la Recherche Énergétique et est prête à s'y investir. Les grandes lignes des actions de communication mentionnées dans le paragraphe précédent pourraient alors être discutées au sein de ce comité.

Propositions de D. Bureau

Énergies : les enjeux environnementaux, dans leur contexte économique et géostratégique.

En 1972, le club de Rome avait publié son premier rapport sur les « limites à la croissance ». Celui-ci alertait sur le rythme de consommation des ressources naturelles, et sur le risque que celui-ci ne soit pas soutenable. A l'époque, la menace ne fut que marginalement entendue, l'idée dominante demeurant que le progrès technique règlerait encore une fois le problème. Le contexte est différent aujourd'hui, ce qui conduit à réfléchir aux conditions d'intégration des contraintes de soutenabilité dans les politiques énergétiques.

- **Des contraintes de rareté devenues prégnantes**

S'agissant des énergies fossiles, la découverte de nouveaux gisements, grâce à des politiques d'exploration actives, a longtemps déterminé un prix tendanciellement décroissant. Certes, l'impact de l'évolution des rapports de force et des comportements plus ou moins oligopolistiques des producteurs sur ces marchés fut très important, avec les chocs pétroliers de la décennie soixante-dix. Mais ce n'étaient pas encore les questions de l'épuisement des ressources et de l'environnement qui étaient au premier plan. Deux éléments ont aujourd'hui changé la donne.

Le premier trouve sa source dans l'observation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, dont l'augmentation s'effectue à un rythme sans précédent, du fait de l'évolution des émissions anthropiques. Ainsi la concentration du CO_2 est passée de 280 ppm à l'âge pré-industriel à 380 en 2008. Avec les autres gaz, elle atteint 435 ppm d'équivalent CO_2. Sans politiques de stabilisation d'ici 2050, cette concentration pourrait dépasser 650 ppm à la fin du siècle. En regard, les modélisations intégrées des systèmes climatiques établissent que si cette concentration se stabilisait à 550 ppm, la hausse des températures se situerait déjà (le plus vraisemblablement) dans une fourchette de 2 à 4,5 C. En résulteraient des modifications substantielles du climat, des ressources en eau, du niveau des mers, etc, face auxquelles les systèmes écologiques mais aussi urbains, agricoles et forestiers ne peuvent s'adapter rapidement, d'où la nécessité d'infléchir drastiquement les courbes d'émissions.

Le second réside dans l'évolution accélérée de la consommation d'énergie du fait, notamment, du décollage économique des grands pays émergents. La tendance sur l'évolution des prix des énergies fossiles s'est ainsi inversée maintenant, ceux-ci manifestant par ailleurs une volatilité accrue. La sécurisation de l'accès à ces ressources apparaît cruciale pour tous les pays qui doivent les importer.

La soutenabilité devient ainsi une question – clef pour les politiques énergétiques. En effet, les émissions mondiales de CO_2 dues à la combustion d'énergie (pour un usage final, comme le transport ou le chauffage, ou pour produire de l'électricité, ou des produits raffinés…) ont cru de plus de 40 % depuis 1990, pour atteindre 29 milliards de tonnes, ce qui en fait la source principale des émissions de gaz à effet de serre. Par ailleurs, les ratios entre réserves prouvées et volume annuel de production, qui, certes, sont une image grossière de l'épuisement des réserves, sont de l'ordre de la cinquantaine d'années pour le pétrole et le gaz naturel.

- **Les politiques énergétiques confrontées à une multiplicité de risques et aux conflits pour l'appropriation des rentes.**

Si l'on considère plus précisément le cas de la France, les émissions de CO_2 par habitant dues à l'énergie représentent 5,7 tonnes. Par ailleurs, le nucléaire occupant 38 % du bilan d'énergie primaire, et les énergies renouvelables 8 %, notre taux de dépendance est de 51 %, contre 56 % pour l'Union européenne. Mais, nous importons 99 % du pétrole que nous utilisons, et 95 % pour le gaz naturel.

Dans ce contexte, le besoin de vision globale des enjeux, économiques, géostratégiques et environnementaux semble relever de l'évidence. Pourtant, ces différents enjeux demeurent trop souvent abordés de manière cloisonnée. De plus, les approches intégrées sont non seulement nécessaires pour arbitrer entre des enjeux contradictoires, mais parce qu'ils interagissent. Par exemple, la mise en place de prix écologiques ou de marchés de permis d'émissions dans le secteur de l'énergie, a pour objet de modifier les choix entre sources d'énergie et d'inciter à la maîtrise des consommations. Mais la réduction correspondante de la demande pour certains produits fait alors baisser leur prix de production. La modification des structures de production et de consommation qui est recherchée s'accompagne ainsi de déplacements importants des profits et des rentes, entre les différents acteurs des filières concernées.

Ceci fait peser sur les politiques énergétiques des contraintes d'autant plus fortes que l'énergie est un secteur où ces rentes sont diverses (rente d'efficacité liée au mérite des gisements ; rente de rareté due à leur épuisabilité ; rentes d'oligopole …), et déterminantes dans les comportements des producteurs. Ceci explique, notamment, que la stratégie des pays charbonniers soit un élément-clef pour la compréhension de la position des différents pays dans les négociations climatiques. En effet, le charbon est la principale réserve de ressources fossiles, les premiers producteurs actuels étant la Chine, les Etats-Unis, et l'Inde, la Russie disposant par ailleurs de réserves importantes.

- **La prospective énergétique après Fukushima**

Les scénarios visant à mieux cerner les impacts d'un éventuel retrait du nucléaire dans certains pays illustrent ces interactions. En effet, les scénarios « arrêt des nouvelles commandes de nouvelles centrales »[1] montrent que, selon les prix du carbone mis en place, l'ajustement en cas de repli du nucléaire est très différent, au delà de l'accroissement de la part du gaz à court-terme. Si le prix du carbone est suffisant, le report se fait sur les technologies renouvelables, ou les centrales avec capture stockage (CSC), si cette technologie est accessible. Sinon, on accélère la mise en exploitation de nouveaux gisements fossiles, plus coûteux et dommageables pour l'environnement. Dans tous les cas, il y a donc des coûts, mais ceux-ci sont donc de natures différentes. Par ailleurs, ceci rappelle que si l'épuisement des ressources fossiles les plus accessibles et les plus performantes correspond à des horizons se comptant en quelques décennies, le stock global de ressources fossiles exploitables demeure très important. La trajectoire du prix des fossiles n'assure donc nullement le respect du défi climatique, qui nécessite des politiques et un prix du carbone spécifiques.

Avec un prix du carbone suffisant pour rendre compétitive la séquestration du carbone, l'adaptation consiste en un déplacement massif du parc de production vers cette technologie, qui équiperait plus de la moitié des centrales recourant aux combustibles fossiles à l'horizon 2050. Si cette option n'était pas disponible, c'est-à-dire dans les scénarios qui cumulent sortie du nucléaire et indisponibilité de la CSC, on assisterait à une augmentation importante des émissions de CO_2, représentant un réchauffement supplémentaire de l'ordre de 1°C, par rapport aux scénarios compatibles avec l'objectif de 2°C.

Ces résultats illustrent les enjeux associés à la « décarbonation » des systèmes électriques, pour la maîtrise du risque climatique. D'une part, les possibilités d'ajustement par simple réduction de la demande apparaissent en effet insuffisantes, les scénarios « efficacité énergétique et bas carbone » étant souvent associés à un accroissement de la part de l'électricité dans les usages énergétiques, dû au développement de la voiture électrique, par exemple. D'autre part, les combustibles fossiles demeurant abondants, un rapprochement du « peak oil » accélère la mise en exploitation d'hydrocarbures certes plus chers et souvent « sales » (sables asphaltiques, gaz de schiste, biocarburants…), mais dont les ressources sont actuellement revues à la hausse, ou du charbon. Dans ces conditions, la transition vers une économie mondiale décarbonée n'est pas spontanée. Elle nécessite absolument un prix du carbone suffisant.

1 Cf. Projet européen FP7 d'analyse des fondamentaux du système énergétique mondial à l'horizon 2050, auquel participe notamment l'équipe du LEPII-EDDEN (Université de Grenoble-CNRS, modèle POLES).

- **Illustration à propos de l'Allemagne**

Le cas allemand fournit quelques éléments de réflexion supplémentaires. D'une part, il apparaît que le nouveau calendrier de mise hors service des réacteurs nucléaires est assez proche de celui qui avait été déterminé par le gouvernement Schröder. Le (ré) allongement de la durée de vie des centrales décidé par le gouvernement Merkel en 2009, pris dans une logique de « gagner du temps » plutôt que sur une vision construite et suffisamment partagée, s'est donc révélé fragile. D'autre part, pour compenser ce retrait, l'Allemagne s'est engagée fortement dans le développement des renouvelables, et cherche à en faire un avantage industriel. L'idée que ce serait maintenant le modèle à suivre est même souvent reprise, sans véritable analyse, des avantages et des coûts des différentes options, car les renouvelables ont des limites. De ce fait, l'ajustement en Allemagne consistera largement en une substitution vers du fossile, avec la construction de 25 nouvelles centrales thermiques, émettrices de CO_2. A cet égard, le gaz serait beaucoup plus performant. Mais l'Allemagne deviendrait alors très dépendante de la Russie. De plus, elle demeure un pays charbonnier, cette ressource comptant pour un quart dans son bilan d'énergie primaire (moins de 5 % pour la France), et pour près de la moitié dans sa production d'électricité. En conséquence, ces nouvelles capacités devraient essentiellement utiliser le charbon.

A première vue, la décision allemande est guidée par des contraintes environnementales, par rapport au risque nucléaire. Si l'on regarde de plus près les arbitrages associés à ses modalités, il apparaît que la sécurité d'approvisionnement et le « coût de régression du charbon » pèsent plus que le prix du CO_2, d'autant que l'arrivée de la capture – stockage du carbone semble de plus en plus problématique. Ainsi, ce qui semble révélé est à quel point la limitation des émissions de gaz à effet de serre est aujourd'hui passée au second plan des priorités.

- **L'évaluation des politiques énergétiques**

Pour être efficaces, les politiques énergétiques devraient intégrer tous leurs impacts. A cet égard, on s'est doté, au niveau national, de références pour le taux d'actualisation public, le prix du carbone, et, plus récemment, avec le rapport Gollier au Conseil d'analyse stratégique, pour prendre en compte les risques dans l'évaluation des politiques publiques. On dispose donc des principes méthodologiques pour l'évaluation des choix énergétiques, même si leur mise en œuvre reste délicate. En effet, l'appréciation de certains risques ne peut, par exemple, ignorer certains enjeux géostratégiques, car l'Arabie Saoudite, l'Iran, et la Russie sont les principaux détenteurs de pétrole ou de gaz naturel.

Avant Fukushima, le tableau des coûts entre filières qui pouvait ressortir de ce type d'exercice était grossièrement le suivant : des coûts de référence de l'électricité produite assez proches, entre nucléaire, gaz et charbon, se situant dans une fourchette de 60 à

80 €/MWh, quand on se place à l'horizon 2020, avec un prix du carbone de l'ordre de 25 €/t CO_2. Mais il faut prendre en compte que les centrales thermiques à charbon émettent 0,8 t de CO_2 par MWh, celles à gaz 0,4 t. Ceci affecte les compétitivités relatives aux horizons ultérieurs, étant rappelé que le rapport Quinet envisageait, pour être cohérent avec les scénarios facteur 4, un prix du carbone de 100 € par tonne de CO_2 à l'horizon 2030 et compris dans une fourchette de 150 à 350 €/t CO_2 en 2050.

Pour éclairer ces arbitrages, les coûts de long terme du nucléaire doivent intégrer, outre le démantèlement et la gestion des déchets (cf. loi « Bataille »), les coûts de sûreté, qu'il faut réévaluer après Fukushima. Ceux-ci sont intégrés essentiellement dans les coûts d'équipement et de gestion des parcs électro-nucléaires, pour satisfaire aux règles fixées par l'autorité de sûreté, aujourd'hui indépendante. Mais il faut aussi évaluer le risque d'accident non « éliminé ». En effet, « le risque-zéro » n'existe pas, ou il serait excessivement coûteux. En conséquence, il convient d'évaluer avec la plus grande rigueur le risque résiduel. L'ignorer est de plus source de confiance excessive, et n'incite pas à développer les stratégies efficaces en cas de catastrophe, alors que celles-ci sont déterminantes pour contenir l'ampleur des dommages potentiels. Pour les pouvoirs publics, cette appréciation du risque résiduel est d'autant plus importante que les entreprises électriques sont inévitablement en situation de responsabilité « limitée » face à ce type de risque. Certes, l'évaluation du coût associé à la combinaison d'une faible probabilité et d'un dommage potentiel très lourd est difficile. Mais cela n'autorise, ni à considérer l'un pour zéro, ni l'autre pour l'infini.

Pour autant, même si les coûts externes du nucléaire sont donc à réévaluer suite à l'accident de Fukushima, leur ordre de grandeur n'est pas de nature à bouleverser le tableau précédent, si bien que la compétitivité du nucléaire semble devoir se situer encore au niveau le plus favorable, relativement, pour la production d'électricité en base à moyen et long terme, dans les pays aptes à en maîtriser la sécurité et la sûreté, et sous réserve d'une organisation industrielle propre à tirer parti des effets de série. Evidemment l'introduction d'un prix du carbone significatif ne fait que creuser l'écart par rapport au thermique classique sans séquestration, car le coût externe correspondant se compte lui en plusieurs dizaines d'euros (4 à 8, cf. supra) avec un prix du carbone à 100 € / t.

Il importe donc que les arbitrages sous-jacents aux choix de politique énergétique soient établis en pleine connaissance des poids relatifs attribués aux différents impacts.

- **En premier lieu, bien qualifier la portée des choix**

La démarche d'évaluation esquissée ci-dessus est par ailleurs de nature à permettre de mieux apprécier les enjeux aux différents horizons, car ceux-ci sont sensiblement différents selon les échéances.

A très court-terme, la contrainte de capacité en cas de déclassement non anticipé de certaines centrales est évidemment déterminante. A l'horizon 2020, une première

question est celle de la prolongation ou non des centrales existantes, dans un contexte où les ressources en gaz et en pétrole pourraient être encore (relativement) abondantes, et où le prix du carbone demeure (encore) modéré, car la lutte contre le changement climatique se doit de mobiliser les différents gisements d'abattements d'émissions par ordre de mérite.

L'arbitrage est alors principalement entre les coûts de maintenance et les risques associés à la gestion d'équipement vieillissants, et les coûts des nouveaux équipements. En théorie, les durées « optimales » sont telles qu'il y a indifférence à allonger (ou réduire) à la marge ces durées. En pratique, la gouvernance de cette question est importante (et justifie une autorité de sûreté forte) pour arbitrer entre l'intérêt, bien perçu immédiatement, de prolonger l'utilisation d'équipements amortis, et la nécessité que les risques associés ne soient pas sous-estimés.

Une autre question qui vient ensuite est celle du choix des nouveaux équipements venant en remplacement. Elle nécessite de voir à plus long terme. En effet à l'horizon 2030-2050, la question climatique devient déterminante, car c'est alors qu'il faut réaliser le facteur 4 sur les émissions de CO_2. Disposer de « l'option nucléaire » à cet horizon semble donc un enjeu qui ne peut être sous-estimé, car on ne peut faire miroiter de solutions « miracle » à cet horizon.

*
* *

Après Fukushima, une réévaluation systématique des coûts de référence économiques et sociaux des différentes filières énergétiques est à entreprendre, car c'est à partir de leur comparaison que peuvent s'élaborer les choix. Ces évaluations doivent être complètes, c'est à dire considérer tous les enjeux, et tous les risques. Ainsi la politique énergétique doit se construire, non pas en opposant les aspects économiques, géostratégiques et environnementaux, mais en intégrant pleinement ces différentes dimensions, et aux différentes échelles.

Confronté à l'évaluation du coût de la « non action » face au risque climatique, Stern avait su innover. Les controverses qui s'en sont suivies ont permis de mieux poser les conditions de ce type d'évaluation. Forts de cette expérience, et de travaux antérieurs sur les coûts externes de l'énergie (notamment tout ce qui a été produit autour du projet « ExternE[1] »), ceci suggère que les scénarios de prospective énergétique post-Fukushima devraient être conçus dans le même esprit.

1 Évaluation de coûts externes de la production d'électricité, nom générique d'une série des projets de recherche de la Commission Européenne dans les années 90 et 2000.

Propositions de Cap Gemini

Colette LEWINER

1. D'ici 2050, on peut raisonnablement penser que des ruptures d'ordre scientifique et technologiques, démographiques sociétales et politiques se seront produites.

Même s'il est difficile de les intégrer quantitativement dans les scénarios, il est nécessaire de les évoquer et de s'y préparer.

1.1. Ruptures technologiques :

Il n'y a pas, contrairement à une idée répandue, de solution miracle pour produire de l'énergie, c'est pour cela qu'il faut raisonner sur un « mix énergétique ». Des progrès scientifiques et technologiques pourraient faire évoluer ce mix à l'horizon 2050.

- *Stockage d'électricité* : aujourd'hui c'est l'hydraulique qui permet de stocker dans les barrages des quantités importantes d'énergie ; malheureusement, il y a une saturation des sites de barrages en Europe. Au-delà du stockage hydraulique il n'existe pas aujourd'hui des formes de stockage de l'électricité à des prix compétitifs. Des recherches sont menées sur les batteries et d'autres formes de stockage notamment sous forme de gaz comprimé, d'énergie cinétique de volants en rotation, de bobines supraconductrices etc. La possibilité de stocker l'énergie électrique dans des batteries permettrait d'optimiser le fonctionnement des réseaux et d'intégrer un pourcentage plus important d'énergies renouvelables qui sont (hors hydraulique) volatiles et encore peu prédictibles. Il faudrait aujourd'hui financer davantage la recherche sur ces voies et en particulier sur les matériaux électrochimiques et les procédés de mise en œuvre de ces matériaux pour rendre les batteries capables de stocker des quantités significatives d'énergie à prix compétitif tout en acceptant un nombre de cycles charge-décharge élevé.

- *Energie solaire* : il est clair qu'avec des coûts nettement plus bas et des moyens de stockage à des prix compétitif, l'énergie solaire pourrait représenter une composante nettement plus importante du « mix énergétique ». Des efforts en Recherche et Développement sont nécessaires. Un premier exemple dans le cas de l'électricité photovoltaïque, porte sur la recherche de semi-conducteurs substituables au silicium actuel et de structures ayant un meilleur rendement de conversion entre les photons qui arrivent du soleil et l'électricité produite. Un deuxième exemple concerne la mise au point de procédés de fabrication moins coûteux à la fois des semi conducteurs, des cellules solaires et de l'assemblage des panneaux.

Pour le solaire thermique centralisé, on cherche à améliorer le rendement des machines - qui fonctionnent à haute température - et de la forme de stockage d'énergie nécessaire durant la nuit par exemple

- *Réseau électrique intelligent* (ou plus intelligent) : cette nouvelle architecture permettra une conduite des réseaux plus adaptée pour réagir à des variations de production en quasi temps réel. Ces nouveaux réseaux seront particulièrement bien adaptés à l'accroissement prévisible de la part des énergies renouvelables (qui sont intermittentes et peu prévisibles par nature) et de la production décentralisée dans le mix-électrique. Ces réseaux intelligents (ou plus intelligents) nécessitent la mise au point de nouveaux capteurs et actionneurs, la définition de nouveaux protocoles de communication et la conception de systèmes d'information capables de gérer et d'exploiter les très nombreuses informations échangées sur ces réseaux. La France et l'Europe devraient mener une action plus vigoureuse pour établir ces protocoles de communication en visant à reproduire un succès tel que celui obtenu avec la norme GSM en téléphonie mobile ; faute de quoi ce sont les États-Unis qui imposeront leurs protocoles favorisant ainsi leur industrie.

- *Capture du CO_2 et Stockage* : il existe aujourd'hui des procédés de capture (pré ou post combustion) qui restent chers et nous n'avons pas d'expérience de stockage de masse de CO_2 (qui a des caractéristiques physiques et chimiques différentes du méthane que l'on stocke très bien). De plus ces stockages se heurtent à une opinion publique hostile. Une réduction importante du coût de cette technologie et une meilleure acceptation par le public permettrait d'utiliser le charbon et le gaz (qui sont abondants) sans émettre trop de CO_2 modifiant ainsi le mix énergétique.

- *Nucléaire* : la sûreté des centrales nucléaires françaises vient d'être jugée satisfaisante par l'Autorité de sûreté Nucléaire qui préconise néanmoins des investissements en CAPEX et OPEX pour tenir compte de l'accident de Fukushima. A l'horizon 2050, les centrales nucléaires de 4ième génération qui devraient présenter des avantages sur le plan de la sûreté, de la meilleure utilisation de l'uranium et de la réduction du volume des déchets devraient être opérationnelles.

  Il est peu probable que des réacteurs utilisant la fusion nucléaire soient réellement opérationnels en 2050.

  En accompagnant les évolutions de génération des réacteurs nucléaires, et en construisant sur son territoire des réacteurs de 3ème puis de 4ème génération, la France devrait s'efforcer de conserver son excellence reconnue internationalement dans l'énergie nucléaire.

- Les laboratoires français de recherche sont très souvent à la pointe dans leur domaine. Néanmoins, nous avons du mal à passer du stade de la recherche au stade du développement et de l'innovation. Il faut dire qu'en France, le financement de

l'innovation est moins développé que dans d'autres pays comme les États-Unis. De gros progrès ont cependant été réalisés depuis six ans avec le lancement d'initiatives comme les pôles de compétitivité ou les investissements d'avenir. De telles initiatives cherchent en particulier à faire travailler ensemble chercheurs et industriels sur les mêmes thématiques et davantage de projets auront ainsi une chance d'aboutir.

La mise en œuvre des Investissements d'Avenir (Grand Emprunt) a également apporté des changements pour les laboratoires de recherche qui, pour ceux qui ont été sélectionnés, reconnaissent volontiers aujourd'hui disposer de davantage de moyens pour mener à bien leurs travaux. On peut noter que ces dernières années, la France a pris conscience de l'importance de transformer la recherche et le développement en de vrais projets industriels. Il faut continuer cet effort sur la durée.

- Investir plus dans la R&D sur l'énergie est aussi une question d'allocation de ressources. Ainsi pour atteindre les objectifs européens de 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique en 2020, on a de fait importé des panneaux photovoltaïques et des éoliennes de pays à bas coût de production comme la Chine et l'Inde mettant à mal l'industrie Européenne. En somme on a dépensé de l'argent à travers des importations sans aider à créer une filière Européenne innovante. Il aurait mieux valu utiliser une partie de ces subventions pour encourager l'innovation en France et en Europe sachant que les sommes en jeu dans l'amont (recherche et développement) sont bien moindres que celles en jeu dans l'aval (mise en œuvre). Il faut noter avec satisfaction, que le nouveau plan solaire français prend en compte cette dimension innovation.

2.2. Autres ruptures :

- *Démographie* : sauf catastrophe de grande ampleur on prévoit une population mondiale de 9 à 10 milliards de personnes en 2050 ce qui fait apparaitre la nécessité d'utiliser au mieux les ressources énergétiques limitées de notre planète : 60 ans de consommation en pétrole conventionnel, 100 ans en charbon, 100 ans pour l'uranium et 250 ans pour le gaz (y compris le gaz non conventionnel). Les pays développés ayant atteint un haut niveau de vie devront être les plus sobres.

- *Sociétales* : aux plans mondial, européen et français, il faut mieux maitriser l'énergie ce qui permet aussi de réduire les émissions de gaz à effet de serre. L'innovation dans les équipements moins consommateurs d'énergie (les lampes basse consommation) dans des équipements permettant aux consommateurs de mieux connaitre leur consommation (les compteurs intelligents et leurs afficheurs par exemple) et dans les automatismes a progressé, mais il existe encore des gisements d'innovation à la fois technique et de nature sociale. Le plus gros potentiel d'économies d'énergie se situe dans le comportement des utilisateurs ce qui est illustré par les gisements de gains dans le secteur du bâtiment. Ainsi, ce dernier secteur représente à lui seul 38 % de la consommation mondiale d'énergie. Selon

une étude du World Business Council, les économies d'énergie qui pourraient être réalisées dans le bâtiment (résidentiel et tertiaire) représenteraient l'équivalent de la consommation des transports à l'échelle mondiale. Ce qui est considérable.

Au delà des normes, des aides financières à l'isolation des bâtiments, du renchérissement inévitable du coût de l'énergie, des certificats blancs, *l'éducation du public est un point essentiel auquel les pouvoirs publics devraient s'atteler.* Une meilleure compréhension par le public des réels enjeux énergétiques permettrait aussi d'améliorer l'acceptation des infrastructures énergétiques nouvelles ce qui accélérerait les investissements nécessaires (voir plus loin).

- *Politiques* : parmi les questions: la stabilité de l'Europe et le nombre de ses membres, l'existence de l'Euro et enfin la persistance de l'Europe (qui est isolée au plan mondial comme l'a montré une nouvelle fois le sommet de Durban) dans ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

2. Sécurité d'approvisionnement et indépendance énergétique

Compte tenu de la très grande concentration des sources de pétrole dans le monde, de la grande concentration des ressources gazières (hors gaz de schistes), l'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnement sont fortement corrélées.

La sécurité d'approvisionnement nécessite au-delà des infrastructures existantes, d'importants investissements dans les centrales électriques, les réseaux d'électricité et les gazoducs. En mars 2011 L'Union Européenne les a estimé à 1 000 Milliards d'€ d'ici 2020. Ce chiffre est probablement sous estimé car l'étude date d'avant l'accident nucléaire de Fukushima et ne prend, notamment, pas en compte les investissements nécessaires pour compenser l'arrêt des centrales nucléaires allemandes (environ 250 M€).

Les pouvoirs publics et les régulateurs se doivent de mettre en place les incitations nécessaires pour que ces investissements se réalisent : tarification des infrastructures essentielles, structure tarifaire des prix de l'électricité (y compris incitations à l'effacement en pointe et marché de capacité) et prix mieux liés aux coûts, c'est-à-dire à la hausse. Même si toutes ces mesures étaient mises en place, le passé a montré que les investissements sont en retard par rapport aux besoins, fragilisant par là la sécurité d'approvisionnement.

Dans ces conditions, arrêter prématurément les centrales nucléaires françaises dont la sûreté est jugée satisfaisante par L'Autorité de Sûreté Nucléaire (qui préconise des investissements tout à fait réalisables) n'aurait aucun sens du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Cela conduirait à une augmentation du prix de l'électricité, à une diminution de la compétitivité des entreprises notamment des industries fortes

consommatrices d'électricité, à des destructions d'emplois, à de moindres exportations (d'électricité et de centrales nucléaires), et à une perte pour la France de sa position de leader mondial du nucléaire.

Enfin dans une perspective d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en gaz, la France devrait autoriser à nouveau l'exploration des gaz de schiste et encourager la recherche de procédés sûrs pour exploiter ces gaz sur son territoire. Leur potentiel est estimé à 100 ans de consommation française.

Propositions de la CFDT

L'énergie est un enjeu politique majeur et un sujet récurrent en France. Ce thème amène des débats souvent vifs sur les choix à opérer.

Parce que l'énergie touche à une diversité de thèmes qui sont au cœur de notre vie de citoyen et de sa qualité, elle questionne nos modes de vie, nos modes de consommation ou le pouvoir d'achat lorsque les prix s'envolent. Comment vivre mieux tout en consommant moins ? Comment permettre un accès de tous à l'énergie? Quelle est la part de service public nécessaire pour une meilleure cohésion sociale ?

Dans le même temps, la gestion du risque sous toutes ses formes (pénurie d'approvisionnement, industriel, environnemental) est un facteur à prendre en compte, de même que l'enjeu crucial de l'indépendance énergétique de la France et de l'Union Européenne.

L'énergie, c'est aussi notre capacité de recherche, d'innovation et de développement dans de nouvelles technologies, ce qui dans le même temps interroge notre capacité à développer de nouvelles filières structurées.

Enfin, les choix à opérer s'accompagnent d'interrogations légitimes sur la transparence, la démocratie, l'éthique et plus largement les conditions d'une acceptabilité par l'opinion publique du risque encouru, ou encore les conséquences des décisions d'aujourd'hui sur les générations futures.

C'est pourquoi la CFDT réclame un débat citoyen transparent. Transparence car pour chaque scénario qui pourrait être mis sur la table, il faudra dire ce que cela change pour le citoyen, l'entreprise, le pays en traitant des impacts économiques, sociaux et environnementaux. C'est à cette seule condition que les choix futurs seront acceptés et légitimes.

C'est dans cet esprit de transparence et dans la volonté d'aborder ce sujet dans un équilibre social et sociétal que la CFDT développe son analyse et ses propositions.

Les enjeux du mix énergétique au plan national et européen

L'énergie est indispensable à **l'activité et au développement économique.** En ce sens la politique énergétique doit assurer et sécuriser l'indépendance nationale et européenne sur le long terme. L'énergie est un élément important de compétitivité des entreprises, et

déterminant pour l'attractivité économique des territoires et de la cohésion de leur aménagement.

L'énergie est aussi au cœur d'une **approche développement durable** avec la prise en compte du climat, des rejets de CO_2, de l'empreinte écologique, de l'indépendance énergétique, de la continuité de fourniture et enfin celle de la gestion des matières premières qui ne sont pas illimitées. La transition énergétique doit nous amener d'un modèle basé aujourd'hui à 80 % sur les énergies fossiles à un nouveau modèle énergétique dans lequel les énergies non carbonées seront dominantes.

Actuellement, au niveau européen, la politique énergétique se limite à l'addition de mix énergétiques nationaux très différents, sans débat et arbitrages européens. Pourtant **une véritable politique énergétique communautaire est nécessaire** pour remplir les objectifs du développement durable, politique qui nécessitera de tenir compte des réalités dans chaque pays, tant du point de vue des ressources disponibles que des infrastructures existantes.

Dans le cadre de sa communication sur la stratégie énergétique européenne pour la période 2011-2020, la Commission dessine la feuille de route destinée à répondre aux enjeux d'une politique énergétique durable. Selon elle cinq aspects primordiaux forment le socle de toute réflexion d'une politique déclinée au niveau national : **l'efficacité énergétique, la construction d'un marché énergétique intégré, l'amélioration de la sécurité et la sûreté énergétique, devenir le leader européen en matière de technologies et d'innovation énergétique, avoir une politique énergétique extérieure commune.**

Pour ces raisons, la CFDT soutient les mesures préconisées par la Commission et le positionnement de la CES (Confédération Européenne des syndicats), qui vont dans le bon sens et peuvent faire l'objet d'une politique énergétique européenne (exemples : aides à l'efficacité énergétique, cohésion et mise à niveau des réseaux de transport d'électricité en Europe, etc.) dans un contexte où il est admis que le mix énergétique est une prérogative nationale.

Un objectif commun en faveur de l'environnement milite aussi pour la création d'un fonds d'investissement européen pour aider à investir dans les moyens de production et dans les infrastructures de transport, pour réduire la consommation d'énergie au niveau du bâtiment et du transport mais aussi pour investir plus fortement dans les nouvelles technologies.

Le mix énergétique français est caractérisé par le poids du nucléaire le plus élevé au monde. Cette part importante du nucléaire permet à la France de n'afficher que 55 % comme part des énergies fossiles dans sa consommation énergétique.

Pour la CFDT, un débat public sur la politique énergétique française est nécessaire. Trois types de scénarios sont actuellement avancés par différents acteurs :

- un scénario sans mesures additionnelles autres que celles envisagées aujourd'hui dans le Grenelle de l'environnement (pas de baisse du nucléaire mais accroissement

des énergies renouvelables), mais avec un renforcement de la sécurité des sites nucléaires en fonction des audits en cours ;
- un scénario axé sur la réduction de la demande globale d'énergie primaire et sur le rééquilibrage du mix énergétique ;
- un scénario 100 % sans nucléaire.

La CFDT s'inscrit dans le deuxième scénario. **La CFDT milite en effet depuis de nombreuses années pour un mix-énergétique équilibré afin, d'une part, de ne pas être dépendant d'une seule technologie et, d'autre part, de diversifier les approvisionnements de matières premières**.

Dire aujourd'hui que l'on peut sortir totalement du nucléaire exige de construire un scénario crédible de remplacement. Or, les technologies ENR soulèvent encore aujourd'hui quelques problèmes (intermittence, distance entre lieux de production et de consommation). Par ailleurs recourir plus massivement au gaz et au charbon comme le fait l'Allemagne serait contraire à notre engagement en faveur du climat du point de vue de l'environnement et nous rendrait un peu plus dépendant de pays tiers pour notre approvisionnement.

Propositions de la CFDT

Malgré la conférence de Rio en 1992 et toutes celles qui l'ont suivie, le monde est encore sur une trajectoire qui augmente le réchauffement climatique. Une inflexion de cette trajectoire est indispensable. En outre les importations d'énergies fossiles, essentiellement pétrole et gaz, pèsent lourdement sur le déficit de la balance commerciale et sur l'indépendance de l'Europe.

Pour la CFDT la politique énergétique doit être définie autour des éléments suivants :

- *Améliorer l'efficacité énergétique et encourager les économies d'énergie par la mise en œuvre de politiques publiques volontaristes et cohérentes s'appuyant sur la fiscalité et les subventions*

Principaux gisements : bâtiments, logements (isolation), transports (développement des transports en commun, ferroviaire, fluvial, consommation des moteurs), processus industriels, usages domestiques...

- *Créer et organiser les filières industrielles des énergies renouvelables, et encourager leur utilisation par une fiscalité écologique*

Du fait de la domination quasi-exclusive du nucléaire et de certains mauvais choix gouvernementaux, la France enregistre un grand retard des énergies renouvelables et doit importer l'essentiel de ses équipements. Il est donc essentiel de mobiliser tous les moyens publics d'investissement et d'orienter les politiques publiques en vue de la constitution de filières industrielles complètes, qu'il s'agisse des énergies marines, éoliennes, photovoltaïque, des agro-carburants, des *smart grids*,…en s'appuyant sur les fonds publics d'investissement : OSEO, FSI, Grand emprunt…

Les comités de filières et la CNI doivent y prendre toute leur place, de même que les pôles de compétitivité concernés et les CESER au plan territorial.

Les énergies renouvelables (biomasse, éolien, solaire thermique, photovoltaïque…) se déploieront sur la durée et trouveront, le plus souvent, leur efficacité maximale dans des utilisations décentralisées. Leur coût demeure encore aujourd'hui plus élevé que celui des énergies fossiles ou du nucléaire. Dans ce cadre, le développement des énergies renouvelables dans le mix devrait conduire à une augmentation du prix de l'électricité, ce qui in fine soulèvera la question de la répartition de la charge tant du point de vue des ménages que des entreprises.

- *Développer la R&D et les processus expérimentaux*

Dans le cadre de politiques industrielles et énergétiques nationales et européennes, des défis technologiques sont à relever :

- amélioration des techniques de productions existantes et futures : agro-carburants, biomasse, séquestration et stockage du CO_2, énergie solaire, etc. ;
- amélioration de l'efficience énergétique dans : l'habitat, les transports, les processus industriels, etc. ;
- développement des réseaux intelligents.

Stimuler l'innovation verte, c'est donc non seulement préserver un bien public – le climat – en minimisant les émissions de CO_2, mais c'est aussi contribuer au développement d'une activité nouvelle. Il n'y a guère d'évolution spontanée dans le passage des technologies sales aux technologies propres, il faut une combinaison de politiques publiques réglementaire, fiscale et industrielle incitatives pour réorienter la trajectoire de croissance d'un secteur économique, de même que des évolutions du système de formation.

- *Rééquilibrer le mix énergétique en réduisant la part du nucléaire dans la production d'électricité pour ne pas être dépendant d'une seule technologie, et diversifier les approvisionnements de matières premières.*

Pour la CFDT, la part du nucléaire doit revenir à un niveau plus raisonnable que le taux atteint actuellement. Une telle situation nous rend trop dépendants d'une technologie unique de production d'électricité, et, du fait des caractéristiques techniques des réacteurs nucléaires, ne permet pas d'utiliser le parc français dans les conditions économiques optimales. En effet les centrales nucléaires ne sont pas bien adaptées aux variations rapides de la demande d'électricité.

Par ailleurs, la CFDT s'oppose depuis toujours à un suréquipement délibéré, relativement aux besoins français, dans l'objectif de poursuivre une politique d'exportation massive d'électricité nucléaire**.** Or une part notable de notre production électronucléaire est exportée (entre 5 et 15 % selon les années de 2000 à 2009), correspondant à l'équivalent de la production de plusieurs réacteurs. Ce n'est pas à la France de pallier les besoins des autres pays européens, et de cumuler sur son territoire l'ensemble des problèmes éthiques, politiques, sociétaux, environnementaux que pose la gestion du nucléaire et de

ses déchets. A ce titre, la CFDT considère qu'un stockage sécurisé et réversible des déchets radioactifs relève du principe de responsabilité de chaque pays qui les génère.

La CFDT revendique de ramener la part du nucléaire dans la production d'électricité de 78 % aujourd'hui à environ 60 % en 2030, c'est-à-dire à la production en base[1]. Cette position est construite dans l'état actuel des connaissances technologiques, de structuration des nouvelles filières industrielles, et de niveau de la demande.

Pour atteindre cet objectif, la fermeture et le non renouvellement de tranches s'imposent en complément de nouveaux investissements dans les ENR. La CFDT considère que la durée de vie d'une centrale nucléaire ne devrait pas dépasser 50 ans (sous réserve des autorisations de l'ASN). En conséquence, il faut envisager et programmer le démantèlement des installations qui arriveraient en fin de vie à cette échéance.

Pour la CFDT, la diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique doit aussi résulter de la mise en œuvre de toutes les mesures d'économies d'énergie, du développement des énergies renouvelables et de l'augmentation naturelle de la demande.

En conséquence la CFDT renouvelle son refus de la construction de la seconde tranche EPR à Penly, doublement inutile aujourd'hui. En ce qui concerne la première tranche en cours de construction à Flamanville, la CFDT avait déjà exprimé dans son avis qu'elle considérait cette construction comme prématurée.

Ce pilotage progressif permet de dégager le temps nécessaire pour négocier et gérer les transitions industrielles, technologiques, sociales et professionnelles, tant pour les salariés des sites que pour les sous-traitants, ainsi que l'avenir industriel des territoires concernés.

- *Anticiper les transitions professionnelles liées aux mutations économiques et énergétiques*

Une mobilisation conjointe des partenaires sociaux est nécessaire pour identifier ces transitions, identifier les emplois, compétences et métiers de demain dans tous les secteurs liés à l'énergie.

Rôle de la formation initiale et continue pour accompagner ces évolutions.

- *Elargir le fonds de service public pour réduire les inégalités*

Dans le cadre de la politique énergétique proposée ci-dessus (augmentation de la part des énergies renouvelables et diminution corrélative du nucléaire, amélioration de la sûreté), l'augmentation du prix de l'énergie est inéluctable. Cette augmentation devra aussi permettre de financer une politique de recherche ambitieuse. Elle devrait inciter à des économies d'énergie. Outre la réduction de notre consommation, elle permettra de

1 La « production en base », correspond à un fonctionnement des centrales régulier et continu tout au long de l'année, mais ne répondant pas à un pic dans la demande (saisons, températures, heures de pointe) pour lequel le nucléaire est mal adapté.

rentabiliser les investissements en faveur de processus nouveaux et d'économies d'énergie, de valoriser les énergies renouvelables et les nouvelles formes d'énergie.
Il est nécessaire de mettre en œuvre les mesures qui assureront que l'augmentation du prix de l'énergie n'accroîtra pas les inégalités sociales et assurera aux ménages les plus modestes l'accès à l'énergie. Il existe déjà, pour l'électricité, un fonds de service public, alimenté par les grands opérateurs, et qui permet aux plus démunis de payer leurs facteurs d'électricité et d'éviter les coupures en période hivernale. Pour la CFDT il est nécessaire d'élargir ce fonds à l'ensemble des composantes de la facture énergétique (gaz, fioul, par exemple). Cela sous-entend que tous les opérateurs de l'énergie y contribuent. Ce fonds pourrait ainsi permettre la mise en place de tarifs sociaux pour une première tranche de consommation, ou de tarifs progressifs.

- *Compétitivité des entreprises*

Les impacts d'une hausse du coût de l'énergie sur la compétitivité des entreprises doivent aussi être pris en compte. Il ne faut pas qu'une telle politique mette nos industriels en difficulté face à des concurrents qui n'appliqueraient pas une politique énergétique responsable. La mise en place d'une fiscalité environnementale permettrait de stimuler l'innovation et d'accroître la productivité. La réforme fiscale devra aussi comporter une forme de taxe d'ajustement aux frontières européennes afin d'intégrer les contraintes de l'économie sans pénaliser excessivement les entreprises européennes.

Propositions de CFE-CGC

I. Première partie : L'énergie au sein de la charte Développement Durable de la CFE-CGC

Notre présentation repose, dans sa première partie, sur notre charte DD basée sur la Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD) ; elle en reprend l'architecture et **se structure autour de neuf défis**.

Afin de relever ces défis, notre organisation syndicale a identifié et fait siens 24 engagements prioritaires pour l'avenir.

- **Défi 1 : Consommation et production durables,**
- **Défi 2 : Société de la connaissance,**
- Défi 3 : Gouvernance,
- **Défi 4 : Changement climatique et énergies,**
- **Défi 5 : Transport et mobilité durables,**
- Défi 6 : conservation et gestion durable de la biodiversité et des ressources naturelles,
- **Défi 7 :** Santé publique, **prévention et gestion des risques,**
- Défi 8 : Démographie, immigration, inclusion sociale,
- **Défi 9 : Défis nationaux et internationaux en matière de développement durable et de lutte contre la pauvreté dans le monde.**
- * Figurent ici en **gras** les défis évoqués dans le présent exposé (document Powerpoint présenté).

1. Défi 1 : Consommation et production durables

1.1. Engagement n° 1

Soutenir l'orientation de nos modes de production et de consommation vers une économie plus durable, qui limite ses impacts sur l'environnement tout en assurant une qualité de vie par des conditions sociales et salariales satisfaisantes pour tous.

- Donc, via une **transition énergétique** socialement acceptable vers un mix énergétique décarboné tout en soutenant la croissance et en développant l'emploi industriel, en R&D et innovation.

2. Défi 2 : Société de la connaissance

2.1. Engagement n° 3

Permettre aux salariés d'acquérir les compétences et les comportements indispensables à leur employabilité et à la préservation de leur emploi pour faire face aux évolutions des métiers induites par la prise en compte du développement durable et du changement climatique.

- Assurer, par la GPEC territoriale, la reconversion des salariés et bassins d'emplois touchés par la transition énergétique (ex : les raffineries).

2.2. Engagement n° 5

Soutenir l'innovation pour une croissance économe en énergie et diminuant nos émissions de GES.

- Maintenir un effort de R&D et nos compétences d'excellence sur **tous les vecteurs** énergétique : pétrole, gaz, nucléaire et hydraulique.
- Développement l'effort de R&D et des compétences d'excellence pour construire une filière française des ENR.
- Développer les filières de conduite des réseaux (*smart grids…*) de domotique afin de permettre :
  - l'émergence d'offres (valorisation des effacements par ex…) ;
  - et une optimisation globale dans le cadre du développement des énergies réparties.

2.3. Engagement n° 10

Soutenir les politiques de MDE et favoriser la transition énergétique vers une croissance économe en énergie ***tout en intégrant et en anticipant leurs conséquences économiques et sociales pour les salariés et les territoires.***

- Priorité aux programmes d'efficacité et de maîtrise des dépenses énergétiques des entreprises et des ménages tout en intégrant les contraintes de :
  - rentabilité économique ;
  - pouvoir d'achat des ménages.

3. Défi 4 : Changement climatique et énergies

3.1. Engagement n° 11

Lutter contre les fuites « carbone » et promouvoir une fiscalité carbone aux frontières de l'Europe sans mettre en position de risque nos industriels par des asymétries fiscales.

- Contrôler la porosité des échanges à l'aune de la réciprocité en termes de taxe carbone ; une fiscalité s'impose, *a minima,* à l'échelle européenne (Directive du paquet énergie climat).

3.2. Engagement n° 12

Soutenir une politique d'efficacité énergétique dans le secteur du logement avec une priorité à la rénovation du bâti existant public et privé.

- Diminuer la facture énergétique et la précarité des ménages.

4. Défi 5 : Transport et mobilité durables

4.1. Engagement n° 13

Soutenir un schéma d'infrastructures de transport cohérent avec les politiques des opérateurs de transports privilégiant l'inter-modalité, la qualité de service, une accessibilité dans les territoires urbains et ruraux avec des coûts socialement et écologiquement acceptables.

- Mettre en œuvre un grand plan de rénovation des réseaux existants et d'investissement sur les transports urbains et ruraux.
- Développer la R&D et l'innovation sur l'embarqué :

  - batteries électriques ;
  - piles à combustible.

4.2. Engagement n° 14

Agir pour développer une politique du transport, qui intègre les problématiques liées au développement durable, articulée avec la politique du logement et de la mobilité au niveau des bassins d'emplois par :

- développer le travail à distance (tout en évitant l'isolement) ;
- un rééquilibrage des modes de transports individuels vers le covoiturage et les transports en commun ;
- la fiscalité des carburants ;
- la politique du logement.

Remarque : il est temps d'arrêter le siphonage par l'Etat d'Action Logement ainsi que des incitations fiscales qui perturbent la formation des prix.

5. Défi 8 : Démographie, immigration, inclusion sociale

5.1. Engagement n° 20

Garantir que l'égalité des chances et l'accès à un emploi de qualité seront placés au cœur des stratégies de développement d'une économie « verte ».

- La mise en œuvre de politiques énergétiques ne doit pas se solder par une destruction d'emplois industriels sans :

  - en amont création d'autres emplois via l'anticipation sociale (GPEC), l'anticipation technologique (R&D) ;
  - plans de reconversion chiffrés et financés.

5.2. Engagement n° 21

Réduire les fractures intergénérationnelles entre retraités, actifs et jeunes tout comme les disparités entre territoires ruraux/urbains mais aussi métropole/collectivités d'outre mer (COM).

- La sobriété énergétique imposée aux générations futures par l'évolution climatique sur notre planète et du fait de la rareté des ressources dans un monde fini nécessite, de la part de la génération quinqua actuelle et au-delà (à l'origine du gaspillage) un sens de l'équité et de la mesure.

II. Deuxième partie : Positions de la CFE-CGC sur les choix d'orientation et le paysage énergétique de la France à 2050face aux défis nationaux et internationaux

1. Notre vision d'une France dans un monde durable repose sur 6 piliers

- l'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnements ;
- l'efficacité énergétique et la MDE ;

- la sûreté absolue de tous les moyens de production : nucléaire, thermique, hydraulique, l'exploitation potentielle des réserves non conventionnelles (huiles, gaz)… ;
- le respect de nos engagements GES et donc de la protection de l'environnement, en particulier de la lutte contre le réchauffement climatique ;
- le développement des ENR en développant les filières métiers à fort en jeu pour la France ;
- la sûreté d'exploitation des réseaux des systèmes électriques (maîtrise durable du risque de délestage) et gaziers.

2. Dès lors, il nous faut également en France et dans chaque pays

- identifier les contraintes : économiques, sociales, démographiques, géographiques, climatiques… ;
- mesurer l'acceptabilité sociétale des impacts liés à chacun des différents scénarios ;
- des prix maîtrisés de l'énergie notamment sur le vecteur électrique qui, sur le plan énergétique, présente beaucoup de souplesse ;
- échanger pour que nos réflexions permettent de converger vers une vision partagée sur les aspects sociétaux, écologiques et économiques.

3. Il n'y aura pas d'énergie miraculeuse

- donc, nécessité de souplesse dans le choix du scénario pour nous permettre de nous adapter à toute évolution et rupture technologiques ultérieures (pas de schéma bloquant) ;
- face à la croissance de la population et au développement économique des pays émergents, il n'y aura pas de modèle unique : chaque pays, chaque région a son champ de contraintes (parc de production existant, règlementation…) et ses atouts propres (régime de vents, ensoleillement, ressource minières…) ;
- un mix énergétique est indispensable, il devra reposer :
  - en priorité sur les énergies décartonnées : nucléaire, solaire, éolien, biomasse, énergies marines, géothermie etc.),
  - et, pendant de nombreuses années encore, des énergies fossiles qu'il s'agit d'exploiter avec mesure tout en limitant les rejets de $C0_2$.
- D'où la nécessité de mettre l'accent sur la R&D (publique et privée) source de croissance durable et d'emplois futurs sur :
  - l'efficacité énergétique dans les bâtiments et les transports ;

- les ENR1 et les moyens de stockage pour palier les intermittences d'une bonne partie de ces ENR ;

- la diffusion des smart grids et de la domotique. Les développements de l'énergie répartie via les ENR, nécessitent le développement et le déploiement de ces outils pour le pilotage des réseaux électriques (réseaux boucles locales d'ERDF : MT/BT et réseau de transport RTE). Le développement des smart grids2, des compteurs intelligents et le développement des offres de fourniture constituent une opportunité pour affiner l'expertise française dans ce domaine ;

- la capture stockage du CO2 (sous réserve d'un signal prix CO2 pertinent) ;

- les réserves non conventionnelles d'énergies fossiles en sachant prendre en compte les aspects environnementaux ;

- le nucléaire : génération 4, le démantèlement des centrales* et la gestion des déchets à vie longue.

* **Remarques importantes** : A ce stade, soyons clairs, pour la CFE-CGC, sauf impératifs de sûreté (rapport ASN à venir) l'arrêt des tranches nucléaires actuelles et en construction **serait une aberration économique alors que c'est là** :

- un facteur clé de limitation des émissions de GES de la France ;
- un -le seul- facteur de « compétitivité coût » favorable à nos entreprises ;
- un facteur contributif avantageux vis-à-vis de notre balance commerciale.

4. L'énergie une richesse pour conforter notre économie et notre compétitivité

➢ La France doit savoir exploiter ses atouts au travers de :

- son industrie nucléaire ;
- son industrie pétrolière et parapétrolière ;
- ses services gaziers ;

[1] Notons que la France n'est pas dépassée pour l'application des ENR. Avec l'hydraulique, la part des ENR dans la consommation d'énergie primaire est plus importante en France qu'en Allemagne.
Les politiques de soutien aux ENR doivent répondre à 4 objectifs de politique : énergétique, environnementale, industrielle et sociale.
Pour être à la base du dynamisme et de la construction d'une filière, la politique de soutien se doit d'être :
➢ stable, pérenne et continue le long du cycle de vie d'une technologie ;
➢ elle doit réussir à s'adapter aux paliers et aux passages entre les différentes maturités de la technologie en disparaissant lorsque la technologie est mature.

[2] Convergence du monde de l'énergie et des technologies de l'information pour répondre à l'équilibre O/D sans forcément accroître la production. Beaucoup d'acteurs sont impliqués : fournisseurs d'énergie, transport et distribution de courant électrique, les leaders de l'électronique de puissance et de la domotique comme par exemple Legrand en France…, les fournisseurs des compteurs (Landys et Gyr,…), les opérateurs de téléphonie et de l'informatique.

- ses ressources géothermiques, sa forêt ;
- son littoral maritime y compris dans les systèmes énergétique insulaires : Corse, Communauté d'Outre Mer …

➢ La France doit pouvoir exporter ses savoir faire dans toutes les technologies afin de :

- créer des emplois pérennes ;
- dynamiser les échanges tout en limitant notre exposition aux risques principalement géopolitiques et prix ;
- et améliorer sa balance des paiements dont l'évolution actuelle est pour le mois inquiétante : environ -75 milliards d'euros en 2011 d'après les chiffrages prévisionnels ! Notons qu'en 2010, le déficit commercial (-45 milliards d'euros) était du même ordre de grandeur que la facture énergétique de la France.

5. Il n'y a pas non plus de voie unique d'amélioration ce qui nécessite le choix d'un scénario non bloquant et un changement des mentalités

Le changement de modèle de croissance, s'accompagnera de nécessaires transferts d'usages des énergies fossiles vers les énergies décarbonées (ENR thermiques et électriques) ouvrant ainsi de nouvelles potentialités de développement. Cependant, il doit également intégrer les aspects suivants :

➢ Comme on a su le faire après les 2 chocs pétroliers (de 1973 et 1976), la mise en œuvre d'une politique industrielle énergétique française doit être basée de façon incontournable sur une vision de long terme compte tenu de l'intensité capitalistique du secteur. **Il y a un caractère impératif à ne pas choisir un schéma directeur bloquant** qui nous priverait des degrés de liberté ultérieurs. Le scénario « maître » qui sera retenu doit nous laisser toute la souplesse et l'agilité nécessaires afin de répondre à l'avenir :

- à toute évolution géopolitique et/ou géostratégique ;
- et à toutes les ruptures technologiques.

➢ D'agir pour développer des politiques du transport et du logement qui intègrent les problématiques liées au développement durable. Politique articulée avec celles :

- du logement et de la politique de la ville de sorte à réduire les mouvements pendulaires quotidiens ;
- de la mobilité au niveau des bassins d'emplois ;
- de la MDE notamment sur 2 enjeux majeurs via :

  - programme massif sur la rénovation thermique des logements par l'isolation des bâtis existants tant publics que privés. Il faut en faire la priorité n°1 du Grenelle de l'environnement. L'isolation des bâtiments, responsables de plus de 40 % de la consommation énergétique française, doit être mise en avant tout comme doivent l'être les avancées technologiques autour des *smart grids* ;

  - dans le domaine des transports : développement Fer et de nouvelles motorisation pour les véhicules. Les évolutions sur les véhicules au niveau des

motorisations thermiques et hybrides (transport longues distances) mais aussi au travers des évolutions vers les véhicules électriques (déplacements urbains transport : solution à la dépollution des villes1) voire les nouvelles motorisations issues des ruptures technologiques : nouvelles batteries et piles à combustible.

- La science et l'innovation ne résoudront pas tous les problèmes, aussi, des efforts comportementaux sont indispensables pour assurer la transition énergétique :
  - l'éducation à toutes les étapes de la vie est un facteur déterminant pour les mobilisations individuelles ;
  - un changement de comportement des citoyens/consommateurs est indispensable ;
  - la responsabilité sociale et environnementale des entreprises sera prépondérante ;
  - les impératifs de dialogue social, d'explications et d'équité des efforts demandés, s'imposent pour assurer une acceptabilité sociale.

Pour conclure

- Le changement de modèle de croissance, ouvre certes de nouvelles potentialités de développement, mais il induit également simultanément :
  - des coûts supplémentaires (face actuellement à la rareté du capital c'est en soi un défi) ;
  - et le remplacement de certaines activités qu'il s'agit d'anticiper tant au niveau technique qu'au niveau social.

- **Il n'y aura pas de "big bang" écologique** aussi, une transition énergétique maîtrisée vers une économie décarbonée pendant plusieurs décennies est une nécessité. Dès lors il faut s'assurer de l'acceptabilité sociale et sociétale des orientations et mesures envisagées.

  Pour la CFE-CGC, une trajectoire ambitieuse et raisonnable peut être vue en deux temps :

  - **2012-2030** : en exploitant les moyens actuels et en développant les ENR (PPI) mature, en pratiquant la MDE et en préparant l'avenir par la R&D et l'innovation sur les technologies actuellement non matures mais qui créeront les filières industrielles de demain avec les emplois dédiés ;

  - **au-delà, jusqu'à 2050** : à la lumière des progrès définis supra, il sera alors légitime de s'interroger sur la pertinence de conserver, ou non, à même hauteur la part du nucléaire dans la production d'électricité (actuellement de 75 %), afin d'optimiser les objectifs de la politique énergétique en fonction également du contexte géopolitique du moment.

- Au niveau politique et technique, gérer la transition d'un modèle historique vers le modèle décarboné suppose :

[1] 6 à 9.000 morts par an par la pollution urbaine, notamment via les particules fines…

- comme on a su le faire après les 2 chocs pétroliers, la mise en œuvre d'une politique industrielle énergétique Française avec une vision de long terme compte tenu de l'intensité capitalistique du secteur et des durées d'exploitation ;
- augmenter les moyens de R&D en développant les partenariats publics, privés et en impliquant les tissus locaux de PME-PMI, les pôles des compétitivité ;
- une politique énergétique intégrée en Europe avec une optimisation globale tant sur les moyens de production que sur les réseaux (électriques et gaziers) ;
- de s'appuyer sur les atouts de l'industrie française et ses domaines de compétences techniques et en innovation (sur le nucléaire et le thermique classique fioul, gaz, charbon supercritique) ;
- de s'appuyer sur nos ressources propres en ENR matures valorisables (hydraulique, éolien terrestre, biomasse, chauffes eau en solaire thermique),
- de développer dans des conditions économiques acceptables les nouvelles technologies ENR (éolien *off shore*, le photovoltaïque, énergies marines) ;
- mettre en œuvre une vraie politique fiscale écologique qui ne repose pas sur une taxe carbone franco-française qui pénaliserait notre compétitivité.

➢ **Au niveau social, l'approche de ce secteur doit également relever d'une stratégie de long terme.** Il convient de consolider les efforts de recrutements et d'investissements en ligne avec les besoins croissants de la demande mondiale prévisible d'énergie.

Pour préserver croissance et emploi il est impératif de :

- gérer et d'anticiper en terme d'emploi la transition énergétique, sans oublier que le passage à une "économie verte" nécessitera un effort d'adaptation de certaines filières et entrainera des destructions d'emploi partiellement compensées par la création de nouvelles activités ;
- développer autant que faire se peut et dans des conditions satisfaisantes, le télétravail ;
- sécuriser les parcours professionnels à l'aide des politiques de formation initiales et tout au long de la vie adéquates –adaptée aux besoins- pour faire face :
  - aux reconversions de bassins d'emplois (notamment ceux à forte implication sur le charbon[1] et le raffinage) ;
  - à la construction de nouvelles filières industrielles, commerciales et de services.

[1] Il convient de perfectionner les cycles de production d'énergie à partir des centrales à charbon en cycle supercritique -notamment pour l'export- permettant d'améliorer les rendements et de diminuer les rejets de CO_2 et de polluants.

Propositions de la CGT

La CGT a des analyses et propositions pour ce qui concerne la politique énergétique dans un cadre national, européen et mondial.

L'actualité récente : Accident nucléaire de Fukushima, Extraction des Gaz de Schiste, … ainsi que les programmes mis en avant par les partis politiques dans le cadre de la campagne électorale pour les présidentielles à venir, ont remis au devant de la scène un certain nombre de sujets en lien avec l'industrie et l'emploi industriel.

La politique énergétique est à un tournant et ce à plusieurs titres.

La réduction du recours aux énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) est la caractéristique principale de la transition énergétique dans laquelle il faut s'engager.
Cette transition vers une économie dé carbonée est elle-même une composante de la révolution écologique qui s'amorce.

Cette dernière revêt deux dimensions :

- d'une part, la lutte contre les pollutions des productions et produits industriels devenus intolérables pour la santé et la vie et qui annoncent les risques majeurs du réchauffement climatique ;
- d'autre part, l'ouverture des nouveaux domaines écologiques, de l'océan à l'espace, jusqu'aux biotechnologies.

Toutes ces évolutions renvoient au besoin de maîtrise sociale nouvelle de l'industrie et d'un regard accru sur le fonctionnement des marchés ainsi qu'à des besoins de coopérations inédits à l'échelon européen et international. Les travailleurs en tant qu'acteurs des transformations des modes de production et en tant qu'usagers ont tout leur mot à dire sur ces évolutions qui ne doivent pas être déterminées par la loi du profit.

La transition énergétique est au centre de nombreux débats dans lesquels nos organisations les plus impliquées sont à l'écoute des attentes des salariés et des citoyens.

L'accident de Fukushima a remis au devant de la scène la question de la production de l'énergie à partir de l'atome. La CGT se félicite de ce que le débat, qu'elle préconise de longue date sur les questions énergétiques et non pas seulement sur le nucléaire en

l'isolant de la question globale soit lancé. Ce débat doit être démocratique et transparent permettant de donner à chacun les éléments nécessaires, factuels et objectifs pour se forger son opinion.

Il doit bien aborder toutes les questions posées. Il doit prendre en compte en même temps **trois exigences essentielles** face auxquelles il faut apporter des réponses :

- **La satisfaction des besoins en énergie pour tous les êtres humains ou la réponse aux besoins**

Les options énergétiques impliquent des choix de société. L'énergie est consubstantielle au développement humain. Chaque être sur la planète doit avoir accès à l'énergie, à l'eau, à la santé, à l'éducation, à la communication, à la culture dans une perspective de développement humain durable. Des chiffres : nous venons de dépasser 7 milliards d'êtres humains en octobre 2011 et les 10 milliards devraient être atteints en 2050. Les besoins en énergie vont continuer à croître à un rythme soutenu. Il faut en outre viser la réduction des inégalités. En effet, il est nécessaire de rappeler que 1,6 milliard d'êtres humains n'ont pas accès à l'électricité et que 80 % des ressources énergétiques de la planète sont consommées par 20 % de la population mondiale. En France, c'est 3,4 millions de foyers en précarité énergétique (soit 8 millions de personnes) et 100 000 coupures de gaz et d'électricité par an. Le prix de l'énergie et la capacité à se procurer de manière indépendante les sources d'énergie sont deux dimensions essentielles.

- **La raréfaction des ressources fossiles**

L'accès à la ressource fossile (charbon, gaz, pétrole) est -et sera -de plus en plus difficile techniquement et de plus en plus compliqué politiquement. C'est une évidence pour le pétrole. C'est aussi le cas pour le gaz même si l'échéance est un peu plus lointaine et peut encore être repoussée avec l'accès à de nouvelles ressources comme les gaz de schiste. La question se pose aussi pour l'uranium et demain le lithium, les terres rares voire le charbon. Sachant que les besoins des pays en développement ne pourront pour une part importante être satisfaits qu'avec le recours aux énergies fossiles, les choix des pays les plus développés ne peuvent pas ignorer cette donnée et la dimension de solidarité internationale qui doit prévaloir dans les choix d'utilisation des ressources. Ces pays doivent, plus que d'autres, utiliser le potentiel de développement des technologies en matière énergétique pour réduire leur prélèvement sur les ressources naturelles. De plus, la CGT considère qu'il faut gérer les ressources fossiles collectivement comme biens publics mondiaux.

- **Le changement climatique, le réchauffement climatique, une question essentielle pour la CGT**

Nous devons réduire de manière drastique nos émissions de CO_2.

Il est aujourd'hui reconnu, quasi-unanimement, que le réchauffement climatique est lié à l'activité humaine et à l'émission de gaz à effet de serre principalement due à la combustion de combustibles fossiles.

Les travaux du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat) préconisent d'ailleurs une réduction aussi rapide que possible de ces émissions, indispensable pour ne pas franchir des seuils trop importants qui entraîneraient une élévation incontrôlable de la température sur terre. Ils indiquent que nous n'avons pas plus de 40 ans pour prendre le virage. Prenons par exemple l'Afrique : pour ce continent, le réchauffement climatique ce sera encore moins d'eau alors que l'on sait qu'il en manque déjà cruellement et que cela provoque de terribles famines. Déjà, la perspective de migrations importantes, de ceux que l'on désigne sous le terme de « réfugiés climatiques » sont à redouter s'ajoutant aux migrations résultant du sous-développement. Quand on voit comment on accueille les immigrés aujourd'hui en France, on ne peut que s'inquiéter d'une telle perspective !

L'humanité ne pourra dans ces conditions se passer d'aucune source d'énergie, pas plus des énergies renouvelables que du nucléaire civil. C'est bien la complémentarité et la diversité des sources d'énergie qui doit être à l'ordre du jour au niveau international pour réduire les émissions de CO_2. C'est ce que l'on désigne par le **mix énergétique**, c'est-à-dire le choix de combiner différentes sources primaires d'énergie dans des proportions optimum.

La nécessaire transition énergétique nécessite, pour atteindre les objectifs ambitieux de réduction des émissions de CO_2, des investissements importants tant dans la recherche et développement que dans les moyens de production et les usages énergétiques. Cette transition représente un enjeu fort en termes de formation, de qualification et de développement de l'emploi dans de nombreux secteurs comme la production d'énergie, la construction, les transports, etc. L'argument selon lequel cette transition énergétique ne serait pas finançable du fait de la crise économique est irrecevable dans la mesure où précisément, ces investissements créateurs d'emplois sont d'une utilité manifeste, et créateurs d'emplois pérennes. Il faut cependant pousser le débat sur les sources de financement et les outils fiscaux nécessaires pour orienter une économie à faible teneur en carbone. La CGT ne souscrit pas, par exemple, à la mise en œuvre dans les conditions actuelles, alors que la fiscalité indirecte est particulièrement lourde, d'une taxe carbone qui aurait par elle-même la vertu d'orienter les choix individuels vers la réduction des émissions de CO_2. Il faut prioritairement traiter les lourdes questions sociales qui se posent à une large partie des familles pour se loger, se chauffer et se déplacer.

Les propositions de la CGT

La CGT, qui n'est partie prenante d'aucun lobby, a précisé ces dernières années ses propositions pour construire une transition énergétique réussie pour la France.

Cinq principes ont été affirmés qui constituent une approche cohérente du défi énergétique autour d'un mix énergétique qu'il est nécessaire de bâtir. Ils visent également à intégrer différentes approches qui s'affrontent parfois dans le débat public.

Donc, un *Mixénergétique :*

- diversifié à faible émission de CO_2 ;

- s'appuyant sur un plan ambitieux d'économies d'énergie ;
- sur le développement des énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, biomasse…) ;
- sur l'atout que constitue un parc nucléaire qu'il faut aujourd'hui moderniser, démocratiser et exploiter de façon sécurisée en respectant toutes les catégories de salariés qui y travaillent.
- sur une réappropriation publique des choix, notamment par la constitution d'un pôle public de l'énergie et d'une Agence européenne de l'énergie.

Développons un peu quelques principes :

Mix énergétique diversifié à faible émission de CO_2

Nous proposons d'utiliser les ressources à partir de leurs spécificités propres pour répondre aux besoins. Pour le gaz, il est possible de continuer de favoriser et d'étendre les dessertes gaz qui restent un outil efficace pour des usages domestiques et professionnels compte tenu de l'amélioration des rendements qui permet de réduire les émissions de CO_2 pour la satisfaction d'un même besoin. La CGT considère qu'il n'est pas question d'exploiter les gaz de schiste avec les technologies actuelles qui sont dangereuses pour l'environnement et les hommes. Par contre, il est nécessaire de laisser l'option ouverte avec la recherche et la possibilité de quantifier par l'exploration ce que recèle le sous-sol avec des techniques appropriées et non polluantes.

En matière d'électricité, la CGT revendique une production d'électricité diversifiée à partir d'énergies renouvelables, de centrales thermiques Gaz et Charbon avec captage et stockage de CO_2, de nucléaire 3ème et 4ème générations qui peut permettre de répondre pour une part à la problématique des déchets. De nouvelles technologies, au-delà de la fission, devraient ensuite prendre le relais, la fusion à plus long terme avec le projet ITER par exemple. On ne peut a priori se priver d'aucune source d'énergie et on ne peut en mettre aucune de côté. Il faut donc arriver à développer une industrie dans des conditions telles, que les risques induits en soient minimisés afin de ne pas dépasser un certain seuil de gravité. On peut le faire en tirant les leçons de l'expérience et en travaillant sur des normes internationales. La France a des atouts en ce domaine.

Ce mix doit évoluer en fonction des réalités techniques qui ne pourront progresser conséquemment qu'en passant à la vitesse supérieure en termes de recherche, qui joue ici un rôle essentiel.

Les économies d'énergie = un véritable choix de société

Elles sont indispensables et doivent être massives. La priorité concerne le bâtiment (qui consomme 40 % de l'énergie totale), les transports (30 %) et l'industrie (20 %). Elles constituent l'un des défis les plus exigeants à relever et sont potentiellement fortement créatrices d'emplois. Le Grenelle de l'environnement a posé fortement cette question. Des décisions importantes ont été prises en matière législative et réglementaire. Mais la concrétisation se heurte à de grandes difficultés du fait des moyens financiers colossaux à engager, incompatibles avec les politiques salariales actuelles et avec les choix

budgétaires d'austérités adoptés par la majorité actuelle.

L'isolation de l'habitat existant est la politique prioritaire à engager. En matière de transports, les réorientations décidées se heurtent elles aussi aux problèmes budgétaires. La taxe poids lourds a été renvoyée à plus tard sous la pression du transport routier. La question de la relocalisation des productions industrielles pour réduire l'impact du transport sur les émissions de gaz à effet de serre est posée avec force (70 % du transport mondial concerne des produits industriels).

Il faut d'ores et déjà repenser les logiques urbaines, d'habitat et de transports, les organisations territoriales du travail afin d'éviter des modes de déplacement très consommateurs d'énergie.

Les énergies renouvelables (ENR)

Les énergies renouvelables (ENR) représentent un potentiel important qui doit être développé. Elles constituent un enjeu industriel d'avenir et un moyen efficace de réduire les émissions de CO_2. Mais, Il faut prendre en compte leurs caractéristiques propres qui n'en font pas des sources énergétiques universelles. Notamment en raison de leur intermittence. L'éolien ou le photovoltaïque ne sont que rarement disponibles aux périodes de pointe ce qui conduit à les associer sur les réseaux électriques à un autre moyen de production, souvent du thermique. Il faut par ailleurs éviter les effets pervers des dispositifs actuels de soutien qui génèrent des effets d'aubaine pour les investisseurs, notamment les grandes banques et fonds internationaux qui escomptent des taux de rentabilité exceptionnels sur les capitaux placés dans ces secteurs. Ces aides se font de plus sans aucune conditionnalité quant au recours à des productions industrielles françaises. On aboutit aujourd'hui à subventionner l'industrie chinoise de l'éolien et des panneaux solaires et à alourdir la facture des usagers domestiques en épargnant celle des industriels dont la contribution est plafonnée par décret.

La CGT revendique que les 5 milliards d'euros actuellement dépensés au titre du soutien aux ENR servent au développement d'une véritable filière industrielle sur les ENR et un puissant développement de la recherche.

Une organisation pour un secteur tellement stratégique qui n'est pas neutre.

Notre secteur a connu des restructurations extrêmement profondes depuis une dizaine d'années au nom de la concurrence et de la libéralisation des marchés et ce n'est pas terminé. Aujourd'hui, sont dans les tuyaux, l'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques, des concessions de distribution qui peuvent porter atteinte entre autres à la péréquation tarifaire, la fermeture des centrales thermiques de la SNET amenant à des plans sociaux, jusqu'alors inconnu dans la branche des Industries Électriques et Gazières.

Les logiques financières continuent de prévaloir à la logique de l'intérêt général où entreprises comme gouvernement voient d'abord des mannes financières importantes au détriment du service public, des usagers et des salariés du secteur.

Nous réaffirmons l'exigence d'un véritable Bilan de la déréglementation en Europe : Une étude de la CES et de l'EPSU a analysé que la dérèglementation du secteur depuis 12 ans environ a coûté 250 milliards d'euros et rapporté aux actionnaires en termes d'achats, cessions, acquisitions.

Une maîtrise publique du secteur est indispensable pour mieux garantir la sécurité, maîtriser les prix, investir, mieux relever les défis de la transition vers une économie bas carbone et de la satisfaction des besoins d'accès à l'énergie à un prix abordable pour tous. La CGT propose la création d'un pôle public de l'énergie, qui a pour objectif de revenir sur la mise en concurrence et la libéralisation du secteur qui nous envoient dans le mur. Un pôle public qui organiserait une réappropriation publique des entreprises, qui pourrait permettre une mise en cohérence des filières industrielles, dont la filière nucléaire CEA-AREVA-EDF-ALSTOM, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

C'est bien un concept qui doit en permettre l'appropriation sociale grâce à de nouvelles nationalisations avec des droits d'intervention accrus pour les salariés, les élus et les citoyens.

Autour de ces 5 principes, un facteur humain essentiel à privilégier, notamment dans le nucléaire

La sûreté nucléaire ne se limite pas aux seuls aspects techniques : Les dimensions sociales, organisationnelles et humaines sont tout aussi importantes que les approches probabilistes, les aspects techniques et les procédures d'exploitation.

Nos propositions en la matière ne datent pas de Fukushima, mais elles doivent aujourd'hui enfin être entendues.

Nous réclamons, non seulement un statut de haut niveau pour tous les travailleurs du nucléaire, mais également la ré-internalisation d'un nombre important de métiers.

En effet, notre démarche porte autour de 2 axes concernant la sous-traitance :

- La réinternalisation d'un grand nombre d'activités que nous avons commencé à identifier : les activités ayant un lien direct avec la sûreté nucléaire, les activités ayant une importance dans le Process, la maîtrise industrielle et la sécurité/radioprotection et les activités dont la sous-traitance a pour effet ou pour objet une infériorité de droits sociaux par rapport aux salariés statutaires ou comportant des risques particuliers pour la santé ou la sécurité des travailleurs.

- Un statut de haut niveau pour tous les salariés de la sous-traitance. Doivent être prises en comptes les questions de sous-traitance dans l'industrie en général : Sécurité de l'emploi, Salaires, Retraite, Suivi médical, Dosimétrie maximale, Formation, Accès aux sites, etc.

Quelques mots de conclusions :

La politique énergétique et particulièrement l'avenir du nucléaire sont des enjeux forts des prochaines échéances électorales.

Les choix qui pourraient être faits seront extrêmement structurants pour l'avenir de la filière, pour l'emploi, pour les salariés et pour le développement de l'industrie française.

La CGT sur cette question comme sur d'autres portera ses réflexions et ses exigences dans le débat public, à sa place de syndicat et en toute indépendance.

Fiches argumentaires détaillées sur le site de la FNME-CGT : http://www.fnme-cgt.fr/pages/nous.php

Propositions de J.-M. Chevalier, Université Paris Dauphine

Dans les différents scénarios examinés, les éléments concernant l'environnement économique, le financement des investissements, les tarifs et les prix, la dynamique européenne, sont, d'une façon générale assez peu développés. La compétitivité est la plupart du temps un objectif partagé mais pas assez précisé.

Le financement des investissements

L'entretien et le développement de notre système énergétique dans une dynamique marquée par les « trois vingt » européens impliquent des investissements importants à un moment où la situation économique et financière est particulièrement grave en Europe et en France. La crise risque d'être longue, douloureuse, coûteuse. Les déficits publics de l'Etat et des collectivités locales sont alarmants et les banques, soumises à des contraintes plus sévères (Bâle III), vont prêter encore moins à l'économie réelle. Par ailleurs, les entreprises électriques et gazières sont confrontées à des recettes souvent stagnantes alors qu'elles ont à faire face à des dépenses de fonctionnement élevées et à des besoins d'investissement considérables. Ces contraintes financières vont particulièrement peser sur le développement des énergies renouvelables, sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et sur le nouveau nucléaire. En revanche, les investissements pour le renforcement et la modernisation des réseaux (gaz et électricité) seront probablement moins contraints car ils sont financés par des entreprises en monopole naturel régulé. De même, les expérimentations énergétiques nouvelles, financées par le grand emprunt (les Aides aux Investissements d'Avenir), constituent un levier d'orientation très positif.

Pour desserrer cette contrainte financière, plusieurs pistes sont à explorer :

- l'augmentation substantielle des prix et des tarifs (voir plus bas) ;
- l'instauration de taxes nouvelles (taxe carbone) et les enchères des permis d'émissions pourraient activer un double dividende (diminution des émissions et baisse des charges du travail) ;
- l'utilisation plus intense des fonds structurels européens (notamment pour la rénovation) ;
- la création d'instruments nouveaux à l'image du *Green Fund* britannique.

-

L'augmentation des prix et des tarifs

Malgré les demandes des opérateurs, les prix et les tarifs du gaz et de l'électricité ont été en partie bloqués par la classe politique depuis plusieurs années. Entre 1994 et 2010, les prix de l'électricité ont suivi l'inflation, sans intégrer l'évolution réelle des coûts et les besoins en investissements. Lorsqu'on dit que les prix de l'électricité en France sont les plus bas d'Europe, c'est statistiquement vrai mais économiquement faux. Les économistes sont en général très hostiles aux blocages des prix car ils ont pour effet de fausser les signaux de marché et de nourrir des illusions. Les blocages sont d'autant plus nocifs qu'ils se placent à un moment où les fondamentaux de l'énergie sont durablement orientés à la hausse. Des investissements ont été de ce fait retardés, les charges de la CSPE ont été différées et, en 2012, des augmentations substantielles des prix et des tarifs deviennent inévitables. Ceci pourrait avoir des effets sociaux dramatiques en exacerbant le problème déjà préoccupant de la précarité énergétique qui touche des millions de foyers.

Une solution à ce problème pourrait être de provoquer – avec un gros effort d'explication - une augmentation substantielle des prix de l'énergie, le surplus ainsi créé, permettant de financer deux choses : la lutte structurelle contre la précarité (amélioration de l'efficacité énergétique) et le développement des énergies renouvelables dans la mesure où elles créent des emplois et un tissu d'activités (industrielles et de service) nationales.

Le nucléaire

Après Fukushima, il convient d'avoir vis-à-vis du nucléaire, une attitude à la fois responsable, rationnelle et pragmatique. Le gouvernement français a eu raison de demander très rapidement un rapport sur la sûreté des sites à l'ASN et un rapport sur les coûts réels du nucléaire (actuels et futurs) à la Cour des Comptes. Les conclusions sont attendues ; elles pourraient alourdir les coûts.

Nous avons hérité de notre Histoire un parc nucléaire qui fonctionne de façon assez satisfaisante. Du point de vue économique, il paraît absurde de fermer une centrale qui fonctionne en respectant, sous le contrôle de l'ASN, les normes de sécurité. Pour un économiste c'est tout simplement de la destruction de valeur (et d'emplois). Tous les réacteurs ne sont pas identiques et tous n'auront pas la même durée de vie. Une gestion rationnelle du parc devrait se faire en combinant, sans compromis, la sûreté, sous le contrôle d'une autorité compétente et indépendante, et l'économie. Si l'ASN pense qu'il faut fermer un réacteur, on le ferme. Si l'ASN estime que des investissements sont nécessaires pour prolonger la durée de vie, c'est à l'opérateur de décider si l'investissement envisagé est rentable. Quant au renouvellement du parc, nous avons encore quelques années (jusque vers 2020-2025) avant de prendre des décisions importantes, ce qui est plutôt une bonne nouvelle par ces temps d'incertitudes. Une gestion rationnelle du couple sécurité-économie représente une compétence française d'excellence qui peut se valoriser auprès d'un parc mondial d'environ 450 centrales vieillissantes sur lesquelles des investissements vont être nécessaires et qu'il faudra un jour démanteler.

La compétitivité

La compétitivité est souvent associée, dans la littérature des scénarios, à un bas prix de l'énergie. En réalité, les économistes distinguent deux types de compétitivité : la compétitivité coût et la compétitivité hors coût. La première repose sur un accès à des inputs bon marché (matières premières, énergie, capital, travail). La seconde est liée à la qualité, au contenu technologique, à la réputation des produits que l'on exporte. Le cas allemand est exemplaire : les excédents commerciaux sont liés en grande partie à l'exportation de biens techniques (machines outils) pour lesquels le prix de l'énergie joue peu. Il faut donc exploiter notre potentiel de compétitivité, dans l'industrie et les services, qui repose plus sur l'esprit d'entreprise, l'innovation, la créativité que sur un bas prix de l'énergie. C'est par rapport à ce type de compétitivité que doit se poser le problème des créations d'emplois. Le double dividende que pourrait créer une taxe carbone est peut-être plus important que le prix de l'énergie lui-même. Les « pôles de compétitivité » peuvent jouer dans ce domaine comme des catalyseurs.

L'Europe

Certaines auditions et interventions ont bien montré que nos réseaux électriques et gaziers étaient liés, d'une façon qui paraît irréversible, aux réseaux de nos voisins européens. L'harmonisation, la coopération avancent à un rythme qui reste lent mais qui, lui aussi, paraît irréversible. En respectant les choix de chaque pays pour telle ou telle forme d'énergie, le développement des interconnexions européennes devrait permettre de faire jouer davantage les complémentarités issues de la diversité des situations (nucléaire, éolien, gaz et charbon). Le renforcement des interdépendances européennes s'articulera nécessairement avec des dynamiques locales de développement énergétique décentralisé, là où se trouvent des gisements de nouvelle compétitivité et de création d'emplois. Au-delà des *smart grids,* ce sont les *smart cities,* les éco-quartiers, les *smart homes* et l'intelligence des consommateurs qu'il faut développer. C'est un gisement exceptionnel pour nos entreprises, à condition qu'un encadrement institutionnel lisible et stable, pour la dynamique des prix et des tarifs notamment, soit mis en place.

Propositions de la CLCV

1. Introduction

L'énergie est une question particulièrement sensible, et qui le restera, avec notamment le renchérissement des prix et la raréfaction des énergies fossiles. Par ailleurs, les enjeux climatiques et la prise de conscience environnementale induisent des changements majeurs dans les modes de vie et de développement. Il s'agit en effet prioritairement de satisfaire une demande mondiale en forte hausse tout en offrant une énergie la moins chère, avec le moins d'impact sur l'environnement, dans un contexte où les réserves d'énergies fossiles conventionnelles déclinent, contraintes qui s'imposeront à terme à tous les pays.

Les conditions de l'accès aux énergies pèsent de plus en plus sur le pouvoir d'achat des consommateurs, mais également fortement sur les activités industrielles, agricoles et tertiaires, l'aménagement du territoire et les transports. L'accès à l'énergie pour tous est un droit, il contribue aussi au bien-être et à la santé des populations. L'énergie est un facteur essentiel pour le développement économique et l'emploi, car son coût influe directement sur la compétitivité des entreprises. Les incidences peuvent ainsi être lourdes sur les prix de production des produits et des services pour les consommateurs, ainsi qu'en termes d'indépendance nationale dans un pays confronté à la concurrence internationale. C'est d'ailleurs ce que la CLCV avait identifié dès 1982 dans son ouvrage « Energies, des choix pour mieux vivre ».

Dans ce contexte il est nécessaire d'agir dans différentes directions :

- inverser les logiques et partir de la demande réelle d'énergies compatible avec le développement durable ;

- préparer l'après énergies fossiles en développant les énergies de demain ;

- mettre la priorité sur les économies ;

- garantir l'accès économique pour tous les consommateurs aux services essentiels dont font partie les énergies ;

- arrêter les centrales nucléaires les plus anciennes présentant des risques potentiels, réduire progressivement la part du nucléaire dans notre bouquet énergétique en augmentant l'efficacité énergétique et la part des ENR ;

- privilégier au plan européen la mise en place d'une politique énergétique au bénéfice des consommateurs ;

- créer les conditions de changement de nos habitudes de consommation, en veillant à ne pas créer de nouvelles inégalités, mais au contraire en utilisant ce levier pour les réduire ;

- mettre réellement la priorité sur l'efficacité énergétique, source de forts gains de productivité et d'économies ;

- privilégier une approche globale informant sur le coût global, les coûts évités sur le court, moyen et long terme.

Rappelons que le paquet climatique 2020 adopté par l'Union Européenne prévoit + 20 % d'efficacité énergétique, - 20 % d'émissions de gaz à effet de serre et + 20 % d'énergies renouvelables.

2. Démocratiser le débat

Les incompréhensions face aux augmentations des prix du gaz naturel et GPL, de l'électricité, la question du nucléaire qui s'amplifie avec les graves accidents de la centrale de Fukushima, les mobilisations citoyennes sur les projets d'exploration et d'exploitation des gaz et huiles de schiste, sont différentes facettes d'une même question : celle du modèle énergétique national dans un contexte européen et international.

Cette situation ne correspond plus aux exigences de notre société plus informée et désireuse de participer aux choix qui le concernent et conduit au sentiment diffus que tout n'est pas dit, que les instances responsables de surveiller et d'informer sont juges et parties, entraînant alors un sentiment de défiance et un risque de rejet de toute innovation. Face à cette situation que la CLCV constate de plus en plus sur le terrain, l'organisation d'un débat national et d'une consultation sur notre modèle énergétique s'impose. Ce débat devra être décentralisé au plus près des consommateurs et usagers, élus, industriels, professionnels, etc.

Or, sur cette question qui est un choix de société fondamental, le débat a trop longtemps été réservé aux experts, les deux derniers débats nationaux (1995 et 2005) n'ont pas permis d'associer véritablement le grand public. Il semble que sur le terrain de l'énergie, les savoirs et décisions ont été « captés » durant de longues années par certains corps d'experts, jusqu'à écarter en partie un nombre croissant de politiques.

3. Remettre la demande et le consommateur au centre des débats

Parmi les pistes de réflexion à porter au débat, il apparaît important d'inverser les logiques économiques et de substituer aux politiques publiques visant à formater la demande à l'offre produite, une politique partant des besoins réels, redéfinis en mettant la priorité sur l'efficacité énergétique, et en fournissant aux consommateurs et aux différentes catégories d'usagers les outils pour connaître, maitriser et réduire leur consommation.

L'énergie la moins chère est celle que nous ne consommons pas. Tout le monde s'accorde aujourd'hui à reconnaître qu'éviter le gaspillage nous conduirait sans effort à réduire nos factures de 15 à 20 %. Cette politique d'économie énergétique doit concerner l'ensemble des acteurs publics, économiques, domestiques. Pour maîtriser la consommation, nous sommes favorables à tout dispositif permettant de mieux la connaître pour mieux la réguler. Cependant, cet objectif affiché n'est pas en l'état actuel atteint par les technologies que l'on tente d'imposer aux consommateurs.

La question des compteurs intelligents (devenus simplement communicants) va repenser la relation fournisseur-consommateur, car ils devront permettre de prendre en compte la production croissante par les consommateurs (photovoltaïque). En effet, à terme, de plus en plus de consommateurs deviendront producteurs d'énergie renouvelable (petit éolien, photovoltaïque, solaire thermique, géothermie, etc.), mais aussi régulateurs, en valorisant leur production de proximité et la flexibilité de leur consommation à travers leur propre capacité de se retirer du réseau. Le rôle du consommateur va devenir essentiel pour satisfaire un équilibre offre-demande de plus en plus contraint. A terme, les réseaux communicants doivent permettre aux consommateurs de choisir en continu à travers les différentes offres des fournisseurs selon divers critères (prix, origine…) et ce, avec des équipements de gestion type box (à l'image des télécommunications). Si un tel objectif peut être à rechercher, il s'agira aussi de rendre les tarifs lisibles et comparables. Il est cependant permis de s'interroger lorsque l'on voit que la politique d'expérimentation en Fran ce (Linky) s'accompagne actuellement d'un déploiement massif des compteurs par ErDF générant d'importants coûts peu compatibles avec une expérimentation réversible ou ajustable. L'enjeu industrie semble l'emporter fortement sur l'intérêt du consommateur, là encore sans concertations ni consultation. Rappelons que le réseau local de distribution et les compteurs sont propriété des syndicats départementaux de l'énergie, garants du service public de distribution, ErDF étant leur concessionnaire. Ces questions devraient préalablement être débattues au sein des Commissions consultatives des services publics locaux.

En parallèle, des efforts significatifs en termes de maîtrise, voire de réduction de la consommation, sont à déployer notamment en augmentant la durée de vie des objets mis sur le marché.

Certains secteurs nécessitent également des approches particulières et volontaires (voir annexe).

Les consommateurs souhaitent enfin que les industriels et les collectivités prennent

réellement leur part dans la réduction de la consommation d'énergie, tant dans la fabrication que dans l'utilisation des produits car, au final, ce sont les citoyens-consommateurs qui payent via l'achat des produits ou sous forme d'impôts, ces gaspillages énergétiques. Sur ce point, des objectifs précis seraient à fixer.

4. Nécessité d'anticiper la raréfaction à venir des énergies fossiles et revoir notre bouquet énergétique

Après la seconde guerre mondiale et alors que les conditions économiques permettant à la France de garder son rang faisaient débat, le choix du nucléaire a découlé d'une volonté des pouvoirs publics de positionner la France parmi les grandes puissances. Ce que l'on appellera le tout nucléaire, que la CLCV a fortement contesté, est un choix issu du premier choc pétrolier de 1973 et d'une volonté d'indépendance énergétique nationale imposés sans débat parlementaire ni public. Si le nucléaire paraissait offrir des avantages (prix, moindre émission de CO_2, renforcement partiel de « l'indépendance énergétique »), il suscite néanmoins des interrogations sur la réalité économique des coûts et des inquiétudes en matière de sécurité sanitaire et environnementale, d'accès aux matières premières, de gestion des déchets et des installations en fin de vie.

Le projet ITER à Cadarache qui prétend répondre à l'énergie du futur ne sera opérationnel que dans plus de cinquante ans. Ce projet, selon certains experts, serait considéré comme dangereux pour l'environnement et engendrerait un coût exorbitant. L'opportunité d'un tel investissement (même si ce dernier est largement international) se pose au regard des investissements nécessaires pour gagner la bataille de l'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables (ENR).

S'agissant de la recherche d'énergies fossiles dans les grandes profondeurs terrestres, maritimes, sous la banquise ou les gisements non conventionnels, qui visent à prolonger le modèle de société qui en découle, il n'est plus possible de laisser libre cours aux initiatives privées qui recherchent prioritairement le profit immédiat. Les enjeux sont tels et les besoins d'investissement permettant de préparer la société à l'après énergies fossiles d'une telle ampleur, que l'intérêt général doit prévaloir. Même si l'on peut repousser de quelques décennies ces échéances, doit-on rester dans l'optique d'investissements de plus en plus lourds pour une énergie qui sera de plus en plus rare et de plus en plus chère, au risque d'obérer la capacité de financement de l'adaptation qui prendra elle-même plusieurs décennies ? En tout cas, il n'est pas acceptable de laisser se dérouler sans rien dire la prospection et la production, conventionnelles et non conventionnelles, avec les dégâts humains, environnementaux et sociaux dans les zones de production.

Cet objectif exige qu'une partie des bénéfices dégagés par de telles exploitations soit affectée au développement des ENR. Des modalités sont ici à trouver pour organiser un financement public de la recherche et du développement de ces énergies et de nouvelles sources alternatives dans un cadre international et européen prioritairement. Il importe que le développement de toute nouvelle énergie renouvelable soit pensé globalement. Ainsi, pour le photovoltaïque, faut-il penser aussi bien aux filières de construction qu'à la

gestion des déchets.

Les citoyens doivent également se mobiliser pour que les pouvoirs publics au plan européen et mondial prennent en compte ces réalités. Le prochain sommet de Rio en 2012 doit en être l'occasion et la CLCV militera dans ce sens.

Depuis longtemps, la CLCV prône une croissance de la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique. Notre pays a déjà bien valorisé son potentiel hydraulique et pourrait développer de nouvelles énergies renouvelables. Cependant, nous contestons la classification en énergie renouvelable de l'énergie produite par la combustion des déchets et qui doit rester marginale. Or ici, il nous semble nécessaire dès le départ de dégager des priorités entre des objectifs qui peuvent apparaitre rapidement divergents : créations de filières, d'emplois ou effet prix.

Selon nous, le choix doit être ciblé et fondé sur des évaluations, s'accompagner des investissements nécessaires notamment en matière de recherche sur les sources d'énergies elles-mêmes et sur les technologies permettant de les stocker et de les économiser. Il s'agit notamment d'acquérir une maîtrise technologique sur certaines énergies renouvelables (ENR ou énergie de substitution) qu'on estimera rentable à court et moyen termes. Si les aides (tarifs de rachat, aides fiscales…) peuvent se concevoir, elles sont annoncées comme devant être limitées dans le temps. Au-delà de subventions de filières de production, le débat doit aussi porter sur l'importance et la durée de l'investissement public en matière de recherche et d'infrastructures, comme cela a été fait et continue de l'être pour le nucléaire.

On doit aussi prendre en compte la logique de l'autosuffisance énergétique (cf. le bâtiment à énergie positive), la production décentralisée de proximité adaptée à la demande locale, etc.

Partant de cette situation, il nous semble envisageable de faire évoluer le mix énergétique en développant les ENR tout en réduisant le potentiel de production nucléaire. En matière d'énergie nucléaire, l'arrêt des centrales les plus anciennes présentant des risques potentiels ou effectifs non acceptables doit être envisagé, tout comme le gel de toutes constructions nouvelles de centrales, tant que nous n'aurons pas la garantie démontrée de nouvelles technologies plus sûres, génératrices de moins de déchets et plus facilement démantelables.

Les pouvoirs publics doivent stimuler, par ailleurs, des moyens ad hoc, la recherche des entreprises pour innover vers de multiples sources énergétiques alternatives (ex. : géothermie, solaire, éolien biomasse, micro-hydraulique, hydrogène, etc.). En parallèle, des efforts significatifs en termes de maîtrise, voire de réduction de la demande, sont à déployer.

5. Nécessité d'une approche globale européenne

L'énergie et les investissements qui en découlent sont des sujets qui s'inscrivent dans la

durée. L'efficacité de toute politique énergétique nécessite également de penser l'interdépendance entre les différents énergies (stockage, pointe, etc.) mais aussi avec les autres politiques (logement, transport, aménagement du territoire, et.). Par ailleurs, au regard de l'interdépendance croissante et nécessaire des réseaux de distribution et des capacités de stockage en Europe, mais aussi pour élaborer des politiques d'indépendance énergétique crédibles et pouvoir négocier avec les fournisseurs étrangers, l'échelon européen est indispensable. Il est urgent de concevoir enfin une véritable politique européenne de l'énergie dans l'intérêt des consommateurs. Cet objectif est loin d'être simple car les intérêts des Etats-membres sont différents. Un tel objectif ne dispense bien évidemment pas la France, ou les Etats-membres de développer une politique énergétique cohérente et d'entreprendre des actions innovantes susceptibles d'être reproduites.

6. Garantir l'accès économique pour tous les consommateurs aux services essentiels dont font partie les énergies

Il s'agit de remplacer les dispositifs de « tarification sociale » stigmatisants qui ont mont(é leur inefficacité, par un retour au droit commun, en réformant les grilles tarifaires élaborées il y a des décennies dans un contexte économique et social fort différent, et en valorisant les aides au logement afin de solvabiliser les ménages qui en ont le plus besoin. Ces mesures ne doivent pas se limiter à l'électricité et au gaz naturel, mais être étendues au gaz butane et propane, aux réseaux de chaleur et aux ENR dont on ne doit pas laisser l'accessibilité uniquement à la part la plus aisée de la population.

7. En conclusion la CLCV propose :

- d'inverser les logiques économiques pour partir de la demande réelle d'énergies des consommateurs et non d'une offre devant être vendue. Ainsi redéfinie, la logique devra intégrer des objectifs de développement durable, la nécessité de doter les consommateurs de véritables outils de maîtrise de leur consommation ;

- de préparer l'après énergies fossiles en développant les énergies de demain. Pour ce faire, il sera nécessaire de créer les conditions économiques et fiscales de leur développement ;

- de mettre la priorité sur les économies d'énergie tant pour les consommateurs (compteurs réellement intelligents, factures explicites, sensibilisation des consommateurs, etc.) que pour les industriels, les collectivités territoriales et l'administration de l'Etat, les établissements publics ;

- de garantir l'accès économique pour tous les consommateurs aux services essentiels dont font partie les énergies, par un retour au droit commun et l'abandon de la logique d'assistanat ;

- d'arrêter les centrales nucléaires les plus anciennes présentant des risques potentiels ou effectifs non acceptables et de réduire progressivement la part du nucléaire dans notre bouquet énergétique, en augmentant l'efficacité énergétique et la part des ENR, ce qui implique aussi de ne pas construire de nouvelles centrales ;

- de sortir de la logique de libéralisation du secteur énergétique et de privilégier au plan européen la mise en place d'une politique énergétique au bénéfice des consommateurs ;

- l'organisation d'un débat national et d'une consultation sur notre modèle énergétique. Ce débat devra être décentralisé au plus près des consommateurs, usagers et citoyens ; il pourra être cadré à partir des nombreux scenarii énergétiques déjà réalisés et chiffrés.

ANNEXE : PRÉCONISATIONS SECTORIELLES

- *Dans le secteur habitat :*

  - agir sur les constructions neuves est nécessaire mais insuffisant (1 % du parc immobilier) en matière d'efficacité énergétique. L'action doit porter également et surtout sur le parc existant et notamment le parc social où, par l'investissement des bailleurs, les résultats pourraient être rapides ;

  - mise en œuvre de la logique de l'autosuffisance énergétique (cf. le bâtiment à énergie positive), obligation d'installer dans les logements un programmateur limitant la température ;

  - les programmes immobiliers doivent être pensés dès le départ pour être les plus éco-performants (on constate encore beaucoup de « tout électrique ») ;

  - le développement des ENR nécessite une stabilité des politiques fiscales pour les consommateurs ;

  - les compteurs de calories : si sur le principe, on ne peut pas être opposé au comptage car c'est en théorie le mode de répartition le plus équitable permettant à chacun de mieux contrôler ses consommations, cela nécessite que certaines conditions soient préalablement respectées. Tout d'abord, il faut que l'occupant puisse interagir sur sa consommation, ce qui est logique. Ensuite, il est nécessaire de prendre en compte les inégalités thermiques du bâtiment (exposition nord, logement sous toiture…)à avant toute pose de compteurs. Surtout, des travaux d'économie d'énergie doivent être préalablement réalisés, si cela est nécessaire, car en aucun cas le simple comptage de calories ne permettra une réelle économie si le logement est d'une piètre performance énergétique ;

  - les équipements : classes, vérité des coûts, prix de vente des appareils, marketing incitant à consommer. Il importe que l'ensemble des équipements électriques affichent une vérité des prix, incluant notamment le coût d'usage, que la fiscalité incite à s'orienter vers les équipements éco performants etc. (voir sur ces sujets le site www.guide-topten.fr soutenu par la CLCV.

- *Dans le secteur des transports :*

  - développer la recherche et le développement sur les modes de transports économes en énergie et utilisant des énergies alternatives ;

  - développer des politiques de transports collectifs adaptés aux besoins et suffisamment attractifs en matière tarifaire, de qualité, sécurité, confort ;

  - aménager notre territoire de manière harmonieuse pour prévenir les mobilités (urbanisme, zones d'activités, etc.) ;

  - encourager le covoiturage.

- *Dans le secteur de la consommation :*
  - le développement d'incitations et de mesures conduisant à la réalisation d'économies d'énergie, notamment dans le domaine de l'équipement électroménager, hi-fi et informatique, du logement et des transports ;
  - favoriser une fiscalité incitative (c'est-à-dire allégée) pour les lieux de loisirs et vacances éco-labélisés ;
  - favoriser la dématérialisation, c'est-à-dire le passage de supports matériels à des supports électroniques.

Propositions du Conseil National des Ingénieurs et Scientifiques de France

INGENIEURS ET SCIENTIFIQUES DE FRANCE
Organisme reconnu d'Utilité Publique depuis 1860
Conseil National

Les IESF ont transmis le 2 novembre 2011 une contribution relative aux travaux de la Commission et, en particulier, à l'évaluation des scénarios.

Ils estiment qu'une attention particulière doit être portée sur les points suivants :

- **cohérence** à moyen terme (2030) essentielle, et à long terme (2050) de l'offre avec la demande (économies d'énergie) ;
- **rationalité des décisions d'investissements** (financement) ;
- **acceptabilité des politiques énergétiques** par les citoyens ;
- meilleure utilisation des **ressources nationales** (bois,....) ;
- vision **européenne** (à cause des échanges) et vision **mondiale** (ressources, environnement, coûts et prix, etc.) ;
- évaluation des **coûts globaux** de production et de distribution vus par les divers acteurs et du **prix** payé par le consommateur qui paie l'énergie finale alors que le producteur est concerné de préférence par le coût de production ;
- **évolution** future des **réseaux** (l'adaptation de ces infrastructures peut être très coûteuse et problématique en termes de délai de réalisation et d'acceptabilité) ;
- **promotion des technologies émergentes**, en particulier les technologies à usage local et individuel, avec une analyse réaliste des calendriers prévisionnels ;
- **renforcement de la R&D** et priorités. Lesquelles : en vue d'énergies renouvelables? De technologies à exporter ? Du développement d'emplois industriels en France *?*

Les IESF pouvaient apporter une contribution plus précise sur différents points, en particulier sur les aspects technologiques ou économiques. Compte tenu de l'ensemble des présentations de grande qualité qui ont été faites dans les réunions plénières, il a paru préférable d'apporter un éclairage spécifique sur deux thèmes peu traités par ailleurs : **l'usage chaleur** et la **flexibilité énergétique** à travers l'évolution en cours et future des **réseaux de chaleur,** objet de la note ci-après.

INGENIEURS ET SCIENTIFIQUES DE FRANCE

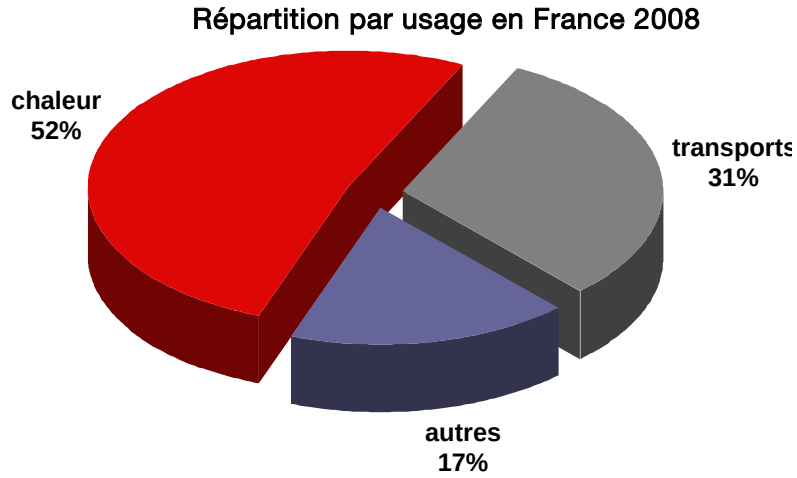
RÉSEAUX DE CHALEUR
FLEXIBILITÉ ÉNERGETIQUE ET DÉVELOPPEMENT

Dans un avenir marqué par :

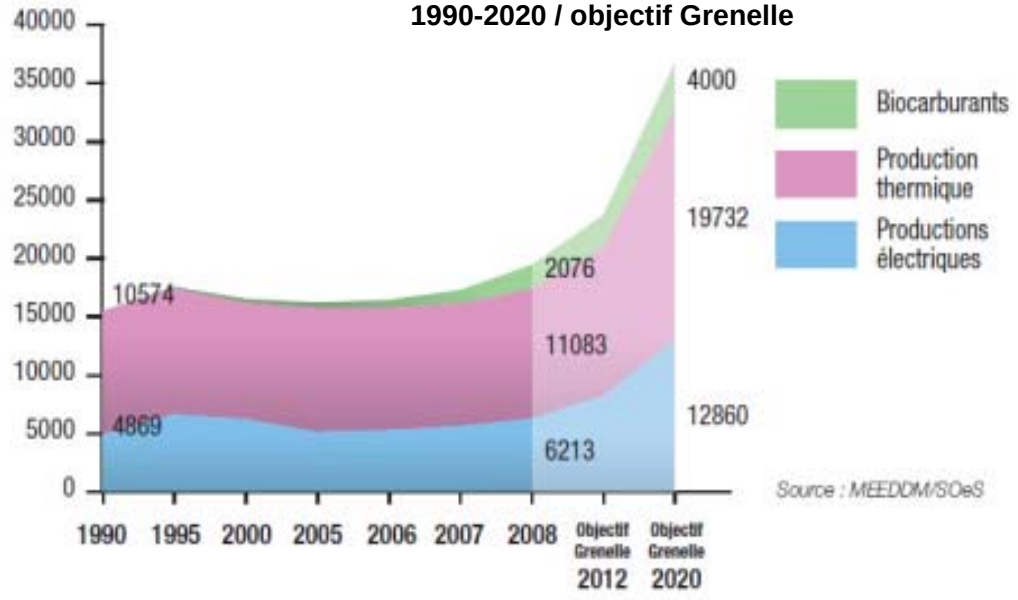
- des incertitudes importantes de nature économique, énergétique et technologique, à l'échelle mondiale, européenne ou nationale ;
- des investissements considérables à réaliser dans le secteur énergétique, tant pour l'offre que pour la maîtrise de la demande, qui ne peuvent être amortis que sur longue ou très longue durée et dont le financement n'est pas la moindre des difficultés ;
- les solutions énergétiques flexibles, permettant des adaptations relativement simples et peu coûteuses aux évolutions constatées, doivent être privilégiées. Les réseaux de chaleur constituent une bonne illustration de cette flexibilité énergétique ; de même, le chauffage collectif en comparaison du chauffage individuel.

1. La chaleur, un usage énergétique très important mais souvent négligé

En France, **plus de la moitié de l'énergie consommée** (énergie finale) sert à couvrir **des besoins de chaleur** (chauffage, eau chaude, cuisson ; vapeur dans l'industrie). L'électricité « spécifique » (c'est-à-dire hors chaleur) n'en représente qu'un sixième.



Production d'énergie d'origine renouvelable (ktep)
1990-2020 / objectif Grenelle



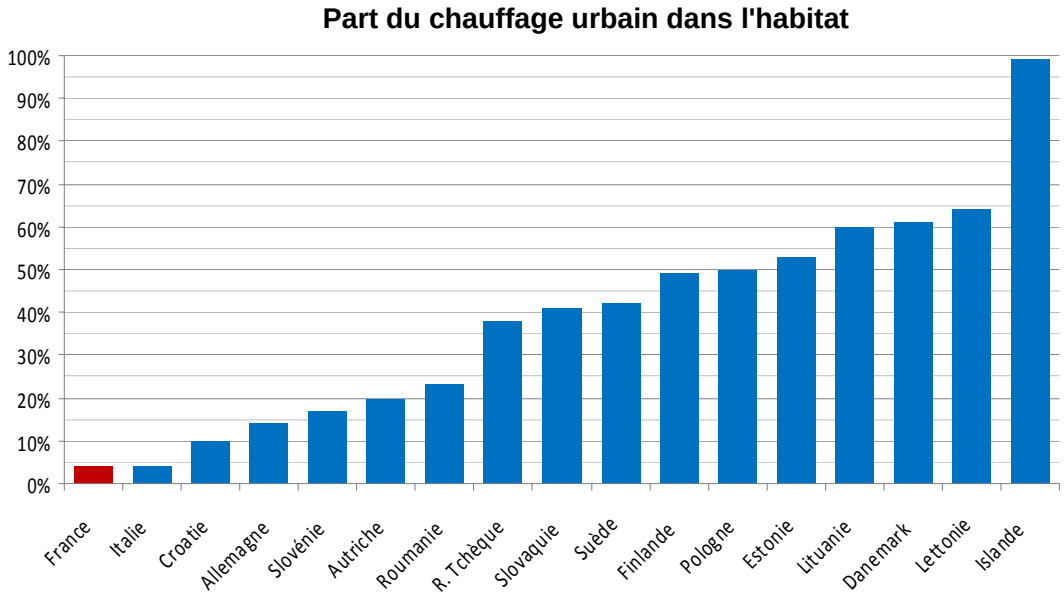
Par ailleurs, entre 2008 et 2020, les objectifs Grenelle pour la production d'énergie d'origine renouvelable sont de 20 MTep supplémentaires, dont la moitié (9,7 MTep) pour la production thermique et 6,7 MTep pour la production électrique.

Ainsi, à l'évidence, toute politique énergétique doit prendre en compte l'ensemble des usages énergétiques. Elle ne devrait pas se focaliser, comme assez souvent, sur l'offre électrique (et les transports), en négligeant la chaleur, les évolutions de la demande d'énergie, et les potentialités des substitutions d'énergie pour certains usages, la chaleur en particulier.

2. Les réseaux de chaleur en France et en Europe

Chiffres clés en France (2010)

- 436 réseaux de chaleur (**+ 20 %/2005**) ;
- 3 500 km de réseaux (+ 17 %*/2005) ;
- 24 500 points de livraison (**+ 20 %/2005**) ;
- 20 400 MW thermiques ;
- 1 500 MW électriques (cogénération) ;
- 26 TW/an chaleur livrée ;
- 5 TW/an électricité livrée ;
- **2,1 M équivalents logements desservis ;**
- **Part Énergies Renouvelables et de Récupération : 31 % (27 % en 2005).**



La France se caractérise en Europe par un taux très bas de développement des réseaux de chaleur (moins de 5 % dans l'habitat) alors que dans de nombreux pays de l'Europe du Nord ou de l'Europe Centrale, le taux est supérieur à 40 %.

Au Danemark, en Suède et en Finlande, les réseaux de chaleur desservent même une part significative des maisons individuelles, principalement par l'effet de la fiscalité énergétique/environnementale : le signal-prix est un moyen efficace (et appréciable pour les finances publiques) d'assurer la compétitivité et le développement des réseaux de chaleur et, plus généralement, des solutions performantes.

En France, les réseaux de chaleur sont en phase de développement significatif, depuis 2008. Celui-ci va s'amplifier dans les années à venir, grâce en particulier au Plan Chaleur mis en œuvre par l'ADEME depuis 2009.

3. 3. Les réseaux de chaleur appelés à un fort développement

Les objectifs 2020 du Grenelle de l'environnement pour les réseaux de chaleur est de multiplier par 3 les bâtiments raccordés (soit plus de 6 millions d'équivalents-logements), avec une part supérieure à 60 % d'énergies renouvelables ou de récupération.

Les réalisations récentes et les projets en cours, très nombreux, traduisent ces objectifs ambitieux. Ils concernent essentiellement le parc immobilier existant, mais aussi des bâtiments neufs, en particulier à travers d'éco-quartiers desservis par une chaufferie biomasse.

Pour les réseaux existants, cela se caractérise par leur densification (desserte de bâtiments proches du réseau), leurs extensions (quartiers limitrophes) et des interconnexions (entre une UIOM et un réseau, entre deux réseaux par très éloignés). Simultanément, le « verdissement » des réseaux est rapide, avec des investissements importants pour utiliser plus de biomasse, de géothermie, de chaleur UIOM, de récupération de chaleur fatale (exemple de réseau à Marne-la-Vallée alimenté par la chaleur récupérée sur des « data centers »).

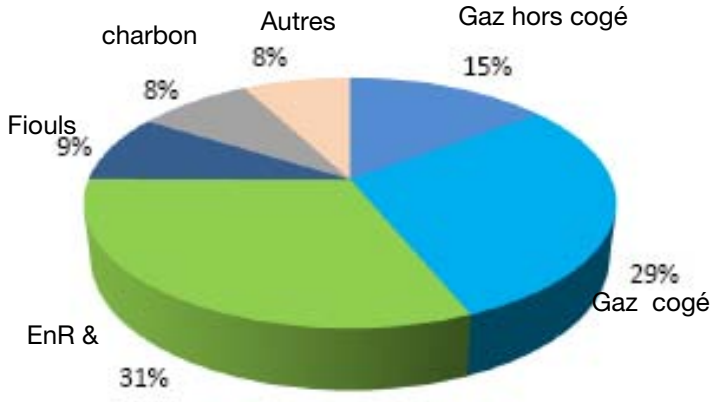
Par ailleurs, de très nombreux petits réseaux de chaleur sont créés, principalement avec une chaufferie biomasse, dans des villes moyennes et des bourgs de moins de 5000 habitants (zone rurale avec forêts, en particulier).

Cet important potentiel de développement des réseaux de chaleur peut également être illustré par l'étude en cours pour la région Ile de France, dans le cadre de son Schéma régional Climat-Air-Energie : les réseaux y sont déjà très présents (avec 40 % de la chaleur totale livrée par les réseaux en France), mais les raccordements devraient être multipliés par 3 d'ici 15 à 20 ans, avec les seuls immeubles à proximité des réseaux existants.

Ainsi, il est réaliste d'estimer qu'au niveau national, les réseaux de chaleur desserviront d'ici 20 à 30 ans plus de 8 millions d'équivalents-logements (soit 4 fois plus qu'en 2010), avec un taux d'énergie vertueuse de plus de 80 %. L'impact en diminution de la demande d'énergie fossile devrait être très significatif.

4. Diversité du mix énergétique et flexibilité accrues

Bouquet énergétique global des réseaux de chaleur (en énergie thermique produite)



- 60 % d'énergies « vertueuses » (EnR & R + Cogénération) ;
- 60 % de la chaleur livrée par des réseaux utilisant 3 à 6 énergies ;
- Seulement 12 % en réseaux mono énergie.

Les réseaux de chaleur ont longtemps utilisé pour l'essentiel le charbon et le fioul lourd « énergies difficiles » à exploiter pour le chauffage d'un immeuble. Progressivement, les « énergies vertueuses » s'y sont développées : chaleur récupérée de l'incinération des

déchets, géothermie basse température, bois énergie, gaz de mine, récupération de rejets thermiques, industriels… Très souvent, ces énergies renouvelables et de récupération ne peuvent être valorisées qu'à travers des installations thermiques de la taille des réseaux de chaleur.

La part du charbon + fioul est ainsi passée de 75 % en 1987 à 17 % en 2009 et les énergies vertueuses représentent maintenant plus de 60 % du mix énergétique.

Simultanément, les technologies les plus performantes peuvent y être mises en œuvre plus facilement (effet d'échelle, …) comme la cogénération (1500 MW électriques installés en quelques années), le stockage de chaud (et de froid pour les réseaux de froid).

Les réglementations environnementales s'appliquant à ces installations sont beaucoup plus sévères que celles relatives au chauffage individuel ou d'immeuble.

A titre d'illustration, le recours à des installations collectives plutôt qu'individuelles pour la combustion de biomasse présente les avantages environnementaux suivants :

- systèmes de traitement des fumées performants, permettant d'atteindre des niveaux 5 fois inférieurs à ceux des poêles individuels les plus haut de gamme (30 mg/Nm3 contre 150 pour les poussières) et un coefficient très supérieur pour l'essentiel des équipements existants ;
- une surveillance très régulière de l'efficacité de ces traitements de fumée, sous le contrôle des DREAL ;
- une conduite des installations par des techniciens spécialisés, permettant d'optimiser la qualité de la combustion en permanence, gage d'efficacité énergétique mais aussi de réduction des rejets.

Comme le chauffage individuel de biomasse représente 9 M TEP/an pour seulement 0.5 M TEP actuellement dans les chaufferies collectives, il est légitime de fortement développer les réseaux de chaleur avec biomasse.

Depuis quelques années, avec la hausse des prix des énergies fossiles et le Grenelle de l'Environnement, une forte dynamique de développement des énergies renouvelables et de récupération dans les réseaux de chaleur est mise en œuvre, en substitution d'énergies fossiles : la biomasse en particulier, avec comme atouts l'utilisation d'énergies locales (à prix mieux maîtrisés), la création d'emplois locaux (travaux, exploitation et filière amont d'approvisionnement) et un impact important et rapide en termes de diminution des émissions de CO_2. La flexibilité du mix énergétique est accrue, avec le recours complémentaire d'énergies de base, de semi-base et de pointe. Enfin, cette flexibilité permet une meilleure maîtrise du prix de la chaleur, en adaptant le mix énergétique du réseau aux évolutions de prix des différentes énergies.

5. Une chaleur de moins en moins carbonée pour le parc immobilier existant

Il y a un large consensus pour considérer que la maîtrise de la demande d'énergie est une composante essentielle de toute politique énergétique. Le plus difficile dans ce domaine est la rénovation des bâtiments existants (objectif du Grenelle : -38 % de consommation du parc d'ici 2020) : mobiliser des millions de décideurs individuels (ou en copropriété), réaliser plus de 500 milliards d'euros de travaux prendra beaucoup de temps (financement de travaux en partie peu « rentables », évolution nécessaire de l'offre de travaux, …). Certaines rénovations thermiques sont très difficiles (immeubles anciens de bonne qualité architecturale). Une fois réalisée une isolation permettant de réduire de 40 % environ les besoins thermiques, il est clair qu'aucune isolation supplémentaire n'y sera entreprise dans les 20 ou 40 ans suivants.

En regard, le raccordement à un réseau de chaleur « vertueux » correspond à un processus de décision simple pour l'habitat collectif ou le tertiaire avec chauffage d'immeuble. La part d'énergies renouvelables et de récupération pourra croître régulièrement, en réduisant sensiblement et rapidement les émissions de CO_2 des bâtiments raccordés, parallèlement au processus plus lent des travaux de rénovation thermique.

6. Réseaux de chaleur : outil essentiel de politique locale énergétique et environnementale

Il s'agit des services publics locaux de production, transport et distribution de chaleur, maîtrisés par les collectivités territoriales, qui peuvent les mettre en œuvre sous des formes variées : délégation de service public, régie, etc.

Les collectivités territoriales manifestent, plus largement depuis quelques années, une motivation forte pour créer ou faire évoluer leurs réseaux de chaleur. Les Schémas Régionaux Climat-Air-Energie et les Plans Climat-Energie Territoriaux constituent une opportunité majeure pour concrètement décider le développement de réseaux de chaleur « vertueux ».

L'énergie est un secteur où la politique de l'offre l'emportait largement sur celle de la demande et, de même, le centralisé sur le décentralisé. Une évolution structurelle est en cours, avec :

l'importance croissante des productions d'énergies décentralisées (EnR, réseaux de chaleur et de froid, cogénération, …)

les actions de maîtrise de la demande d'énergie et de réduction des émissions de CO_2 s'appuyant de plus en plus sur la politique urbaine (densification des centres villes, rénovation de quartiers, mise en œuvre de tramway).

Les collectivités territoriales considèrent de plus en plus fondamentale leur prise en charge de plans d'action Climat-Energie, dans lesquels les réseaux de chaleur ont très souvent une part essentielle, avec des impacts importants et rapides.

7. Chauffage collectif/chauffage individuel : flexibilité radicalement différente

Dans les immeubles collectifs d'habitation et certains bâtiments tertiaires, les solutions classiques de chauffage individuel (convecteurs électriques ou chaudière individuelle gaz) ne permettent aucune flexibilité : l'énergie mise en place à l'origine y restera pendant encore des décennies, sauf exception. En effet, une transformation du système de chauffage est très coûteux, avec des travaux importants en partie privative, et juridiquement quasi impossible en copropriété.

Le parc immobilier existant (et celui à construire dans l'avenir) est, pour une large part, très peu flexible puisque, depuis 30 ans, au moins 90 % de l'habitat neuf est construit avec un chauffage individuel (plus de 75 % dans l'habitat collectif).

En revanche, le chauffage collectif d'immeuble permet des changements d'énergie (dans le passé charbon vers fioul puis gaz ; dans l'avenir, possibilité de pompe à chaleur, de cogénération, de nouvelles technologies performantes) ainsi que, beaucoup plus simplement, le raccordement à un réseau de chaleur multi énergie, flexible et vertueux en termes d'efficacité énergétique et de faible émission de CO_2.

Les occupants de ces bâtiments bénéficient donc de ces atouts de flexibilité-adaptabilité énergétique, d'une qualité environnementale accrue (qui se poursuivra sans effort), ainsi que d'une meilleure maîtrise de l'évolution des prix de la chaleur (multi énergie, part fossile de plus en plus limitée).

Si le chauffage individuel a divers atouts qui ont assuré son succès (aspirations individualistes des ménages, avantages pour certains acteurs), il a aussi des inconvénients croissants, outre ceux mentionnés ci-dessus : il s'agit en particulier du phénomène « passager clandestin » ou « vol de chaleur », qui crée des situations très inéquitables dans les immeubles collectifs avec chauffage individuel, notamment ceux récents (et futurs) bénéficiant d'une bonne isolation.

Janvier 2012

Propositions de la Direction Générale de la Recherche et l'Innovation (MESR)

L'exercice conduit dans le cadre de la Commission Énergies 2050 a été instructif et enrichissant à plus d'un titre et nous tenons à saluer le travail considérable entrepris dans un temps donné très court. La qualité des débats et les propositions avancées en réaction aux scénarii présentés lors des auditions ont été remarquables, et peuvent être interprétées comme le signe d'un consensus sur de nombreux points de ces scénarii et sur les limites de ce que l'on peut imaginer de façon réaliste et raisonnable.

Un effort de recherche sans précédent

De manière générale, les scénarii présentés lors des auditions reposent sur des hypothèses assez conservatrices et prudentes en termes d'avancées de la recherche dans le domaine des technologies de l'énergie et prennent le parti de ne pas postuler de rupture technologique majeure.

Il est donc frappant que les conclusions de la Commission incluent la nécessité d'intensifier la recherche et l'innovation autour de certaines technologies : efficacité énergétique en premier lieu, mais aussi séquestration du CO_2, stockage d'électricité, réseaux intelligents, valorisation de la biomasse, exploitation raisonnée des hydrocarbures non conventionnels, énergies solaires, et nucléaire, auxquelles il conviendrait d'ajouter aussi les énergies marines. Chacune de ces technologies pourrait en effet, en cas de rupture, modifier substantiellement les scénarii étudiés. Ainsi, on ne peut que se réjouir de voir que le travail de la Commission recoupe largement celui effectuée en 2009, lors de la mise en place de la Stratégie Nationale de la Recherche et Innovation (SNRI) par le Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

Les thématiques retenues dans la SNRI sont articulées autour de défis sociétaux et économiques dont l'un est d'assurer l'avenir énergétique sans carbone avec un équilibre entre recherche nucléaire et recherche sur les énergies renouvelables.

Dans ce cadre, le programme des investissements d'avenir constitue un effort considérable et exceptionnel en faveur de la recherche. Un milliard d'euros sont consacrés à la recherche sur le nucléaire de demain. Deux projets structurent ce programme : Astrid, pilote de réacteur de 4è génération et le réacteur expérimental RJH. Les programmes de recherches relatifs aux énergies renouvelables bénéficient de 1 milliard et 1,350 milliards d'euros consacrés respectivement à la création d'instituts d'excellence des énergies décarbonées (dans le cadre d'un programme opéré par l'ANR), et aux démonstrateurs « énergie décarbonée et chimie verte» (dans le cadre d'un programme opéré par l'ADEME couvrant énergie solaire, énergie éolienne, énergie marine, géothermie, captage, stockage et valorisation du CO_2, chimie du végétal, biocarburants avancés, hydrogène et pile à combustible, stockage de l'énergie, îlots et bâtiments à énergie positive, etc.). Les Réseaux électriques intelligents bénéficient de 250 millions d'euros pour promouvoir l'expérimentation et la recherche en faveur de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (éolien, solaire, marine...) dans les

réseaux électriques et du développement de produits et services intelligents permettant la maîtrise des consommations d'électricité. Enfin, les Véhicules du futur bénéficient d' 1 milliard d'euros pour promouvoir le développement de technologies et de solutions innovantes et durables en matière de déplacements terrestres et maritimes.

Renforcer la modélisation

La modélisation économique des scénarii est apparue lors des auditions et des discussions de la commission comme un outil à développer impérativement. Le travail remarquable réalisé par la Commission pour comparer rigoureusement les scénarii a en effet mobilisé l'ensemble des expertises disponibles aujourd'hui en France. Toutefois, si demain un scénario nouveau devait être proposé (par la communauté académique, une ONG, ou l'État, à la suite ou non d'une rupture technologique), la comparaison avec les résultats présentés ici demanderait la même mobilisation d'expertise : le même travail serait à refaire. Cependant, la modélisation pourrait servir comme un des outils de comparaison, rigoureux et systématique, des scénarii en les testant dans leurs différents aspects.

Or le savoir-faire en matière de modélisation économique (et même technico-économique, ou technico-économico-climatique) est disponible en France. Mais il est morcelé, manque de visibilité, et semble sous exploité. Les compétences reconnues à l'Ecole des Mines, à l'IHESS, dans des unités du CNRS, au CEA et ailleurs ont en partie été mises à contribution par la commission. Au-delà, l'exemple spectaculaire des outils du DECC britannique devrait inspirer les acteurs français. Les outils de modélisation, déployés grâce à Internet sont à la fois un outil moderne de pédagogie et de vulgarisation pour le citoyen, un outil de débat démocratique, et évidemment un outil pour le décideur politique qui dispose ainsi de l'outil d'aide à la décision « classique » mais simultanément de l'analyse de l'acceptabilité des choix. Même s'il faut lire leurs résultats avec prudence (car ce ne sont que des modèles et pas la réalité), ces outils permettent néanmoins de tester scientifiquement, rationnellement, objectivement les scénarii et leurs idées directrices, voir leur robustesse, en fournissant des estimations chiffrées des efforts, investissements, et bénéfices climatiques ou en terme d'indépendance. De plus, leur appropriation par le grand public est le premier pas vers leur transposition en actions, et permettrait de faire émerger un consensus sur une question sinon perçue comme polémique.

Au-delà de l'effort qui pourrait être conduit par la communauté scientifique pour fédérer les recherches et le développement des outils, seules l'implication des acteurs industriels et des associations (nécessaire pour valider les partis-pris des modèles) et la participation des administrations (pour la fourniture de données précises) seront le gage de la légitimité de la démarche.

CONCLUSION

Nous nous félicitons des conclusions et des recommandations de la Commission qui mettent en exergue la nécessité de poursuivre l'effort sur la recherche, dans les domaines de l'efficacité énergétique, les énergies décarbonnées et leur intégration aux réseaux ainsi que le stockage.

Nous recommandons que l'État promeuve des outils indépendants, partagés et reconnus d'aide à la décision.

Propositions de FO

Pour la Confédération FO, le choix d'un mix énergétique doit se faire en combinant au moins les facteurs suivants : sûreté des installations qui est évidemment un impératif absolu pour les salariés comme pour les citoyens, émission ou non de CO_2, intérêts pour les entreprises et les usagers domestiques, sécurité d'approvisionnement mais aussi développement des emplois

Par rapport à la commande du Ministre et notamment de la question de savoir s'il faut faire évoluer la part du nucléaire par rapport aux énergies renouvelables, FO considère que le pourcentage du nucléaire dans le mix énergétique ne saurait constituer un objectif en soi mais qu'il faut analyser le mix énergétique dans sa globalité, avec pragmatisme, en tirant partie des ressources existantes, en tenant compte des possibilités réellement envisageables et en combinant les facteurs précités.

Ces principes étant rappelés, FO tient à souligner les aspects suivants :

- *sur la sûreté des installations nucléaires*, FO souligne l'importance de l'existence de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), autorité indépendante pour faire respecter des critères permettant le fonctionnement des installations en toute sécurité ;

- *sur l'émission de CO_2*, il s'agit pour FO d'un enjeu environnemental majeur. De ce point de vue, il faut tout d'abord rappeler que le Nucléaire permet une production énergétique décarbonnée. A demande énergétique identique, toute réduction de la part du nucléaire et toute augmentation des « renouvelables intermittentes » se traduiraient par une augmentation d'émission de CO_2 comme cela a été montré en Allemagne ;

- *sur les intérêts des différents choix énergétiques par rapport aux usagers* : nous attendons le résultat de l'étude de la Cour des Comptes sur le « coût du nucléaire » dont nous espérons qu'elle mettra fin aux polémiques récurrentes sur ce sujet. Dans l'état actuel des chiffres disponibles, le nucléaire assure un avantage comparatif par rapport à l'Allemagne de 50 %, ce qui un élément essentiel pour la sauvegarde des emplois, notamment mais pas seulement dans les industries électro-intensives. De ce point de vue, on peut s'interroger sur le caractère euro compatible des

dispositions de la loi allemande visant à subventionner les entreprises électro intensives pour limiter les augmentations de tarifs liés à leur choix énergétique.

S'agissant des énergies renouvelables, nous tenons d'abord à rappeler que la première de ces énergies en France est de loin l'énergie hydraulique qui apporte une contribution essentielle à l'équilibre offre-demande d'énergie à un coût très compétitif. Selon les professionnels du secteur, il y a possibilité de développer ce parc. Le rapport doit donc le mentionner.

Sur les énergies renouvelables intermittentes (éolienne, terrestre ou off shore, solaire), FO demande que soit clairement mentionné et si possible chiffré l'accroissement du réseau de distribution et de transport lié aux différentes options de développement du renouvelable. C'est là une exigence de transparence minimale sachant que le coût du réseau représente approximativement la moitié de la facture d'énergie. Nous voulons aussi souligner que la multiplication de lignes posera également une question d'acceptabilité sociale.

FO rappelle également que le surcoût des renouvelables à travers les obligations d'achat imposées à EDF, est aujourd'hui financé par les usagers à travers la Contribution du Service Public de l'Electricité (CSPE). Celle-ci est appelée à croître encore en 2012 avec le solaire comme vient de le souligner la Commission de Régulation de l'Energie, mais plus encore avec le développement de l'éolien offshore dont le prix d'achat très élevé risque de faire exploser la CSPE et de frapper durement les ménages y compris les moins aisés. Ce qui pose la question de savoir jusqu'à quel point, c'est l'usager qui doit payer le coût de politiques publiques de promotion de telle ou telle énergie. Ce qui pose aussi la question du taux de rentabilité garanti pour ces exploitations sans risques.

- *Sur la sécurité d'approvisionnement* : le nucléaire a également un avantage évident par rapport aux énergies renouvelables intermittentes dont le problème est précisément l'intermittence. C'est d'ailleurs pour cela que FO souhaite que le rapport mentionne la nécessité de développer la recherche et développement sur le stockage d'énergie.

- Nous ajoutons à ces quatre critères celui de *l'emploi*. Sans entrer dans des polémiques, nous reprenons à notre compte les 410.000 emplois, chiffres donnés par PCW pour le nucléaire existant. Par ailleurs, il va de soi que toute augmentation importante des prix de l'électricité ferait perdre de la « compétitivité » à la France avec des risques de délocalisation importants.

En outre, pour les emplois dans ces filières énergétiques, la stabilité des mesures des politiques publiques est indispensable : on ne peut créer des mesures fiscales incitatrices une année puis les supprimer quelques mois après. Outre la cacophonie sur les orientations stratégiques d'avenir que cela produit, ces inversions conduisent à détruire des emplois récemment créés ainsi que d'autres, plus traditionnels qui avaient fait des efforts d'évolution en termes de qualifications et compétences. Au final, les salariés et les usagers sont victimes de ces « go and stop ».

FO croit enfin au développement de l'emploi dans la filière de l'efficacité énergétique et notamment dans les bâtiments. Ces emplois non délocalisables doivent être développés et ceci quel que soit le mix énergétique retenu.

Tous ces critères réunis nous amènent, dès lors que les conditions de sûreté sont garantis par l'ASN et par l'Etat, à prôner la prolongation de la durée des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans qui correspond à un optimum économique pour la Nation et environnemental en termes de lutte contre l'effet de serre.

Nous voulons de plus rappeler d'autres revendications fortes de FO :

- L'augmentation des efforts de recherche et d'ingénierie par la puissance publique, le développement du contrôle par des agents publics dans un cadre indépendant et l'impératif de la sûreté et de la sécurité des personnels (sur tout le cycle de l'activité nucléaire, civile et militaire) et des citoyens doivent primer sur les questions de rentabilité. L'industrie nucléaire comporte des enjeux spécifiques qui nécessitent de garantir sa pérennité en la soustrayant aux aléas conjoncturels et aux marchés. FO considère en conséquence que la cotation d'EDF et d'Aréva en Bourse n'est pas compatible avec le nucléaire. La Bourse, c'est du court terme, le nucléaire du long terme.

- L'État doit être le seul garant et pilote de la filière et il se doit d'impulser les investissements et les axes de recherches selon une véritable politique stratégique d'avenir. FO revendique que notre pays dispose d'une industrie, de centres de recherche et d'organismes de contrôle à caractère public avec des moyens suffisants et des compétences adaptées à leurs missions. Face aux risques de démantèlement et de privatisation de la filière nucléaire française, sa sécurisation dans le cadre d'une véritable politique industrielle publique nationale ambitieuse de l'Etat constitue un impératif. En cela, FO se félicite d'avoir obtenu la mise en place d'un Comité stratégique de filière industrielle Nucléaire.

- FO demande également que la part de la sous-traitance soit réduite dans les centrales et que les conditions sociales de ces personnels soient améliorées. Nous réaffirmons régulièrement que la sécurité dans l'industrie nucléaire passe notamment par la négociation d'un accord améliorant les droits, les garanties et les conditions de travail, en particulier dans les différents secteurs de la sous-traitance où elles sont trop souvent indignes pour les nombreux travailleurs concernés.

Nous n'ignorons pas les difficultés rencontrées : type de dispositif conventionnel, articulation avec l'existant, champ d'application, niveau des garanties, etc. Mais il apparaît désormais nécessaire que la filière industrielle électronucléaire se structure pour faire face aux nouveaux défis qui se présentent, ce qui ouvre la perspective de négociations à ce niveau. C'est assurément le sens que le gouvernement a donné à travers la création récente d'un Comité stratégique de la filière industrielle Nucléaire qui répond à notre demande du 19 avril 2011.

Propositions de P. Gadonneix, Président du Conseil Mondial de l'Énergie

Visions partagées par l'ensemble des scénarios de quelques "bonnes nouvelles"

La plupart des scénarios s'accordent sur :

- les objectifs de long terme : croissance et sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et du climat et acceptabilité sociale.
  - Dans le monde, la demande en énergie va croître de façon considérable dans les 40 prochaines années : hausse de 50 % de la demande en énergie et de 100 % de la demande en électricité d'ici à 2050. Cette croissance est tirée par les pays émergents et en développement.
  - Pour les pays en développement, la croissance de la demande en énergie est la condition non négociable d'un accès au développement économique et d'une sortie de la pauvreté. 1,5 milliard d'habitants sur terre n'ont pas encore accès à l'énergie et sont ainsi privés de l'accès à des services fondamentaux tels que la santé et l'éducation.

    Pour ces pays, sécuriser l'accès à l'énergie et l'approvisionnement en énergie de leur croissance économique est clé, et ils sont prêts à développer le large panel de toutes les technologies disponibles et économiques pour contribuer à leur mix énergétique, y compris les nouvelles sources non-conventionnelles. La Chine par exemple développe à la fois des centrales nucléaires (20 centrales en construction), des barrages hydrauliques, des centrales au charbon (une nouvelle par semaine), des centrales au gaz (une part du gaz dans le mix qui passera de 2 % à 12 % en dix ans), des renouvelables (plus gros investisseur mondial dans les ENR en 2011) etc.

- Ainsi que sur **la grande variété des sources d'énergie et technologies qui seront disponibles globalement à long terme** : en plus des énergies traditionnelles zéro carbone (nucléaire, hydraulique), le monde voit le spectre du peak oil reculer depuis deux ans avec le boom des gaz et pétrole non conventionnels. Par ailleurs, certaines énergies renouvelables se rapprochent rapidement de la compétitivité, comme l'éolien onshore. A l'horizon 2050, le monde disposera par ailleurs de nouvelles technologies compétitives comme par exemple les éoliennes offshore, les technologies solaires, la biomasse et les biofuels, la géothermie, de l'énergie marine, peut-être également des technologies hydrogène, et des technologies de Captage et stockage du CO_2, etc.

Les scenarios ont des appréhensions divergentes des incertitudes majeures

Toutefois, la plupart des scénarios divergent fortement sur les hypothèses établies sur les incertitudes majeures relatives:

- **Des incertitudes relatives** aux **technologies** (amont et aval pour la production comme les réseaux) et leur maturité technique et commerciale. **Certains scenarios sont très optimistes, d'autres constatent que pour l'instant les ENR ne sont pas encore toutes proches de la compétitivité** :
  - De nos jours, les énergies renouvelables intermittentes ne peuvent pas être intégrées à plus de 15-20 % sur le réseau. Il y a donc une incapacité technique à aller au-delà de 15-20 % d'ENR dans le mix aujourd'hui.
  - Par ailleurs, aller au-delà de 15-20 % de renouvelables dans le mix, c'est s'exposer à accroître le recours au gaz et au charbon pour fournir de l'énergie quand il fait froid, et qu'il n'y a ni vent, ni soleil, ce qui est commun au nord de la Loire. Les éoliennes et les panneaux solaires pousseront dans le paysage à côté de fourneaux des centrales thermiques.
  - Les technologies prometteuses pour demain : env. 2 à 8 fois plus chères en €/MWh aujourd'hui, à améliorer pour se garder toutes les options ouvertes à l'horizon 2030-2050.
  - Enfin, pour chaque euro investi dans le nucléaire, c'est deux à trois fois plus d'emplois que pour un euro investi dans le photovoltaïque où les ¾ de la valeur sont importés.

- **Des incertitudes relatives au financement des investissements nécessaires dans l'énergie (qui s'élèvent à plus de 1,4 % du PIB global par an)** dans un contexte de fragile sortie de crise économique.
  - Certains scenarios envisagent une baisse de la demande en énergie, d'autres estiment que le système énergétique doit au contraire être un outil au service de la restauration de la compétitivité et de la reprise économique du pays. La décroissance n'est pas une option acceptable. Notre objectif doit également être de lutter contre la précarité énergétique croissante.
  - Toutefois, la rareté de l'argent est réelle et certains qualifient même la période actuelle de « peak money ». D'où l'importance de la stabilité et visibilité sur les règles du jeu et le cadre politique à long terme, pour attirer des investisseurs privés.

- **Des incertitudes relatives à la géopolitique mondiale et aux négociations sur le climat**.

- Certains scénarios comme la EU Energy Roadmap 2050 font l'hypothèse que tous les acteurs à travers le monde auront le même comportement vertueux que l'Europe vis-à-vis de la lutte contre le réchauffement climatique.

- Pourtant, surtout après l'échec de Durban, il semble légitime de se poser la question de « savoir si L'Europe peut continuer à être la seule à rester vertueuse en matière d'environnement ». Une seule réponse s'impose alors: « Oui… mais pauvre ! ».

- En effet, à moins que les pays s'engagent tous dans une action politique sérieuse et d'envergure pour lutter contre le réchauffement climatique, on risque bien de voir se développer, comme un trait d'ironie à l'endroit de la commission européenne, ce que certains qualifient de 3 X 50, soit 50 % de population en plus dans le monde, 50 % de CO2 en plus et 50 % de consommation par habitant en plus…

Une contrainte de temps qui pousse à réduire les incertitudes dans la prise de décision maintenant.

Or la contrainte de temps dans le secteur de l'énergie est telle que des choix faits aujourd'hui nous engagent pour plusieurs décennies, sur des horizons de temps où les incertitudes sont précisément les plus grandes. **Pour agir dans le secteur énergétique, il faut une politique de long terme consensuelle, dépassant les clivages politiques et les échéances électorales.**

D'où la nécessité d'un **débat public dans le cadre de travaux, notamment parlementaires, et capitalisant sur le Grenelle, pour obtenir un consensus et la validation d'un scenario en deux temps.**

Une trajectoire ambitieuse et raisonnable en deux temps, attentive aux différentes dimension de la politique énergétique : acceptabilité

sociale (environnement, sûreté, mais aussi emploi et prix/ pouvoir d'achat) , prix des énergies, impacts sur l'emploi et sur la balance commerciale du pays et enfin capacité de financement . Les deux temps sont: 2010-2030 et au-delà, jusqu'à 2050

2010- 2030 : Dans le contexte actuel que connaît la France, de crise économique, l'enjeu est surtout de fournir au pays une énergie bon marché et décarbonée pour renouer rapidement avec la croissance, tout en préservant la paix sociale, c'est-à-dire les emplois locaux et des niveaux de prix acceptable et en préparant l'avenir(préparer les filières industrielles d'avenir notamment, qui créeront des emplois locaux à forte VA demain).

- Aussi, il convient de s'appuyer sur les technologies actuellement performantes écologiques et économiques, dont :

  - Le parc de centrales nucléaires jusqu'à leur optimum économique qui sera atteint pour la plupart des centrales entre 2030 et 2040 **avec comme préalable**

indispensable la sûreté, que seule l'ASN est en mesure d'évaluer dans le cadre d'une gouvernance mondiale renouvelée de la sûreté des centrales.

- Pour conforter le choix de la France de promouvoir la sûreté nucléaire, dans un contexte de globalisation des pollutions de l'air et de l'eau , de globalisation des acteurs industriels de l'énergie et de métissage culturel des équipes et de la main d'œuvre sur les infrastructures énergétique à travers le monde, il est de plus en plus **urgent de promouvoir une gouvernance internationale favorisant l'émergence d'un cadre commun d'objectifs et de normes de sûreté applicables à tous les acteurs de tous les pays et pour toutes les énergies (nucléaire, mais également forage pétrolier, exploitation des gaz de schiste etc.). La France, qui compte quelques uns de fleurons de l'industrie énergétique mondiale, est légitime pour promouvoir et pleinement prendre part à cette gouvernance internationale de la sûreté des énergies.**
- A rebours, si notre pays venait à sortir du nucléaire, la France se décrédibiliserait au niveau international et éprouverait certaines difficultés à faire entendre sa voix sur la sureté nucléaire auprès des grandes puissances qui poursuivent leur programme (60 dans le monde dont : 22 en Chine, Inde, Brésil, Afrique du Sud, Turquie. 24 nouveaux réacteurs en projet dans l'UE, dont 6 en construction (2 en Bulgarie, 1 en Finlande et 2 en Slovaquie et bientôt 4 au RU).

- **Arrêter des centrales nucléaires rentables qui sont jugées sûres par l'ASN avant leur fin de vie économique serait un gaspillage irresponsable** : en termes d'impact économique, renoncer au nucléaire, ce serait l'équivalent d'un 3ème choc pétrolier uniquement pour la France.
- **Le nucléaire, garant aujourd'hui de l'indépendance énergétique du pays.** En effet, renoncer au nucléaire se traduirait certainement par la hausse du recours au gaz ; et, si le pays renonce toujours à exploiter ses gaz de schiste, on ne pourra pas éviter de recourir aux imports de gaz. Comme on importe déjà notre pétrole et une grande majorité de la valeur des ENR, l'indépendance énergétique du pays en sera fortement affectée.
- **Le nucléaire, garant aujourd'hui de la faiblesse de nos émissions de CO_2 : un atout pour l'avenir dans le cadre incertain des négociations sur le climat.**

- Les autres technologies compétitives aujourd'hui à déployer massivement dans les 10-15 ans, autour de 60-100 €/MWh dans l'OCDE : charbon supercritique, cycle combiné à gaz, hydraulique bien sûr, et bientôt l'éolien terrestre, proche de la compétitivité en Europe avec 2000 h de vent. Renforcer le rôle du prix du CO2 sera clé.

- Il convient dès maintenant de **préparer l'avenir. Conserver notre atout nucléaire jusqu'en 2030, nous permet de garder toutes les options ouvertes** jusqu'à l'émergence de technologies alternatives matures économiquement. C'est-à-dire garder de la marge de manœuvre pour affronter d'éventuels chocs externes et piloter les changements de long terme, ne renoncer a priori à aucun moyen définitivement s'il

est sûr, économique et propre. En effet, dans le même temps que l'on exploitera notre parc jusqu'à sa fin de vie, il sera **indispensable d'engager de grands chantiers sur la MDE et sur les réseaux, de construire les filières renouvelables à forte VA, d'engager la programmation des investissements énergétiques qui remplaceront l'actuel parc de centrales nucléaires. Il faudra pour ce faire :**

- rechercher les ruptures technologiques pour les technologies loin de la maturité (encore de 2 à 10 fois plus chères)
- Faire évoluer les outils de soutien aux technologies proches de la maturité à l'amont comme à l'aval, notamment par le biais d'appels d'offres (exemple des appels d'offre actuels sur les éoliennes off-shore en France).

Au-delà de 2030, vers 2040 - 2050 :

- **Il sera temps de remplacer le parc existant de centrales par de nouveaux moyens de production.** A ce moment (renouvellement du parc), **il sera en effet légitime de s'interroger sur la pertinence de conserver, ou non, à même hauteur la part du nucléaire dans la production d'électricité** (actuellement de 75 %), afin d'optimiser les 3 objectifs de la politique énergétique. Comme « le calendrier nous est favorable », il aura fallu **presque 30 ans pour domestiquer les renouvelables et ce temps de maturation échu coïncidera avec l'échéance du renouvellement du parc nucléaire**.

  - Avec des hypothèses réalistes (renouer avec une croissance du PIB de 2 % en 2030, MDE très ambitieuse à 100 % du Grenelle, et décarbonisation des usages aval par la substitution fossile/électricité dans les transports et les bâtiments qui renforcent la demande en électricité de +20 Twh), certains scénarios ont pu envisager que la production d'électricité française croisse jusqu'à 650-700 TWh à l'horizon 2030.
  - Pour faire face à cette hausse de la demande ces scénarios préconisent le remplacement, à sa fin de vie, de tout le parc par des centrales nucléaires de 3ème génération, et ce faisant d'augmenter la production nucléaire.
  - D'autres scénarios ont envisagé d'abandonner complètement le nucléaire à horizon de 2030 environ.
  - Entre ces deux pôles, entre ces deux visions, se situe certainement une trajectoire modérée, visant à ne pas remplacer intégralement le parc nucléaire avec des centrales de génération 3 ni faire davantage croître la part du nucléaire dans le mix, mais plutôt de privilégier à côté d'une part raisonnable de nucléaire renouvelé, des moyens de productions renouvelables. La part du nucléaire dans le mix énergétique s'en trouverait ramené à un niveau inférieur au niveau actuel dans le cadre d'un mix diversifié, potentiellement plus résilient.
- Or, on sera précisément en mesure de déployer, aux côtés des énergies zéro-carbone : nucléaire de 3ème génération, puis, dès 2050, de 4ème génération, hydraulique, les ENR devenues alors économiquement matures (solaire, biofuels de 3ème génération, éoliennes on-shore, énergies de la mer…), les nouveaux moyens de maîtriser la demande en énergie, de stocker l'énergie et de décarboner le système (CCS), ainsi que les nouveaux réseaux (smart grids et super grids) toujours.

Propositions du MEDEF

Mouvement des Entreprises de France MEDEF

Direction développement durable

Le MEDEF contribue à la commission Energies 2050 par le biais de son groupe de travail Stratégie énergétique et compétitivité qui réunit à la fois des représentants des fournisseurs de solutions énergétiques, des producteurs et des consommateurs d'énergie.

Pour les entreprises, le mix énergétique de la France est d'abord un outil de politique industrielle. Il constitue à la fois un atout pour l'économie et un levier qui doit permettre de saisir des opportunités dans de nouvelles filières. Ces priorités sont mises en avant par les entreprises dans le cadre français (MEDEF), européen sur la Feuille de route de la Commission (BUSINESSEUROPE[1]) et mondial (B20[2]).

Le MEDEF exprime le souhait que ces travaux permettent à la fois :

- D'évaluer les conséquences de plusieurs scénarios énergétiques sur la compétitivité du secteur industriel et énergétique à l'horizon 2050 (prix de l'énergie, du CO_2, contraintes réglementaires…) ;
- D'identifier les opportunités technologiques pour la France dans le contexte européen et mondial (technologies vertes…) ;
- De vérifier la soutenabilité économique des scénarios, notamment en identifiant leurs sources de financement.

La diversité du mix énergétique de la France constitue un atout à renforcer

La consommation d'énergie primaire de la France est aujourd'hui fortement diversifiée. L'électricité représente une part de 43 %, le pétrole 31 %, le gaz 15 %, les énergies renouvelables non-électriques 6,5 % et le charbon 4,5 %3.

(1) http://www.businesseurope.eu/content/default.asp?PageID=568&DocID=28211.
(2) http://www.b20.fr/uploads/presse/Final-Report-with-with-appendices-B20-2011.pdf (p.123).
(3) Source : MEDDTL/CGDD/SOeS.

En ce qui concerne l'électricité, 74 % de l'électricité en France est d'origine nucléaire, 15 % d'origine renouvelable (dont 12 % pour l'hydraulique) et 11 % d'origine fossile. Le développement des énergies renouvelables constitue un axe fort du Paquet énergie-climat adopté en 2008 qui fixe un objectif de 23 % de l'énergie consommée en France issue d'énergies renouvelables. Les mesures issues du Grenelle de l'environnement ont d'ores et déjà permis depuis 2007 d'augmenter d'un tiers la part de l'énergie consommée en France d'origine renouvelable : multiplication par 5 de la puissance éolienne depuis 2005, multiplication par 30 de la puissance photovoltaïque en 4 ans. La biomasse, notamment les biocarburants ou encore la géothermie progressent eux aussi rapidement sur notre territoire.

Grâce aux choix successifs opérés au cours des dernières décennies, le mix énergétique de la France permet aujourd'hui de répondre à trois objectifs majeurs :

- **Sécurité d'approvisionnement**, dans un contexte de raréfaction de la ressource en combustibles fossiles et de tensions géopolitiques dans les pays producteurs ;

- **Préservation de l'environnement**, dans un contexte d'inquiétude croissante au sujet du changement climatique ;

- **Maintien de la compétitivité des entreprises et protection du pouvoir d'achat des ménages**, dans un contexte où les investissements à consentir seront très importants et où les industriels ont un besoin impératif de visibilité pour réaliser ces investissements.

Il convient de renforcer cette démarche dans une logique incrémentale de progrès continu sur ces trois axes en ayant le souci de minimiser le capital employé, et de saisir les formidables opportunités qui sont devant nous à condition de surmonter les risques liés à l'incertitude réglementaire, et au nécessaire financement d'infrastructures onéreuses.

Cette diversité doit conduire à définir une véritable PPI multi-énergies

La Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) a pour objectif d'identifier et de planifier la répartition des capacités de production et les investissements conséquents de production et d'approvisionnement de la France. Elle est aujourd'hui composée d'une PPI de production d'électricité et de chaleur ainsi que d'une PIP gaz, Plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz.

Le MEDEF considère que cette approche ne traduit pas suffisamment l'interdépendance des choix énergétiques et la cohérence d'ensemble qui est nécessaire en matière d'investissements. Le champ couvert par la PPI est aujourd'hui restrictif, alors que d'autres segments du secteur énergétique nécessitent des investissements importants qui gagneraient à bénéficier des approches de planification publiques. C'est la raison pour laquelle il préconise la mise en œuvre d'une véritable « PPE » qui permettrait de définir les investissements pour l'ensemble des modes de production et de conforter les

atouts de chacune des filières, et de renforcer l'attractivité du territoire français en matière d'investissements énergétiques. Cette PPE devrait permettre un pilotage des investissements énergétiques en cohérence avec les objectifs de sécurité d'approvisionnement, d'émissions de CO_2, de compétitivité et d'emploi à l'horizon 2050.

Le MEDEF souhaite insister sur les critères qui doivent guider les travaux de la commission Energies 2050 :

3.1. Compétitivité de la production électrique

La France bénéficie, notamment grâce à la part importante de nucléaire dans son mix électrique, d'un atout majeur en termes de prix de l'électricité. Elle se situe au 1er rang des principaux pays européens et au 4ème rang européen de l'UE 27 derrière la Bulgarie, l'Estonie et la Finlande pour les entreprises (80,10 €/MWh hors TVA contre 110,00 € hors TVA en moyenne dans l'UE 27) et au 6ème rang pour les ménages (119,10 € TTC contre 166,10 € TTC en moyenne dans l'UE 27)[1]. En dépit des investissements complémentaires nécessaires dans le parc existant pour le prolonger et le mettre aux normes les plus élevées de sûreté, le MEDEF considère que le maintien d'un mix compétitif – devant nécessairement s'appuyer de façon durable sur le nucléaire – devrait permettre aux entreprises françaises de continuer à bénéficier à moyen et long terme d'un avantage compétitif pour plusieurs raisons.

a. La régulation par les prix introduite par la loi NOME permet aux industriels de ne subir en moyenne qu'à hauteur de 15 % la répercussion de la hausse des prix de gros. Les acteurs sont soumis à une exposition de 100 % aux prix de marché spot dans les autres pays européens. Une convergence entre prix spot et prix régulés de l'ARENH paraît très peu probable compte tenu des facteurs susceptibles d'influer sur le marché :

   - réduction de capacités nucléaires ;
   - impact des quotas d'émissions de gaz à effet de serre (directive ETS) ;
   - coûts des combustibles.

b. Une grande partie des clients industriels n'est plus concernée par le tarif réglementé de vente et sont davantage concernés par l'écart entre le Tartam et le tarif « ARENH + marché » qui prévaut depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME.

c. Jusqu'ici, les exonérations ou abattements appliqués par l'Allemagne aux entreprises consommatrices d'électricité pour le financement des charges de service public ou l'accès au réseau ont eu moins d'impact qu'en France (CSPE et TURPE) compte tenu du fait que ces dispositions sont par nature déconnectées des prix. La France dispose ainsi d'un cadre qui permet de préserver les consommateurs d'électricité pèsent a priori beaucoup plus que les avantages allemands. Ce constat pourrait toutefois être en partie nuancé par les mesures compensatoires pour les secteurs

1 Source : Eurostat, septembre 2011.

électro-intensifs annoncées en juin 2011 par l'Allemagne (500 millions d'euros par an pour les coûts indirects liés à l'électricité pour les secteurs soumis à ETS) et dans l'innovation de l'Energiekonzept qui réside moins dans les choix de mix que dans la façon de le financer qui repose sur les consommateurs les moins élastiques, à savoir les ménages.

Il est donc de l'intérêt de l'ensemble des entreprises françaises de préserver une forme d'équilibre du mix énergétique national, et de mettre en œuvre les investissements qui permettront d'exploiter le parc électronucléaire actuel tant qu'il est compétitif et sûr et d'effectuer dans la mesure où l'ASN l'exigerait – d'éventuelles mises à niveau de sûreté des installations nucléaires. A terme, un remplacement progressif du parc actuel par des réacteurs de 3ème génération permettra de répondre à la demande électrique française dans la durée.

3.2. Visibilité pour l'ensemble des acteurs énergétiques

Au-delà du débat légitime sur les options qu'il met en avant, l'Energiekonzept semble susciter l'adhésion de nombreux secteurs industriels car il présente le mérite d'offrir aux entreprises allemandes des facteurs de visibilité à moyen et long terme qui permettent de définir des investissements.

Les entreprises de l'énergie, producteurs et consommateurs, expriment aujourd'hui un besoin de visibilité :

a. **Sur le cadre réglementaire et administratif qui entoure la réalisation d'infrastructures énergétiques sur le territoire français,** et d'une façon générale sur l'amélioration de l'acceptabilité sociale et de l'attractivité économique des investissements énergétiques planifiés et réalisés sur le territoire français et européen. Cela implique le développement de politiques publiques adaptées et d'une plus grande pédagogie. Cela doit aussi se traduire par la possibilité de conclure des contrats à long terme entre fournisseurs et consommateurs industriels intensifs en énergie afin de répartir de façon optimale les risques.

b. **Sur l'élaboration des formules tarifaires et sur les perspectives d'évolution des prix de l'énergie en France.** Il est important que celles-ci prévoient de compenser la hausse des coûts de l'énergie supportés par les entreprises, en particulier pour les industries intensives en énergie. La maîtrise des coûts ne peut se concevoir qu'avec des politiques volontaristes d'investissements énergétiques et des mesures de compensation des coûts de l'énergie supportés par les entreprises, en particulier pour les secteurs les plus intensifs en énergie.

c. **Sur les objectifs du Paquet climat-énergie à 2020.** Ces objectifs ne sauraient être remis en cause en cours de période sauf à entraîner des investissements extrêmement significatifs à si courte échéance. En parallèle, le prix du CO_2 à long terme qui constitue un facteur qui conditionne de façon croissante le modèle économique des investissements énergétiques. Cette plus grande visibilité doit se traduire par la mise en place d'un véritable marché du carbone au niveau mondial et la définition dans les négociations internationales sur le changement climatique d'un cadre qui encourage la pérennité des mécanismes de marché.

3.3. Maîtrise de la demande d'énergie et efficacité énergétique

Les principaux scénarios indiquent qu'il s'agit d'un des leviers majeurs pour répondre à l'objectif de limitation à 450 ppm de la concentration de CO_2 au niveau mondial.

a. Les actions en matière d'efficacité énergétique doivent porter à la fois sur la production et sur la consommation de l'énergie. La poursuite des efforts dans l'industrie est une priorité. Toutefois, les gains additionnels seront certainement de plus en plus difficiles à concrétiser techniquement et leur coût marginal sera croissant.

b. **La majeure partie des efforts doivent se focaliser sur la partie consommation, qui offre le plus gros potentiel** (90 % au niveau mondial selon l'AIE). C'est particulièrement le cas pour les secteurs du bâtiment et du transport dont le potentiel est aujourd'hui encore sous-exploité. Les solutions innovantes existent mais leur diffusion est encore limitée en raison de plusieurs freins (formation des professionnels, incitations, …).

c. L'efficacité énergétique se traduit également par une action sur la consommation électrique et par une valorisation à leur juste coût des capacités de lissage de la pointe de consommation, des capacités d'effacements des consommateurs industriels et de l'interruptibilité.

d. D'une façon générale, les choix d'investissements liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique doivent naturellement prendre en compte, et valoriser, la contrainte CO_2.

e. Au-delà des mesures actuelles, une action beaucoup plus marquée devra être engagée en faveur de l'incitation des ménages à une plus grande maîtrise de leur consommation d'énergie, en particulier dans le bâtiment.

3.4. Développement soutenable des énergies renouvelables

Dans un contexte économique marqué par une raréfaction croissante des capitaux publics et privés, il convient de s'assurer de la soutenabilité financière des scénarios, de privilégier le scenario à moindre coût et d'identifier les sources de financement les plus pertinentes.

Le développement des énergies renouvelables est un levier indispensable à la diversification du bouquet énergétique et à la réduction des émissions de CO_2. La diffusion de ces technologies et l'accélération des efforts en matière de recherche et développement permet de réduire leur coût. Il convient toutefois d'éviter que les coûts de développement encore élevés de ces technologies ne se répercutent de façon excessive sur les consommateurs d'énergie, en particulier sur les entreprises.

a. **L'impératif de soutenabilité financière** suppose la mise en place de dispositifs de soutien et de régulation (programme de certificats verts, appels d'offres pour les projets, tarifs de rachat de l'électricité…) et la poursuite des efforts en faveur de la recherche et du développement doit permettre d'assurer un développement maîtrisé de ces filières tout en réduisant leur coût.

b. Les investissements doivent être adaptés aux particularités de ces énergies, doivent intégrer d'emblée les investissements nécessaires dans les réseaux électriques, et porter un effort particulier dans le domaine des technologies de stockage afin de répondre à l'enjeu de la variabilité. L'augmentation de cette part intermittente dans la production d'électricité suppose une évolution adéquate de capacités de production flexibles dont la prise en compte est indispensable pour l'établissement d'un bilan exhaustif, à la fois économique et environnemental.

c. Un recours croissant aux combustibles fossiles, et notamment au gaz dans le cas de la France pour la production électrique est donc indispensable en complément du développement des filières renouvelables, ce qui pose la question du taux d'utilisation et de la rentabilisation de ce type de moyens thermiques, pourtant indispensables à l'équilibre du système électrique ; les modèles d'organisation actuels des marchés (énergie, capacités) devront être adaptés pour en tenir compte. La politique de développement des énergies renouvelables doit être évaluée en intégrant l'impact économique et environnemental de ces capacités thermiques.

3.5. Diversification du mix énergétique, gage de sécurité d'approvisionnement

a. Toutes les sources existantes ou potentielles doivent contribuer à répondre à la demande en fonction d'une évaluation rigoureuse de leurs contraintes et de leurs avantages respectifs sur le plan économique, environnemental, technologique, socio-économiques en fonction des contraintes et des spécificités propres à chaque Etat. De même, la sécurité d'approvisionnement ne passe pas par l'autarcie mais par la diversité des énergies et des régions d'approvisionnement, ainsi que celle des filières technologiques associées.

b. **Il ne serait pas raisonnable de préempter des choix technologiques à moyen terme** dans la mesure où le marché reste le meilleur moyen de définir les solutions les plus pertinentes, et donc ne pas fermer de porte à une filière ou une technologie en particulier. C'est le cas en particulier pour les possibilités de production nationale de gaz qui sont susceptibles d'offrir un potentiel important sous réserve de mieux définir les conditions d'acceptabilité de ces ressources. Il convient de noter le mouvement actuel de relocalisation d'un nombre significatif d'activités industrielles intensives en énergie aux Etats-Unis, cette tendance étant en grande partie attribuable à la compétitivité liée à la présence de ressources non-conventionnelles de gaz.

c. A moyen terme, il convient également d'assurer la diversification du mix par un développement de filières d'excellence qui permettent de répondre au défi à long terme de l'approvisionnement, de l'efficacité énergétique et qui donnent à la France une position stratégique. Ces filières doivent être évaluées selon trois critères :

- La réalisation d'innovations qui supposent, dans leur déploiement, la coopération de plusieurs types d'industries.

- Le développement d'un avantage compétitif spécifique et durable pour la France, en partant d'une base solide en France et permettant de prendre une position de leader sur les marchés mondiaux.
- Le développement pérenne d'un emploi qualifié sur le territoire.

Enfin, le maintien d'une énergie compétitive et durable devra se traduire par un effort significatif en matière de recherche et de développement. Cet effort devra permettre de maintenir notre avance dans les filières existantes et matures (ex : nucléaire), d'engager les réductions de coût et la mise en place de filières industrielles dans les énergies renouvelables, et de favoriser l'essor de nouvelles filières dans la mesure où elles seront synonymes de création de valeur, de croissance verte et d'excellence reconnues au niveau mondial.

Un certain nombre de ces filières répondent à ces critères :

- bois-énergie, biomasse, biocarburants et biométhane ;
- hydrogène énergie (pile à combustible, stockage de l'énergie sous forme de gaz (hydrogène, méthane, etc.) ;
- réseaux de chaleur (géothermie, cogénération, valorisation des déchets), énergies marines, éolien, photovoltaïque, éco-générateur, pompe à chaleur, rénovation énergétique des bâtiments, réseaux électriques intelligents...) ;
- nucléaire de 4ème génération.

Ces filières présentent plusieurs caractéristiques :

- les technologies sont disponibles en France ou peuvent être rapidement développées ;
- elles reposent sur des innovations mais sont à un stade de développement suffisant pour envisager une industrialisation dans les années à venir ;
- la montée en puissance de ces filières et le passage à l'industrialisation devra être encouragée par un effort public spécifique : R&D, réglementation, crédit d'impôt, etc.

Propositions de Sauvons le Climat

Point de vue sur le mix énergétique 2030/2050

Notre association considère, comme par exemple le fait le gouvernement anglais, que le changement climatique constitue un risque majeur alors même que la population mondiale continue à croitre et que la pauvreté énergétique domine encore dans de nombreux pays. Or, compte tenu de l'aspect accumulatif du CO_2 dans l'atmosphère, tout effort de décarbonation sera plus efficace s'il est accompli à court terme plutôt qu'à long terme. Pour cette raison il est essentiel de se fixer des objectifs ambitieux à l'horizon 2030 et de les asseoir sur des technologies raisonnablement assurées techniquement aussi bien que du point de vue économique. Le déploiement des technologies émergentes doit reposer sur de vraies démonstrations et non sur des développements à marche forcée, sans préoccupations économiques et sociales. Un objectif 2050 pertinent pourra être plus judicieusement élaboré dans 10 à 15 ans.

La situation française, avec une économie déjà partiellement décarbonée grâce à son électricité, mériterait d'être mieux défendue en Europe, en concertation par exemple avec le Royaume-Uni, face à une stratégie allemande qui s'impose au niveau de la Communauté européenne. Notre scénario devrait se construire à partir de quelques principes simples qui ont été démontrés dans l'étude NEGATEP :

- priorité à des énergies non carbonées dans tous les secteurs ;

- priorité absolue, qu'il s'agisse d'efficacité énergétique ou de fourniture d'une énergie décarbonée, aux deux secteurs du logement/tertiaire et du transport, qui représentent les deux tiers des rejets de CO_2 ;

- préserver l'atout que représente le secteur nucléaire dans la production d'électricité (en termes économique, industriel et d'emplois) en le développant sur les bases d'une pleine application des conclusions des études complémentaires de sûreté suite à l'accident de Fukushima et des directives de l'Autorité de sûreté nucléaire qui en résultent ;

- ne pas oublier que les objectifs d'efficacité énergétique dans le bâtiment et le transport seront très consommateurs d'investissements privés et publics et ne pourront se réaliser que sur le long terme. En ce sens la course à la performance énergétique dans le neuf, excessive et mal assise sur des compétences réelles des entreprises du secteur, est une erreur : des objectifs plus limités dans le neuf et un effort prioritaire sur une rénovation de l'existant, à un niveau raisonnable, seront plus efficaces globalement et soutenables du point de vue économique. La dernière Règlementation Technique, la RT 2012, devrait être sensiblement révisée et des contraintes émissions de CO_2 devraient être introduites, à la place de la contrainte énergie primaire, pour éviter le recours massif au gaz pour le chauffage, que cette RT favorise ;

- Sauvons le climat estime que l'à priori retenu dans la plupart des scénarios proposés, réduction de la part du nucléaire, n'est pas pertinent car il aura des conséquences néfastes : augmentation des rejets de gaz à effet de serre, dérive forte des tarifs de l'électricité qui appauvrira les familles et affaiblira l'industrie (réduisant ainsi leur capacité de financement en direction de l'efficacité énergétique), fragilisation d'une industrie française de niveau mondial et dégradation de la balance commerciale (achat de combustibles fossiles et de matériels importés dans l'éolien et le solaire en particulier) ;
- la maitrise de pointes de consommation, qui est une réalité à laquelle il faut remédier, doit être traitée en urgence sur la base de possibilités techniques éprouvées :

  - gestion des arrêts de tranche nucléaires pour les variations saisonnières ;
  - maintien d'un nombre adapté de tranches nucléaires fonctionnant en suivi de charge pour les variations hebdomadaires et quotidiennes ;
  - développement des STEP ;
  - développement du transport électrique (transports en commun et individuels) ;
  - utilisation du stockage thermique que représentent des bâtiments tout électrique bien isolés par des délestages. Le développement des compteurs intelligents devrait ainsi être prioritairement affecté à des immeubles ou maison avec chauffage électrique, avec une tarification adaptée.

- Il est urgent que les scénarios énergétiques aussi bien que l'ensemble des actions identifiées lors du Grenelle de l'environnement soient réellement évalués selon des critères simples que sont le coût par tonne de CO_2 évitée, une limitation de l'augmentation des prix et la création ou le maintien d'emplois nationaux.

Un concept a été développé en ce sens dans le scénario NEGATEP qui recommande un développement de la production d'électricité dans tous les secteurs en faisant un appel équilibré au nucléaire (75 % comme aujourd'hui), aux renouvelables (18 % pour limiter les difficultés liées à l'intermittence) et aux fossiles (7 % pour les pointes quotidiennes et compenser les énergies intermittentes). Ce concept refuse le rejet ou la limitation à priori du nucléaire, recommande l'usage d'énergies renouvelables productrices de chaleur dans tous les secteurs, préserve l'essentiel des surfaces agricoles avec un développement raisonnables d'agro carburants de deuxième ou troisième génération, et prends en compte un effort accessible d'efficacité énergétique.

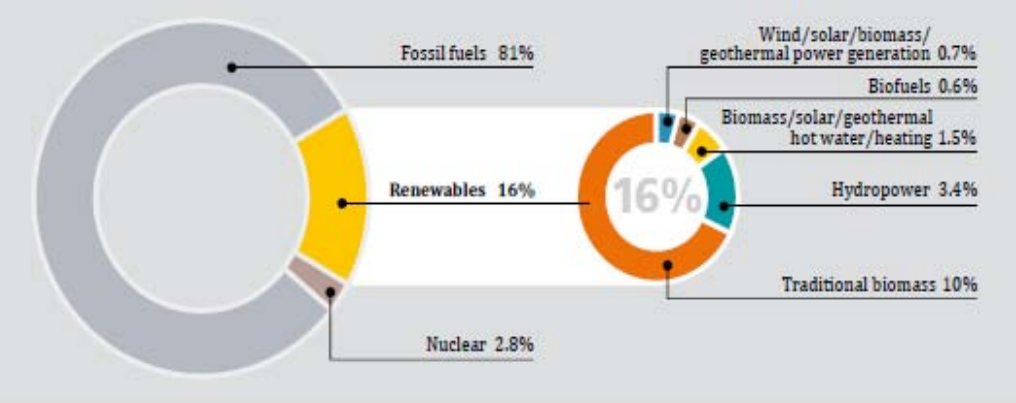
Il préserve par dessus tout le climat ainsi que nos intérêts nationaux, qu'il s'agisse de compétitivité, d'emplois et de l'équilibre de la balance commerciale. Il s'efforce de traiter globalement la question du mix énergétique à moyen et long terme avec des choix technologiques crédibles et sans se focaliser sur l'électricité et la part du nucléaire.

Propositions du SER

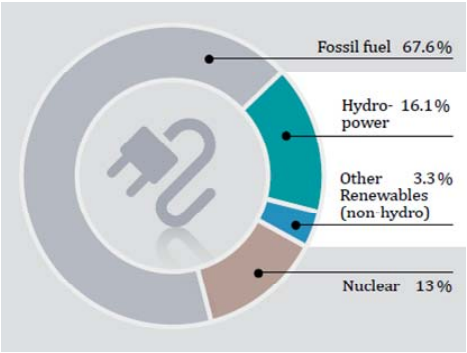
Les énergies renouvelables : un marché mondial en forte croissance malgré la crise

Les énergies renouvelables représentaient fin 2009 16 % de la consommation finale d'énergie dans le monde et un peu moins de 20 % de la production mondiale d'électricité.

Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale 2009



Part des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité, 2010



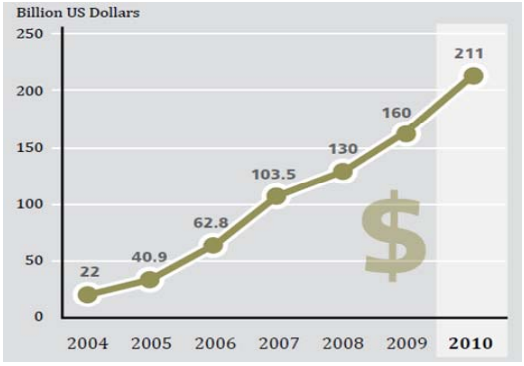
Source: Renewable Energy Policy Network for the 21st century, Renewables 2011, Global status report

Longtemps issue des seules technologies traditionnelles comme l'hydro-électricité, la biomasse et la géothermie, la production d'énergies renouvelables – électricité et chaleur - a connu depuis le début des années 2000 un **essor sans précédent,** avec des taux de croissance annuels **supérieurs à 30 %.**

Cette croissance s'est d'abord caractérisée par l'irruption de nouvelles technologies dans le bouquet énergétique mondial : la puissance installée **éolienne,** quasi inexistante il y a 10 ans, a ainsi atteint 200 000 MW en 2010 avec une production correspondant aux besoins d'un pays comme la France, et faisant de l'éolien la 2ème source d'électricité renouvelable dans le monde (15% du total). Les capacités en **solaire photovoltaïque**, elles aussi proches de zéro en l'an 2000, atteignaient fin 2010 une capacité cumulée de 40 000 MW, correspondant à la consommation annuelle d'un pays comme le Portugal.

Au-delà de ces technologies phares, **toutes les filières des énergies renouvelables**, ont bénéficié de cette dynamique de croissance, en dépit des crises et des interrogations régulières sur leur pérennité. Pour la première fois en 2010, les investissements réalisés dans le secteur ont dépassé **200 milliards $,** couvrant à la fois la construction de nouvelles capacités de production d'énergie, les investissements dans la recherche - développement et dans des unités de production industrielle sur l'ensemble des chaînes de valeur des différentes filières.

Investissements annuels dans les énergies renouvelables (hors grande hydro) en milliards $



Source : Ren21

Employant désormais directement ou indirectement environ 2,3 millions de personnes dans le monde[1], les énergies renouvelables se trouvent désormais au cœur des enjeux de stratégie énergétique et de développement économique.

Pour certains, les filières renouvelables, qui, en dehors de la grande hydro-électricité, bénéficient de subventions publiques et assurent généralement une production d'énergie irrégulière, ne pourront jamais constituer qu'une **composante d'appoint** des politiques énergétiques. L'ajournement récent d'un nouvel accord mondial sur le climat (Durban, décembre 2011), l'allègement des dispositifs de soutien aux renouvelables en Europe, conséquence parmi d'autres de la crise financière, vont dans ce sens.

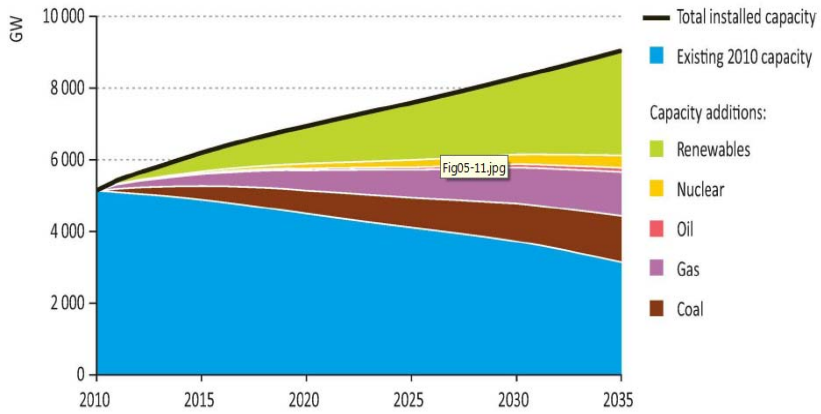
Pour d'autres, l'émergence de ces énergies est porteuse d'une **révolution énergétique globale** avec la perspective de fonder à plus ou moins long terme la croissance mondiale sur des sources d'énergie illimitées et respectueuses de l'environnement. Le développement des renouvelables doit en conséquence rester une priorité pour les Etats.

1 Source : Programme des Nations Unies pour l'Environnement

L'engagement récent de nombreux grands pays émergents (Chine, Inde, Brésil,…) dans des plans ambitieux d'équipement en moyens de production renouvelables conforte ce point de vue.

S'il n'existe aujourd'hui guère de consensus sur le rythme prévisionnel de développement des capacités en énergies renouvelables, nul ne paraît plus contester la **tendance irréversible à l'augmentation à moyen terme de leur part dans la production mondiale d'énergie**.

Estimation de la contribution des différentes sources d'énergie dans les investissements de capacité électrique prévisionnels, 2010-2035



Source : Agence Internationale de l'Energie, World Energy Outlook, 2011

Alors que, partout dans le monde, la conjonction de l'instabilité des marchés du pétrole et du gaz et de l'impératif de protection à long terme de l'environnement imposent une révision des stratégies énergétiques, les énergies renouvelables disposent en effet **d'atouts essentiels** pour encore renforcer leur place dans les bouquets énergétiques :

- Les renouvelables constituent une **réponse particulièrement adaptée aux besoins considérables en énergie des pays émergents**, qui assurent aujourd'hui l'essentiel de la croissance mondiale: elles permettent en valorisant au mieux leurs ressources naturelles (hydraulique, vent, ensoleillement,…), de rapprocher les sites de production des centres de consommation et de réduire la dépendance des économies envers les marchés internationaux de l'énergie fossile ; elles se prêtent également à des productions locales d'équipements qui ajoutent à leur intérêt ;

- Généralement subventionné à l'échelle locale, le marché des énergies renouvelables a, pour sa composante « amont » (équipements industriels), une dimension internationale. Pour les industriels des filières renouvelables, confrontés à des marchés très concurrentiels, il n'existe de perspectives de développement à long terme que s'ils parviennent à ramener les coûts de production de l'énergie à des niveaux concurrentiels avec les énergies conventionnelles.

  Les **filières renouvelables sont ainsi toutes engagées dans un cycle de baisse des coûts**, variable selon les filières, mais **qui s'amplifie avec la**

croissance des volumes. Certaines d'entre elles sont dès à présent compétitives (hydro-électricité) ou en voie de le devenir prochainement (éolien terrestre).

- Les technologies renouvelables offrent, à côté de projets de grande envergure (hydro-électricité, éolien offshore), des gammes de **solutions énergétiques variées et modulaires,** qui répondent précisément aux **exigences nouvelles d'efficacité énergétique, d'innocuité, de décentralisation et de gestion en réseau** qui caractérisent ce début de XXIème siècle.

La France est dans la course et peut être dans le peloton de tête

Bien qu'elle dispose d'un portefeuille de production électrique et thermique parmi les moins émetteurs de CO_2 de l'Union Européenne, avec un parc nucléaire et hydro-électrique couvrant ensemble 90 % de la consommation, la France s'est lancée ces dernières années dans un **effort sans précédent** d'équipement en sources d'énergies renouvelables.

Cet effort, qui s'insère depuis 2007 dans la feuille de route des lois Grenelle 1 et 2, a abouti à une évolution notable de la composition du mix énergétique : les énergies renouvelables représentent désormais 13 % de la consommation finale, contre 10 % en 2006.

2.1. Les énergies renouvelables, un rôle croissant dans le bouquet énergétique et dans l'économie

Les investissements réalisés dans l'ensemble des filières renouvelables ont permis depuis 2005 d'augmenter chaque année la consommation d'énergies renouvelables de près de 1 Mtep, soit une hausse de 33% sur les 5 dernières années.

Ce rythme de croissance s'avère insuffisant pour atteindre les objectifs des lois Grenelle : si la tendance actuelle se prolonge, la France consommera, en 2020, 29 Mtep d'EnR, en retard de 35 % sur l'objectif de 36 Mtep, retard qui s'observera dans la plupart des filières.

Des progrès remarquables ont été réalisés dans la valorisation thermique grâce à la mise en œuvre du Fonds Chaleur par l'ADEME avec la substitution en 3 ans de 800 000 tep d'énergies fossiles principalement par de la biomasse. La géothermie, dans le même cadre, connaît un réel décollage à l'inverse du solaire thermique qui peine à trouver sa place. La biomasse électrogène se porte moins bien, étant soumise au système des appels d'offres qui sélectionne beaucoup de projets dont bien peu se réalisent.

L'énergie éolienne se développe dans notre pays au rythme d'environ 1 000 MW chaque année, mais ce sont 1 350 MW/an qui seraient nécessaires pour atteindre l'objectif de 19 000 MW terrestres en 2020. Malheureusement, une réglementation, de plus en plus complexe, pourrait ralentir cette progression déjà insuffisante. Quant à l'éolien maritime, le premier appel d'offres vient d'être lancé pour un total de 3 000 MW. Atteindre 6 000 MW en 2020 suppose que le 2ème appel d'offres soit lancé très rapidement. Il faut saluer

la dimension industrielle qui a été donnée à cet appel d'offres, ce qui devrait permettre l'éclosion d'une filière française.

Le photovoltaïque connaît une évolution paradoxale avec des installations en nette avance par rapport aux 5 400 MW des objectifs du Grenelle. Environ 1 500 MW ont été installés durant l'année 2011 pour un parc total de plus de 2 500 MW. Ces chiffres traduisent un soutien économique mal dimensionné pendant plusieurs années, que les mesures prises début 2011 ont trop restreint et qui ont eu des effets très néfastes pour l'ensemble de la filière.

Parallèlement à ce développement de la demande en énergies renouvelables, un début de politique de soutien à l'offre et au développement de filières d'excellence s'est mis en place, en particulier avec les Investissements d'Avenir qui ont permis de lancer des Appels à Manifestation d'Intérêt dans plusieurs secteurs des énergies renouvelables.

Le SER a la conviction que les objectifs 2020, tant en contribution énergétique qu'en développement de filières, peuvent encore être atteints si des mesures rectificatives sont appliquées sans tarder.

Il a notamment la certitude que parmi les réponses à la crise économique et financière qui frappe le pays en ce début 2012, la France a tout intérêt à valoriser davantage son potentiel de développement des énergies renouvelables dans le cadre d'une stratégie industrielle plus ambitieuse dans ce secteur, qui serait incontestablement approuvé par l'ensemble de l'opinion publique.

- 96 % des Français se déclarent favorables au développement des énergies renouvelables en France ;

- 37 % des Français ont investi dans les énergies renouvelables ou envisagent de le faire (+ 11 % par rapport à 2010) ;

- 80 % des Français sont favorables au développement d'éoliennes, 75 % dans leur région et 61 % à moins d'un kilomètre de chez eux ;

- 97 % des Français sont favorables à l'installation de panneaux solaires dans leur voisinage.

(Source BVA ADEME 2011)

L'objectif doit être non seulement d'atteindre les objectifs définis en 2007 mais d'aller au-delà en portant la part des énergies renouvelables dans la consommation à **au moins 25 % en 2020.**
Un développement accéléré du secteur des énergies renouvelables répond en effet à deux enjeux majeurs pour l'économie française :

- un enjeu **énergétique** : si, à court terme, elles ne peuvent à elles seules répondre aux besoins en énergie, les énergies renouvelables apportent des réponses concrètes immédiates aux impératifs de renforcement de **l'indépendance énergétique** et de **maîtrise les prix à long terme de l'énergie** qui s'imposent pour une relance durable de la croissance ;

- un enjeu **industriel** : les filières renouvelables font partie des secteurs qui disposent aujourd'hui du plus fort potentiel de croissance dans le monde et la France détient une chance historique, en accélérant son propre effort d'équipement, de faciliter son accès à des marchés considérables à l'exportation, au bénéfice de son tissu industriel.

Le Syndicat des énergies renouvelables évalue à 70 milliards d'euros sur les 8 prochaines années l'enveloppe d'investissements nécessaire pour atteindre l'objectif relevé à 25% de la consommation finale.

Le financement de cette enveloppe paraît possible à la condition que l'effort soit partagé entre l'Etat, les entreprises et les consommateurs d'énergie dans le cadre d'une stratégie à long terme.

2.2. La feuille de route du Syndicat des énergies renouvelables pour 2020 et 2030

Secteur renouvelables	Situation fin 2010 en Mtep	Production 2020 en Mtep	Production 2030 en Mtep
Chaleur	13,3	19,6	24,7
Bois (chauffage domestique)	7,4 (6millions d'appareils)	7,4 (9 millions d'appareils)	7,4 (11 millions d'appareils)
Bois et déchets (collectif/tertiaire/Industrie)	4,1	9	12
Solaire thermique, PAC et géothermie	1,8	3,2	5,3
Electricité	7,1	13,7	24,3
Hydroélectricité	*5,4 (25 000 MW)*	5,8 (27 500 MW)	6,1 (28 500 MW)
Biomasse et biogaz	0,8 (1500 MW)	1,4 (2700 MW)	1,8 (3500 MW)
Eolien	0,85 (5600 MW)	5 (25 000 MW)	11,8 (55 000 MW)
Solaire photovoltaïque	0,05 (1 000 MW)	2 (20 000 MW)	4 (40 000 MW)
Autres filières (solaire thermodynamique, énergies marines etc.)[1]	0	0,1	1
Biocarburants	2.5	4	4
TOTAL	22,74	37,8	52,6

1 La contribution de ces filières interviendra à partir de 2020. Il est difficile d'établir une prévision de production à l'horizon 2020 et 2030.

La feuille de route 2020 reprend les objectifs du Grenelle de l'Environnement que le SER avait fait adopter en 2007, repris dans la loi Grenelle I, à l'exception de l'objectif pour le solaire Photovoltaïque qui est porté à 20 000 MW, pour dimensionner une filière industrielle digne de ce nom en France au lieu de 5 400 : en effet, la forte décroissance des coûts ces dernières années offrent à cette forme d'énergie une pertinence économique indéniable.

La feuille de route 2030 prolonge les progressions attendues entre 2012 et 2020, qui doivent permettre d'atteindre une part d'énergies renouvelables d'au moins 34 % dans la consommation finale d'énergie contre 13 % fin 2010, dans l'hypothèse d'une consommation qui resterait stable jusqu'en 2030. Cette part relative augmenterait, bien entendu, si les politiques de maîtrise de l'énergie devenaient plus efficaces que celles que nous connaissons aujourd'hui. Ce taux monterait à 50 % pour le mix électrique si l'on retient l'hypothèse médiane de RTE pour la consommation à cette échéance, soit 550 TWh/an. Cela se traduit par des puissances installées de 55 000 MW éoliens (terrestres et maritimes), 40 000 MW photovoltaïques et 3 500 MW de biomasse électrique (y compris le biogaz). Ces chiffres sont à considérer comme des cibles qui pourront être dépassées d'autant plus que certaines filières pourraient, bien avant 2030, ne plus dépendre des tarifs d'achat et, donc, de la régulation des volumes par l'Etat. Parmi, les défis à relever pour atteindre ces objectifs, il en est un qui est essentiel : apprendre à gérer, au-delà de 2020, les effets de la variabilité de l'éolien, du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, des énergies marines. Cela implique d'intensifier les efforts de R&D et d'innovation sur les thématiques du stockage de l'énergie et des réseaux intelligents, et d'analyser les expériences étrangères, en particulier celle de l'Allemagne qui sera confrontée aux conséquences de la variabilité bien avant la France. L'apport de l'hydraulique à cette importante thématique sera essentiel.

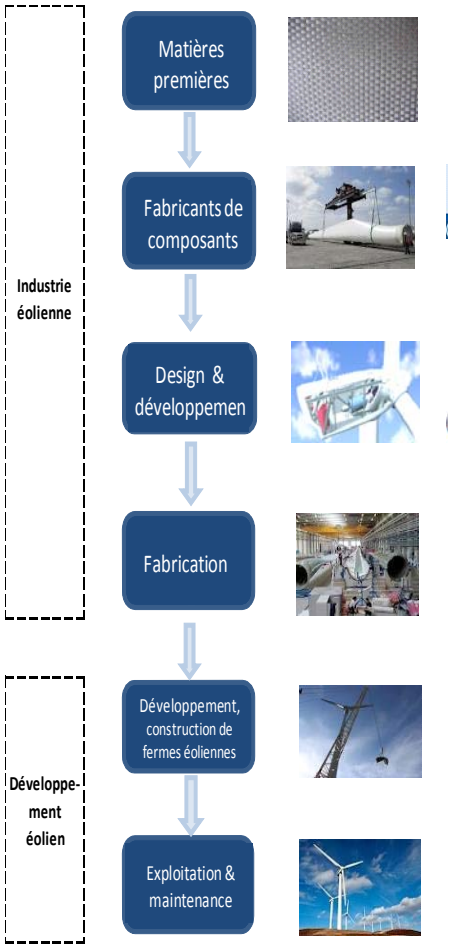
Bâtir une stratégie gagnante pour la France dans les renouvelables

Le développement des énergies renouvelables doit désormais s'inscrire dans une véritable politique industrielle à long terme. Cette politique, fondée sur des engagements réciproques de l'Etat, et des industriels et professionnels du secteur doit permettre un développement des filières renouvelables sur l'ensemble de leurs chaînes de valeur. Elle doit, en conséquence s'organiser autour de deux axes : un soutien contrôlé de la demande, une stimulation ciblée de l'offre.

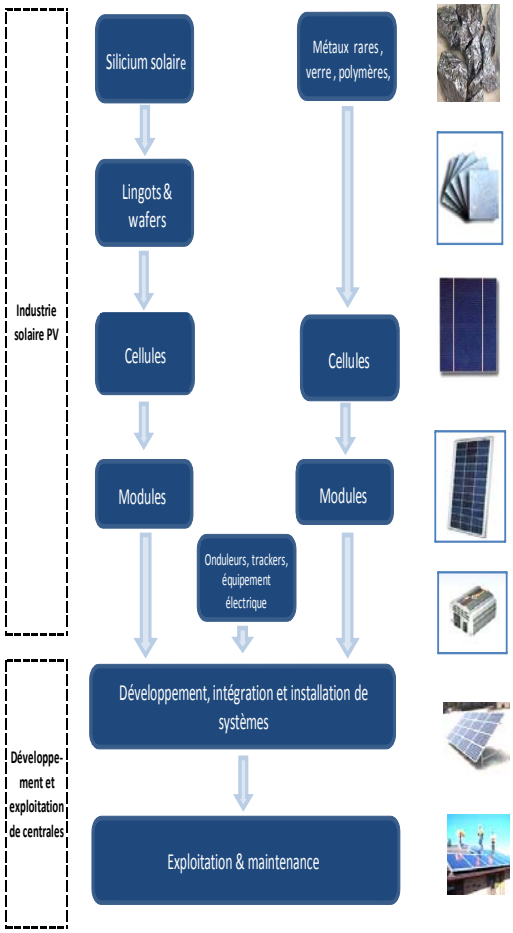
3.1. Les chaînes de valeur des énergies renouvelables

Ayant pour point commun de produire de l'énergie à partir de ressources naturelles renouvelables, les filières EnR reposent cependant sur des technologies sensiblement différentes les unes des autres. Leur cycle économique ou chaîne de valeur fait appel à des processus auxquels contribuent dans des proportions variables les marchés de matières premières, les métiers du design et de la fabrication de produits industriels, les métiers de l'ingénierie et du montage de projets et les métiers de services

Chaîne de valeur simplifiée de l'éolien terrestre



Chaîne de valeur simplifiée du solaire photovoltaïque



Les entreprises françaises disposent dans l'ensemble de ces chaînes de valeurs de **positions établies** ainsi que du **savoir-faire** et des **capacités d'investissement nécessaires** pour acquérir des positions dans les technologies émergentes comme l'éolien offshore, les énergies marines ou le solaire thermodynamique. Elles sont déjà leader dans le secteur de l'hydroélectricité et ont développé une expertise nouvelle dans l'éolien et le solaire photovoltaïque. Elles sont traditionnellement très actives dans le secteur de la biomasse et du solaire thermique. Elles sont ainsi en mesure de prendre part au développement international de la totalité des filières renouvelables.

3.2. Un soutien piloté de la demande intérieure d'énergies renouvelables

Pour y parvenir, les entreprises françaises doivent tout d'abord bénéficier d'une visibilité suffisante sur un marché domestique aux objectifs de croissance réévalués.

Le Syndicat propose d'articuler désormais la politique de soutien aux énergies renouvelables autour de trois principes :

- *Une évolution des niveaux de soutien financier corrélée à celle des coûts de production des énergies renouvelables*

  Dans l'ensemble des filières renouvelables, les gains de productivité et d'efficacité énergétique se traduisent par une baisse, plus ou moins accentuée selon les cas, des coûts de production de l'énergie électrique et thermique. Le consommateur d'énergie ou le contribuable qui assurent aujourd'hui le financement du dispositif de soutien doivent pouvoir bénéficier de l'intégralité des baisses de coûts liées au développement des filières.

- *Une stabilisation du régime fiscal des installations d'énergies renouvelables*

  Le régime fiscal des installations d'énergies renouvelables a été plusieurs fois modifié ces dernières années dans le sens d'un alourdissement de la pression sur les producteurs, particuliers ou entreprises : augmentations de l'IFER, suppression en 2011 de l'amortissement exceptionnel (article 39 AB du Code général des Impôts), diminution du crédit d'impôt pour les particuliers. De telles modifications ne doivent pas aboutir à remettre en cause l'économie des projets.

- *Un encadrement réglementaire stable et cohérent*

  Le droit des énergies renouvelables s'est forgé progressivement au prix d'une tendance à l'empilement de textes et à l'alourdissement des procédures, notamment dans l'éolien. On a ainsi vu apparaître des textes relevant du droit de l'urbanisme, du droit de l'électricité, du droit de l'environnement et même parfois d'un nouveau droit de l'éolien. Cet excès de réglementation pénalise artificiellement de nombreux projets et augmente significativement leurs coûts.

3.3. Une stimulation ciblée de l'offre industrielle

La politique de soutien au développement industriel des EnR prend aujourd'hui la forme d'un ensemble d'actions de soutien direct ou indirect.

Ce dispositif, encore récent, a déjà permis des réalisations importantes (créations d'instituts de recherche tels que l'INES et l'IRDEP, création en cours des Instituts d'excellence des énergies dé carbonées (IEED), attribution des aides dans le cadre des appels à manifestions d'intérêt).

Il ne permet pas à ce stade de définir des priorités à long terme et il n'est pas clairement corrélé avec le dispositif de soutien en aval.

Le Syndicat estime que le moment est venu de proposer d'aller au-delà du dispositif actuel en mettant en place à l'échelon national des **stratégies de filières**. Celles-ci seraient caractérisées par :

- La définition de **priorités** afin de valoriser pleinement les **filières** ou les **segments de marché** dans lesquels la France et ses entreprises disposent d'avantages compétitifs et où le potentiel de marché et de croissance est fort ;

- Une articulation entre les dispositifs de soutien en faveur de l'offre et de la demande en **valorisant le contenu local** à l'intérieur des appels offres et des mécanismes d'obligation d'achat.

- **Une régulation du marché renforcée** pour assurer des conditions de concurrence loyales entre les produits fabriqués hors de l'UE et les produits nationaux ou européens.

Pour accompagner le développement de ces filières émergentes, il est nécessaire de mettre en place un dispositif propre à assurer leur compétitivité à court et moyen terme. Le Syndicat propose à cet égard plusieurs types d'actions complémentaires :

- pérenniser les dispositifs de soutien à la R&D et à l'innovation mis en place avec les Investissements d'Avenir en les finançant par exemple sur les recettes des enchères de quota de CO_2 à partir de 2013 et en privilégiant des résultats en matière d'innovation sur des horizons de commercialisation courts ;

- mettre en place, à l'image des dispositifs issus des Investissements d'Avenir, des mécanismes financiers permettant, au moins sur les premières années, de faciliter l'accès au capital des entreprises industrielles du secteur et d'abaisser le coût du travail ;

- favoriser l'investissement privé dans les entreprises industrielles des énergies renouvelables en utilisant mieux l'épargne du Livret Développement Durable qui pourrait être utilisée, par exemple, à améliorer les conditions commerciales des banques pour le financement des ENR ou à créer un mécanisme de garantie permettant aux banques et assurances de diminuer leurs besoins de fonds propres dédiés au financement et à l'investissement dans les énergies renouvelables.

3.4. Pilotage

Le SER propose d'assurer par un pilotage Public/Privé la cohérence de la politique en faveur du développement industriel des EnR et de la politique de soutien aux projets énergétiques renouvelables, (subventions, fiscalité et réglementation). Ce pilotage d'ensemble pourrait être confié au Comité de suivi des Energies Renouvelables créé au sein du Conseil Supérieur de l'Energie par la loi Grenelle 2 et non encore opérationnel à ce jour.

3.5. Bénéfices escomptés

Le SER mène actuellement une étude dont les résultats ne sont pas encore connus mais les grandes tendances sont les suivantes :

Emplois : 100 000 emplois actuels (source ADEME septembre 2011).

Le SER dimensionne actuellement les emplois créés à l'horizon 2020 mais on estime d'ores et déjà que :

- l'éolien pourrait créer 50 000 emplois supplémentaires sur toute la chaîne de valeur (60 000 ETP en 2020) ;
- le solaire photovoltaïque pourrait créer 50 à 60 000 emplois supplémentaires sur toute la chaîne de valeur avec un fort taux sur l'aval.

Indépendance énergétique et balance commerciale :

25 % d'énergie renouvelable dans le mix 2020 = 25 % d'indépendance énergétique (taux de substitution est à plus de 80% sur des énergies fossiles).

Balance commerciale :

- en énergie : export d'électricité / non import de gaz ;
- en équipements EnR : marché mondial, PNA Européens.

CO_2 évités :

- secteur de l'électricité : 4,66 Mt de CO_2
- secteur de la chaleur : 12,4 Mt de CO_2

Source : BIPE 2011 d'après hypothèses SER de développement des EnR

Les résultats précis et définitifs seront connus en janvier 2012, suite à une étude menée avec BIPE.

Annexe 4

Synthèse de certains scénarios

1. Introduction

Cette annexe a pour objectif de présenter plus en détail certains scénarios. Huit scénarios traitent uniquement de la situation française, ce sont ceux de l'UFE, de Negatep, de Global Chance, du CEA, de RTE, d'Areva de négaWatt et Enerdata. La feuille de route des EnR aux horizons 2020 et 2030 élaboré par le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) est également présentée.

Au niveau des scénarios internationaux sont présentés le dernier de l'AIE (WEO 2011) et trois scénarios européens, la feuille de route énergie 2050 de la Commission Européenne publié le 15 décembre 2011 ceux de Europia et de Eurogas. Certaines analyses se trouvent dans le corps du rapport (chapitre 2) en particulier, la feuille de route énergie 2050, les scénarios allemands (septembre 2010, le Energiekonzept) et anglais (The Carbon Plan: Delivering our low carbon future, DGEC 2011).

2. UFE

L'objectif de l'UFE était d'éclairer les décideurs sur les possibles conséquences de trois mix électriques contrastés. Ces derniers sont évalués selon plusieurs critères, que sont les émissions de CO2, les investissements annuels, le prix de l'électricité, l'équilibre de la balance des paiements, et l'acceptabilité.

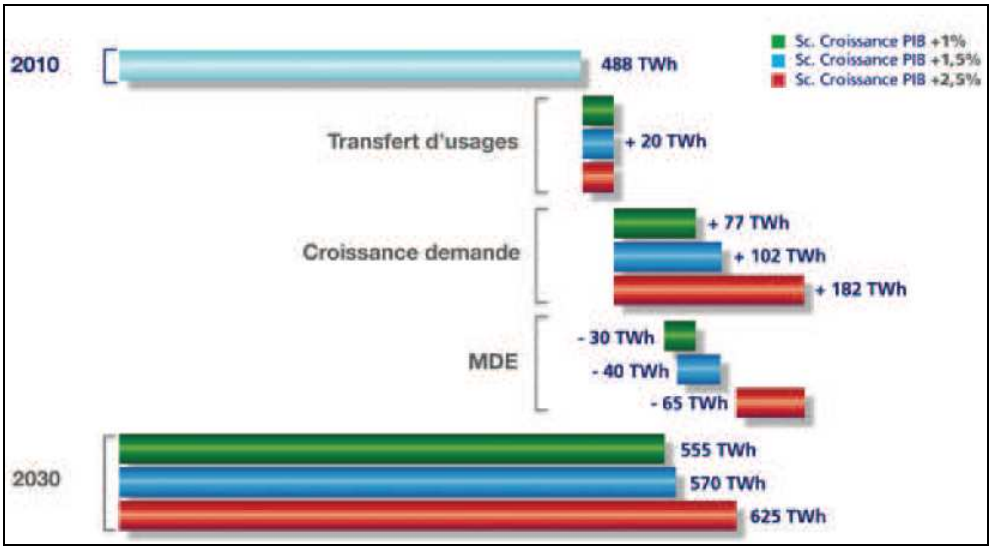
L'étude propose trois scénarios de demande électrique à horizon 2030 basés sur la croissance économique, l'effort mis sur la maîtrise de la demande et les transferts d'usage. L'UFE a construit trois typologies de scénarios pour répondre à la demande issue du scénario de demande médian. Ces scénarios présentent des proportions contrastées de la part du nucléaire dans la production électrique : 70 % (prolongation des durées de vie des centrales à 60 ans), 50 % (1 centrale nucléaire sur 2 fermée) ou 20 %.

Ces scénarios sont bien documentés ; les hypothèses (bien explicitées) sont robustes. De plus, ils offrent une analyse multicritères intéressantes, en prenant notamment en compte les potentiels « atteignables » de MDE (50 % des objectifs de MDE du Grenelle), les potentiels « atteignables » de MDP, la gestion de la pointe, l'intermittence des EnR (et la nécessité de back-up), la nécessité de dimensionner le réseau en fonction de la structure du parc de production etc. Autre intérêt de cette étude, elle offre un chiffrage des différents mix électriques (basé sur les coûts unitaires de l'AIE et de la DGEC) : coût de développement du mix et impact sur le prix au particulier et à l'industriel.

2.1. Demande

Trois scénarios de demande annuelle (mais aussi scénario de demande de pointe) :

Graphique 1 : Scénarios de demande annuelle



La puissance appelée en pointe devrait augmenter davantage que la demande électrique. Néanmoins, la MDE pourrait devenir de la MDP (maîtrise de la puissance) si un signal prix permet d'inciter le particulier à consommer en dehors des périodes de pointe, ou encore si les systèmes électriques intelligents se développent.

2.2. Offre (équilibre offre/demande)

Trois scénarios d'offre, compatibles avec la pointe et les besoins de back-up, sont présentés :

- « 70 % de nucléaire » dans la production électrique complété par 24 % d'EnR et 7 % de thermique. Il n'existe des exportations d'électricité significatives que dans ce scénario (100 TWh) ;
- « 50 % de nucléaire » dans la production électrique complété par 34 % d'EnR et 16 % de thermique ;
- « 20 % de nucléaire » dans la production électrique complété par 40 % d'EnR et 40 % de thermique. Ce dernier scénario, en raison d'une forte part de thermique, présente des émissions de CO2 très élevées (détails dans la suite de la note). De

ce fait, aucun transfert d'usage n'est ici pris en compte, ce qui signifie que la demande électrique est 20 TWh inférieure à la demande des deux précédents scénarios d'offre.

2.3. Principales conclusions de l'étude

→ La MDE permettrait de réduire la demande de 10 à 15 %, mais la demande électrique continuerait néanmoins de croître. Elle pourrait en revanche avoir un impact sur la pointe. Seules 50 % des objectifs du Grenelle sont atteignables pour un investissement de 70 Mds.

→ Une sortie du nucléaire ne peut se faire sans une augmentation de la production thermique, ce qui de fait tend à augmenter les émissions nationales. Les capacités de back-up nécessaires pour pallier l'intermittence des EnR sont très importantes dans cette étude. De plus, le déploiement de ces énergies nécessitera un renforcement des réseaux et des interconnexions.

→ La réalisation de la PPI et des objectifs renouvelables du Grenelle de l'environnement nécessiterait un investissement de 322 Mds€ entre 2010 et 2030. Cet investissement serait encore accrû si la France envisageait un changement de son mix électrique : + 34 % entre le scénario « 70 % » et « 20 % ». Dans tous les scénarios, le prix de l'électricité augmente (au moins 30 % par rapport à 2010). Le marché de l'électricité devrait être profondément modifié pour permettre aux énergéticiens d'investir.

→ La sortie du nucléaire devrait s'accompagner d'une réflexion sur l'implantation des nouvelles unités de production sur le territoire : le nombre de centrales thermiques pourrait être multiplié par 4, sans compter les aérogénérateurs et les nouvelles lignes de transport et de distribution du réseau. Cela pourrait poser d'importants problèmes d'acceptabilité.

Tableau 1 : Récapitulatif des principaux résultats des trois scénarios d'offre

	« 70 % »	« 50 % »	« 20 % »
Investissements 2010-2030	322 Md€	382 Md€	434 Md€
- MDE	70 Md€	70 Md€	70 Md€
- Production	117 Md€	165 Md€	209 Md€
- Réseaux Transport et distribution	125 Md€	137 Md€	145 Md€
- Interconnexions	10 Md€	10 Md€	10 Md€
Prix minimal basé sur les coûts de développement 2030			
- Particuliers	160 €/MWh	177 €/MWh	199 €/MWh
- Electro-intensifs	60 €/MWh	68 €/MWh	83 €/MWh
Bilan CO2	20 Mt	44 Mt	101
- pour la France	17 Mt	44 Mt	101
Taux de production CCG	25 %	35 %	50 %
Solde Exports-Imports	101 TWh	5 TWh	1 TWh
Balance commerciale	0 Md€	- 6 Md€	- 10 Md€

3. Negatep

Le scenario "Négatep" est proposé par Claude Acket et Pierre Bacher, membres du Conseil scientifique de Sauvons le climat, et endossé par l'association (de type loi 1901).

Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de gaz carbonique, ce qui implique à peu de chose près, de diviser par 4 la consommation de combustibles fossiles. Outre les économies d'énergie, sans lesquelles le « facteur 4» serait inaccessible, il faut remplacer le plus possible les combustibles fossiles par des sources d'énergie non émettrices de gaz carbonique

L'objectif de l'étude est de présenter une vision équilibrée offre/demande du mix énergétique à l'horizon 2050. Globalement elle conduit à des économies d'énergie de 35 % par rapport au scénario de référence. La baisse de l'emploi des énergies fossiles passe par :

- un fort développement des renouvelables thermiques qui passent de 12,4 Mtep en 2008 à 47,4 Mtep en 2050, soit une multiplication par pratiquement 4, avec l'accent mis sur la biomasse ;
- un fort accroissement de l'emploi de l'électricité (passage de 430 TWh en 2008 à 830 TWh en 2050. Cet accroissement repose sur le développement des sources d'électricité décarbonée, à savoir les renouvelables et le nucléaire, ce dernier assurant encore 72 % de la production électrique totale, pour 76 % en 2008.

Le scénario fait tout d'abord des projections de l'évolution de la demande d'énergie finale dans différents secteurs : résidentiel-tertiaire ; industrie-agroalimentaire ; transports. Il s'appuie pour cela sur les documents publics de référence : « scénario de référence DGEMP » (2008) et Bilan Prévisionnel (BP) RTE 2009, ainsi que sur l'expertise de ses auteurs et du réseau Sauvons le Climat.

Pour chacun des secteurs, il examine ensuite quelles sources d'énergies peuvent être mobilisées pour répondre à cette demande sectorielle. La compilation de ces analyses sectorielles permet ensuite d'avoir un bilan offre/demande global.

3.1. Résidentiel-tertiaire

Pour le secteur résidentiel/tertiaire (tableau 11), la solution la plus originale préconisée par Negatep est pour le chauffage de l'habitat existant une solution associant de l'isolation diffuse (rénover au fur et à mesure de l'entretien normal) associé à un développement important des pompes à chaleur et l'ajout d'un chauffage électrique direct effaçable aux heures de pointe en complément des chaudières fossiles existantes. Au bilan, le scénario Négatep (colonne C) conduit à une consommation en 2050 égale à celle de 2004, mais s'appuyant beaucoup plus sur l'électricité et les énergies renouvelables, et pratiquement plus sur les énergies fossiles.

Tableau 2 : Bilan des énergies des secteurs résidentiel et tertiaire (2050)

Secteur tertiaire et habitat (Mtep)	2004	2050		
		Isolation extrême (A)	Isolation diffuse chauffage hybride (B)	(C) (id. B + ENR)
Electricité	21,3	34.5	42.3	36.5
Energies renouvelables	8,9	16.3	14.7	20.6
Fossiles	35,4	4		
Total	65,6	55.1	61	

3.2. Industrie et agroalimentaire

Negatep admet après analyse de l'amélioration de l'efficacité énergétique entre 1970 et 2000 et son extension une amélioration d'ici 2050 de l'efficacité énergétique des deux secteurs de 25 %, qui conduit à une consommation de 40Mtep, auquel il faut ajouter 15Mtep pour la production des biocarburants (cf. transports), soit une demande totale de 55 Mtep. Là encore, l'électricité viendrait remplacer une part importante des énergies fossiles.

Tableau 3 : Consommation d'énergie des secteurs industrie et agroalimentaire (2050)

Mtep	2006	2050 « référence SR	2050 « Negatep »
Electricité	12	20	27,5
Energies renouvelabl chaleur	1,4	4	11,5
Energies fossiles	26,9	32	16
Total	**40,3**	**56**	**55**

3.3. Transports

D'après Négatep, le scénario référence conduit à une consommation d'énergie finale dans les transports de 80 Mtep en 2050. En tablant sur des économies de 40 Mtep (hypothèse forte) et sur le remplacement de 15 Mtep de pétrole par 5 Mtep d'électricité, la consommation d'énergie finale en 2050 pour ce secteur est alors de 30 Mtep :

- 3 Mtep transports en commun électrifiés ;
- 5 Mtep voitures électriques ou hybrides ;
- 15 Mtep biocarburants (produits à partir de 22,5 Mtep biomasse et 7,5 Mtep électricité) ;
- 7 Mtep pétrole.

3.4. Bilan global

Le bilan offre/demande global proposé par Négatep à partir de ces analyses sectorielles est résumé dans le tableau X.

Tableau 4 : Consommation finales : de 2006 à 2050

Mtep	Energies fossiles			Electricité			ENR chaleur		
	2006	2050 SR	2050 Negatep	2006	2050 SR	2050 Negatep	2006	2050 SR	2050 Negatep
Résidentiel/ Tertiaire	36	35	4	24	44	36.5	9	11	20.6
Ind/Alim.	27	33	16	12	18	27,5*	1,4	4	11.5
Transports	49	70	7	1	2,3	8	0,7	7	15 (bioc.)
Total Mtep	112	138	27	37	66,3	72	11	22	47.1

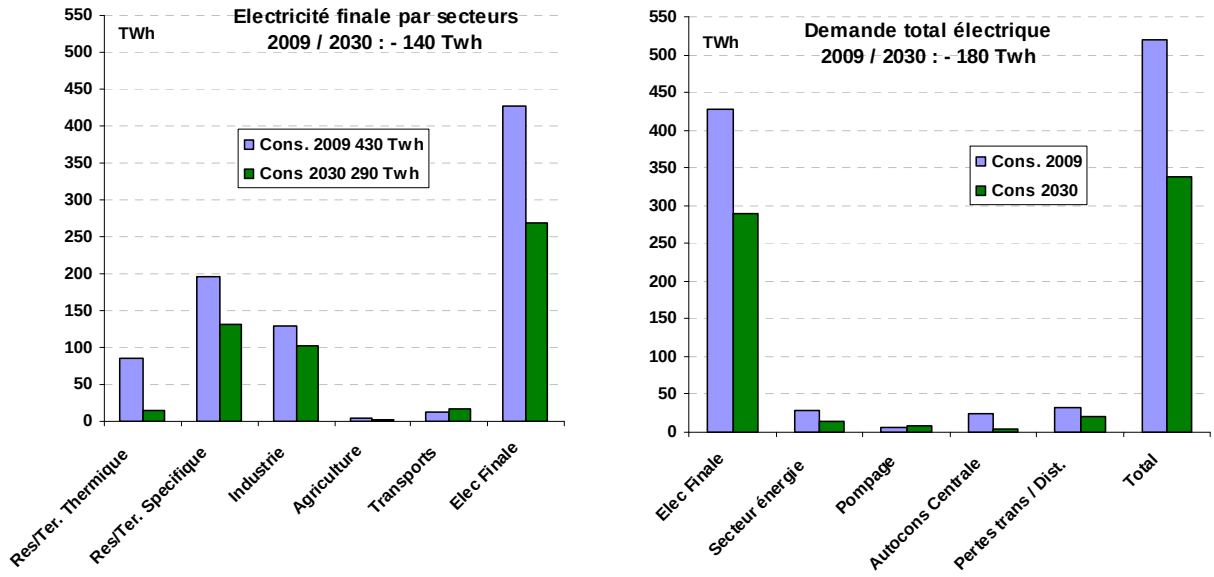
** dont 7,5 Mtep de biomasse et 7,5 Mtep d'électricité utilis… …….e sources d'énergie pour la synthèse du biocarburant*

Il est à noter en particulier l'importance donnée au vecteur électrique dans le scénario Négatep, la consommation d'électricité finale atteignant 72 Mtep (835 TWh). Le mix électrique prévu par Negatep pour répondre à cette demande s'appuie en particulier sur un fort développement absolu du nucléaire (+ 205 TWh), avec une production en 2050 qui atteindrait 645 TWh, correspondant à 60 EPR, mais une petite baisse relative, puisque la part du nucléaire passe de 76 % en 2008, à 72 % en 2050, du fait du fort accroissement des renouvelables. Les renouvelables électriques augmentent relativement plus fortement (de 75 TWh en 2008, à 175 TWh en 2050) mais les aspects coûts et intermittence limitent cette pénétration.

4. Global Chance

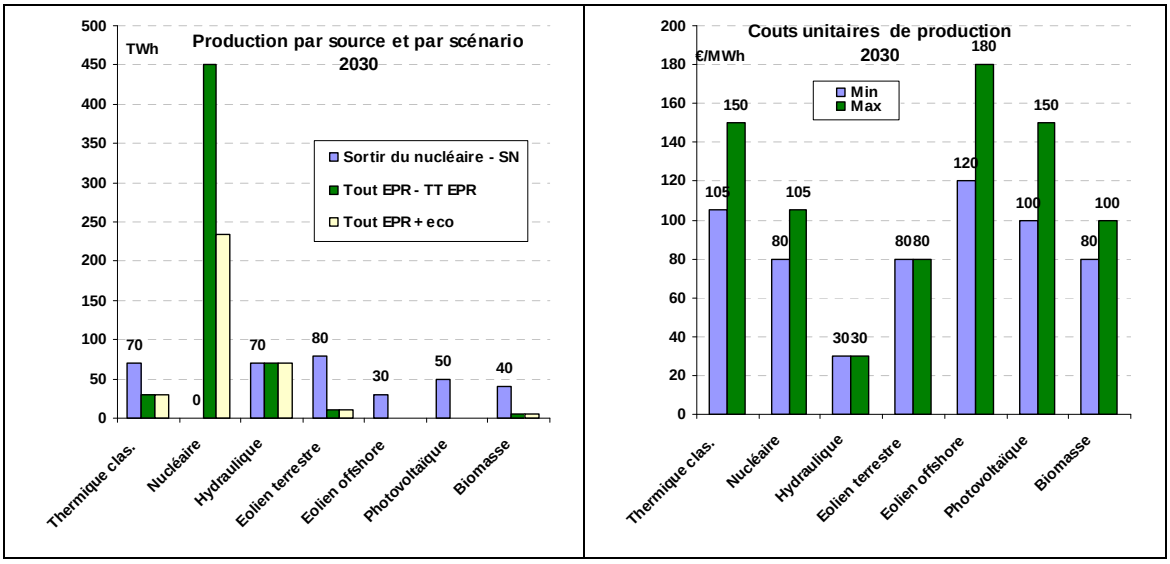
Le scénario "sortie du nucléaire" est proposé par Benjamin Dessus, président de l'association Global Chance. Il repose sur un potentiel important d'économies et d'offre de renouvelable. L'objectif de l'étude est de chiffrer le scénario de sortie du nucléaire (facture et investissement) en tenant compte de la production, du transport et des économies d'énergies.
Le scénario examine la possibilité de "sortir du nucléaire en 20 ans" sur la base d'une baisse de la consommation d'électricité très importante à 340 Twh en 2030 contre plus de 500 Twh en 2009 et en 2030, dans le scénario référence "tout EPR". A titre de comparaison le scénario RTE "Nucléaire bas" (40 GW du nucléaire en 2030 contre 65 GW dans le scénario RTE de référence) envisage une consommation nationale de 530 Twh en 2030. Le potentiel d'économies et les délais de réalisation restent deux points à valider.

Graphique 2 : Electricité finale et demande totale électrique



Le second axe repose sur la montée en puissance des énergies renouvelables, éolien et photovoltaïque en particulier à hauteur de plus de 40 GW chacun. A titre de comparaison RTE dans son scénario Nucléaire bas retient 40 GW également pour l'éolien et 25 GW pour le photovoltaïque en 2030. Les chiffres ne sont pas trop éloignés et peuvent donc être considérés comme potentiellement réalisables. A noter une hausse du thermique classique à 30 GW pour en partie faire face aux intermittences de l'offre ENR.

Graphique 3 : Production et coûts unitaires



Conclusion de l'étude : "les investissements à consentir (production, transport et économies d'énergie) sur la période 2010- 2031 pour le scénario sortie du nucléaire » sont inférieurs de 10 à 20 % à ceux du scénario « Tout EPR » même en investissant

assez massivement dans des centrales à gaz (30 GW) pour assurer la sécurité de fourniture d'électricité en cas d'aléa climatique majeur".

Tableau 5 : Cumul des investissements des scénarios en 2031 (milliards d'€)

Milliards d'€	Scénario Sortie du nucléaire	Scénario tout EPR
Investissement de production	152,3- 188	311,5- 385,4
Investissement d'économie d'Electricité	101,5	0
Investissement de réseau	141	128
Total investissement	394,8- 430,5	439,5-513,4

Le scenario "tout EPR + Eco" est plus favorable par rapport au scénario "sortir du nucléaire", sujet non retenu dans la mesure où cette hypothèse "EPR + Eco" est considéré comme "invraisemblable". Ce point mérite débat.

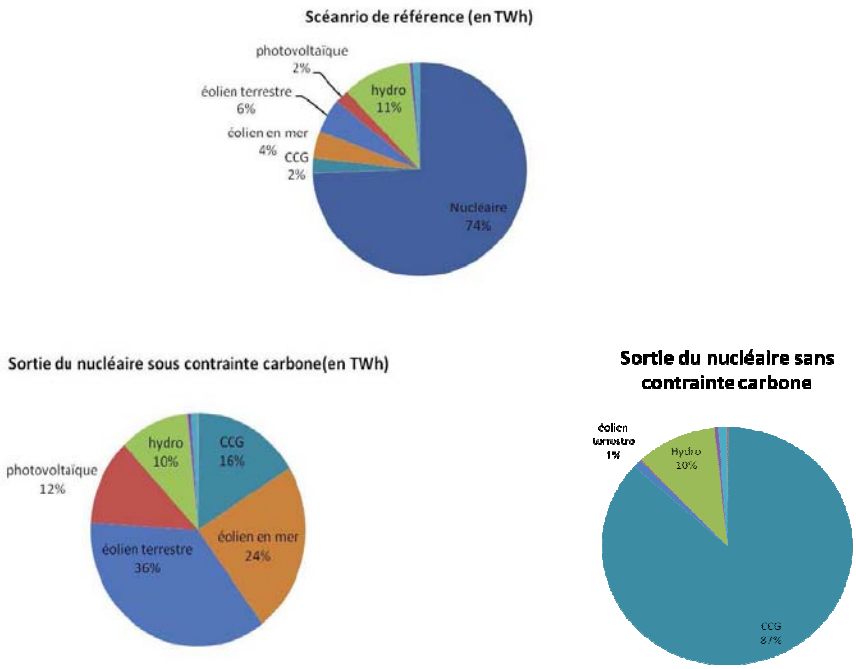
Plusieurs points conduisent par ailleurs à nuancer cette estimation. En effet, le scénario "Tout EPR" tient compte d'une très forte puissance nucléaire en 2030 de 75 GW, et ne prend en compte qu'un développement très limité d'énergies renouvelables. C'est un scénario qui n'est pas réaliste. L'hypothèse est faite par ailleurs d'un renouvellement tout EPR en 2030 de l'ensemble du parc. En retenant une durée de vie de 40 ans, il resterait 15 GW en 2030 de capacités. Ce reliquat n'est pas pris en compte. Enfin, le coût unitaire d'investissement retenu du nucléaire est de 4 à 5 milliards d'Euro par Gw ce qui est très élevé. L'AIE retient 4 G$ soit 3 G€ environ. Cet ensemble d'hypothèses conduit à une surestimation du scénario "tout nucléaire".

5. CEA

Cette étude évalue les investissements supplémentaires qui seraient à réaliser dans un scénario de « sortie » du nucléaire, ainsi que les impacts en termes d'augmentation du coût production de l'électricité, du transport et de la facture énergétique. Cette étude tient également compte des interrogations posées par un recours massifs aux ENR.

Le scénario de référence considère la poursuite de la politique actuelle du nucléaire et du développement des ENR. Dans l'hypothèse d'une « sortie du nucléaire », les centrales nucléaires sont arrêtées progressivement jusqu'en 2025, les autres centrales sont maintenues ou déclassées selon leur durée de vie. Le parc de production en 2025 est le produit d'une optimisation économique selon deux hypothèses. La première, et principale, contraint le niveau d'émission du parc à un niveau au plus égal à celui de 2010 (scénario « sortie du nucléaire sous contrainte carbone »). Dans la deuxième hypothèse, le scénario « sortie du nucléaire sans contrainte carbone », seul le critère économique compte, aucune contrainte de CO_2 n'est imposée. Les résultats sur les mix de production sont présentés ci-dessous.

Graphique 4 : Sources de production selon les scénarios



Le coût est donné d'abord en capital, c'est-à-dire par un différentiel d'investissement, par rapport au scénario de référence qui représente la poursuite de la politique actuelle nucléaire et ENR.

Il a été évalué à : 350 à 560 milliards d'euros dans le cas d'une forte contrainte carbone débouchant sur un recours massif aux ENR (…pour un parc qui resterait très difficile à réaliser dans des délais fixés ici à 2025). Un investissement moindre (quelques dizaines de milliards d'euros) dans le cas d'un scénario sans contrainte d'émissions débouchant sur un recours massif au gaz ; dans ce cas, les conséquences en termes d'émissions de CO_2 sont de grande ampleur (cf. infra).

Ce coût comprend les investissements en production permettant de répondre à la demande, ainsi que les investissements en réseau. Les écarts sont expliqués par les fortes incertitudes sur les coûts de construction du kWe installé des centrales futures, en particuliers ENR (éolien et photovoltaïque). Les données utilisées proviennent de l'OCDE et de l'IEA. De plus, afin de mieux identifier l'impact de la fermeture de centrales nucléaires et pour ne pas démultiplier les hypothèses, la demande est identique dans les trois scénarios et est fixée au niveau de 2010.

Les mix de production vont fixer le coût moyen de production du MWh et les évaluations montrent que l'impact est important. Dans le premier cas, le coût à la production d'électricité double (de 62 à 124 €/MWh avec un taux d'actualisation de 10 %). Dans le second cas, selon des hypothèses plutôt basses du prix du gaz, ce coût monterait de 20 % environ. Un doublement du coût de production entraine une hausse de plus de 70 % du prix aux industriels et de la moitié pour les ménages (prix HT).

L'étude évalue aussi les émissions de CO2 qui, si elles ne sont pas contraintes, pourraient augmenter de l'ordre de 130 millions de tonnes, rendant totalement impossible l'atteinte des objectifs gouvernementaux en la matière et obérant gravement la possibilité d'atteindre le facteur 4 en 2050. Avec des émissions en valeur absolue de 160 Mt/an, la facture énergétique augmenterait très significativement pour atteindre plus de 23 milliard d'euros.

Les principaux résultats figurent dans le tableau ci-après :

Tableau 6 : Principaux résultats

Scénario	Investissements	Coût prod élec	Import gaz		Emission CO2
	Mds d'€	€/MWh	Mds m3	Mds €	Mt
Référence	178-212	56-62	1.95	0.55	9.5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	530-772	90-124	14.17	4.3	31
Sortie du nucléaire sans contrainte carbone	173-181	69-74	84.76	23.25	166

Ces études semblent donner un résultat suffisamment robuste, compte tenu des hypothèses à considérer sur un horizon de temps important. Elles devront toutefois être confortées par des approfondissements dans plusieurs directions : révision des hypothèses sur la demande électrique, modélisation plus fine des hypothèses économiques d'optimisation de parc de production et notamment les coûts de transports, encore peu connus en cas de forte pénétration des renouvelables, dynamisation des scénarios.

Enfin, il faut noter que le caractère réaliste du scénario de très fort développement des ENR (éolien notamment) que le CEA a considéré n'est actuellement, tant au plan de la gestion de l'intermittence que des facteurs physiques limitant (implantation des éolienne et acceptabilité), pas totalement avéré.

6. RTE

6.1. Origine du scénario

En tant que gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE publie régulièrement un bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande, avec pour objectif l'analyse de la sécurité d'approvisionnement et de la sûreté du système électrique à court et moyen terme. L'étude s'appuie sur des simulations probabilistes des flux physiques à la maille européenne. Les hypothèses sont issues d'une veille économique, industrielle et énergétique, et discutées dans le cadre du comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE). A partir de ces hypothèses générales (PIB ; intensité de la maîtrise de la demande d'électricité –MDE- ; démographie ; compétitivité de l'électricité) et de sa connaissance du parc de production, RTE établit quatre scénarios différenciés d'évolution du mix électrique.

6.2. Principaux résultats

Les enseignements principaux de ces scénarios sont les suivants :

- une croissance de la consommation électrique globale (d'environ 3,2 TWh/an jusqu'en 2030, soit +0.6 %/an, dans le scénario référence) malgré un déclin de la consommation industrielle (dont la consommation reste inférieure en 2030 à celle de 2005 dans le scénario de référence) ;
- une croissance de la pointe avec une dynamique soutenue (pointe « à une chance sur dix » 113.2 GW en 2030 contre 101,3 GW en 2013), qui nécessitera des actions de maîtrise ;
- un fort essor des énergies renouvelables et au contraire une décroissance du parc thermique en raison des exigences environnementales.

6.3. Risques

A partir des scénarios, RTE évalue le risque de défaillance du système de production électrique à horizon de 5 ans, et montre que le risque devient significatif dans le scénario référence à l'horizon 2016 (en raison notamment de l'arrêt, demandé par la réglementation européenne, des centrales thermiques les plus polluantes d'ici fin 2015) : il souligne notamment le besoin d'une puissance supplémentaire d'environ 2,7 GW à cette date pour passer la pointe.

L'évolution du parc nucléaire allemand modifie les flux d'électricité et a donc un impact sur l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement : afin de pallier l'arrêt de 8 groupes nucléaires en Allemagne, les gestionnaires de réseaux de transport voisins ont d'ores et déjà renforcé leur coordination, d'autant plus nécessaire pour prendre les dispositions opérationnelles communes et appropriées à cette situation nouvelle du système électrique européen en hiver. Ces arrêts nécessitent de solliciter d'autres moyens de production. Ils font aussi apparaître des saturations sur le réseau allemand, particulièrement sur l'axe de transport Nord-Sud, qui pourront limiter la capacité d'importation de la France depuis l'Allemagne. Ces limitations pourraient conduire à une situation plus tendue de l'équilibre entre l'offre et la demande en France, en particulier en cas de froid durable et intense.

6.4. Visions 2030

A horizon 2030, RTE présente plusieurs visions contrastées de l'évolution du mix électrique. Outre la vision référence, une vision « nucléaire bas » a été étudiée, à la demande du Ministre et dans la continuité du bilan prévisionnel réalisé en 2009, par RTE, dans le cadre de l'exercice 2011. Cette vision considère un parc de production nucléaire de 40 GWe en 2030 ; un effort de MDE supplémentaire (-5 % par rapport au scénario référence) ; un développement accru des EnR (40 GW d'éolien et 25 GW de photovoltaïque en 2030) et des capacités d'interconnexion portées à 27GW. Pour chacune des visions, RTE évalue la puissance complémentaire à développer pour assurer l'équilibre offre demande, ainsi que les émissions du secteur électrique. En 2030, la puissance complémentaire est ainsi de 4.3 GW dans le scénario référence (10 GW dans le scénario nucléaire bas) et les émissions sont de 15.7 MtCO2 dans le scénario référence (23.1 pour nucléaire bas).

6.5. Contraintes réseau

RTE signale que les évolutions du réseau de transport rendues nécessaires par les mutations énergétiques posent trois types de défis : géographique (localisation différente des moyens de production et de consommation) ; opérationnel (gestion de la sûreté du système) et temporels (délais de création de lignes).

7. AREVA

Cette étude a été réalisée par AREVA fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique, afin notamment de quantifier en termes de coût et d'émissions de CO2 les impacts d'un choix de sortie du nucléaire pour la France. Cinq scénarios de type « back-casting » de mix électriques pour la France, « reflétant les grandes options discutées dans le débat public », sont ainsi comparés aux horizons de temps 2030 et 2050 (avec les parts d'énergies produites) :

- **Prolongement du parc nucléaire (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles)**

Dans ce cas, on considère que la durée de vie des centrales nucléaires existantes est de 58 ans, alors que dans tous les autres scénarios elle est de 40 ans. Les nouvelles centrales nucléaires installées sont ensuite des EPR dont la durée de vie est de 60 ans.

- **Programme EPR accéléré (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles)**

Les EPR sont introduits plus rapidement que dans le scénario précédent, du fait que l'on n'étend pas la durée de vie des centrales existantes.

- nucléaire 50 % (50 % Nucléaire / 30 % EnR / 20 % fossiles) ;
- sortie du nucléaire et forts fossiles (0 % Nucléaire / 30 % EnR / 70 % fossiles) ;
- sortie du nucléaire et forts renouvelables (0 % Nucléaire / 70 % EnR / 30 % fossiles).

Pour modéliser la demande, l'étude se base sur les projections réalisées par RTE dans son dernier Bilan Prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Ces prévisions ayant été établies jusqu'en 2030, la demande jusqu'en 2050 est prolongée linéairement. Ainsi, ce scénario intègre certains transferts d'usages comme le véhicule électrique, les pompes à chaleur ou encore la progression de l'eau chaude sanitaire solaire en substitution aux ballons électriques traditionnels ainsi qu'une amélioration de la maitrise de la demande en énergie (lampes basses consommation par exemple).

Les scénarios d'offre sont construits de facto pour répondre à la demande annuelle en énergie électrique (intégration des pertes réseaux et hypothèse sur la balance des imports/exports). L'offre de production électrique à l'horizon 2050 doit satisfaire la répartition entre le nucléaire, les renouvelables et les fossiles tels qu'ils ont été décrits ex ante dans les 5 scénarios. Pour y parvenir, on réalise les nouveaux investissements en conséquence dès que des moyens de production existants sont arrivés en fin de vie, tout en assurant systématiquement l'offre de pointe, en y intégrant un calcul

visant à prendre en compte l'intermittence, en ordre de grandeur (en appliquant un coefficient de contribution à la pointe à chacune des technologies).

Au niveau de l'offre de fourniture d'électricité, le scénario apparaît assez « conservatif », puisqu'il ne prend pas en compte explicitement de nouvelles technologies telles que les smart-grids ou le stockage d'électricité. Ainsi, du fait de leur intermittence, toute augmentation des énergies renouvelables est corrélée à une augmentation des fossiles pour assurer la stabilité du réseau.

Par ailleurs, les besoins supplémentaires en réseau n'ont pas été évalués (réseau électrique et réseau gazier) que ce soit en quantité à développer ou en coût d'investissement. L'étude ne présente pas non plus les impacts sur les consommations en uranium et en matériaux rares et sur la production de déchets nucléaires.

Il s'agit donc d'une approche sectorielle, sans bouclages macroéconomiques (prix sur la demande par exemple), mais qui est par contre assez précise et comporte un sens technique direct.

Au total, l'étude évalue qu'une sortie – partielle ou totale – du nucléaire en France aurait pour conséquence :

- un besoin d'investissement de 130 à 350 milliards d'€ d'ici 2030 pour les moyens de productions (il faudrait également évaluer les besoins en réseaux électrique et gazier) ; Jusqu'à 31 000 éoliennes on-shore (16 000 km²) ;
- une augmentation du coût de production du MWh électrique de 80 % en cas de sortie totale du nucléaire et de 30 % en cas de sortie partielle;
- des émissions de CO2 4 à 8 fois plus importantes que dans le cas d'un maintien du nucléaire à 70 % ;
- un poids de la facture énergétique (incluant le coût du CO2) 3 à 12 fois supérieur en 2030.
- par ailleurs, l'étude indique que de tels scénarios menaceraient les 125 000 emplois directs qualifiés dans le nucléaire, et au-delà les 410 000 emplois directs et indirects.

Pour chacun des 5 cas, une dynamique des besoins en nouvelles capacités a été évaluée. C'est un point fort de cette étude car cela permet de mettre en lumière les nouvelles puissances à raccorder au réseau chaque année (les constructions devant être anticipées), avec de grandes variations selon les scénarios, du fait des grandes différences des durées de vie entre EPR et EnR par exemple.

8. Negawatt

Le scénario négaWatt 2011 est le produit du travail collectif d'une association, forte de 400 membres à la fin 2010, tous impliqués à titre professionnel dans la maîtrise de la demande d'énergie ou le développement des énergies renouvelables. La démarche négaWatt est ainsi d'abord une vision du monde, la promesse d'un avenir durable où l'on pourrait vivre mieux en s'affranchissant des ressources fossiles, sans pour autant avoir recours au nucléaire, considéré a priori comme devant disparaître.

Le scénario négaWatt se projette jusqu'à l'horizon 2050. Le modèle repose sur une analyse remontante en cinq étapes, à partir des services énergétiques, répartis en trois grandes catégories : chaleur, mobilité, et électricité spécifique. Ces services sont analysés par secteurs d'activité (habitat, tertiaire, transport, industrie et agriculture). Une particularité du scénario négaWatt, par rapport à beaucoup d'autres, est de considérer que l'utilisation de l'électricité, vecteur noble qui coûte cher à fabriquer (d'un point de vue énergétique ou environnemental), est à limiter strictement aux usages incontournables ("électricité spécifique"), d'où une tendance générale à diminuer le poids de l'électricité dans le mix national.

S'opposant à l'idée que la technologie va résoudre demain tous les problèmes (la « fuite en avant technologique »), le scénario négaWatt indique qu'il ne recourt qu'aux technologies existantes ou proches de déboucher. C'est sans doute assez vrai pour ce qui concerne l'habitat et les transports, cela l'est sans doute moins pour ce qui concerne le système électrique : les questions de stockage de l'électricité et de dynamique des réseaux ("smart grids") sont aujourd'hui loin d'être résolues, et les perspectives de progrès actuelles ne permettant pas d'affirmer que l'on saura adapter l'offre à la demande dans le temps et dans l'espace, avec la proportion très importante de sources renouvelables intermittentes ou aléatoires envisagée dans le mix électrique négaWatt.

Dans le bâtiment, on retient l'hypothèse d'une stabilisation du nombre d'habitants par foyer à 2,2 (fin de la tendance à la décohabitation), d'une stabilisation de la surface des logements, d'un développement de l'habitat en petit collectif, d'un ralentissement sensible de la croissance des surfaces dans le tertiaire (1,1 Md de m2 en 2050). Le rythme de rénovation énergétique des bâtiments retenu est de 750 000 logements et 3,5 % des surfaces du tertiaire par an, après une période de montée en puissance.

Pour les transports, les hypothèses sont de trois natures différentes : urbanisme : vers un modèle plus dense ; comportements : vers des comportements plus économes ; technologies : promotion de deux filières complémentaires: électrique en zone urbaine, et surtout gaz (GNV) pour 60 des déplacements automobiles et 87 du fret camion en 2050.

Pour l'industrie, l'accent est mis sur les économies de matières (de 10 à 70 selon les secteurs en 2050), les procédés plus sobres (35 % de gain en moyenne sur les moteurs électriques, 32 % dans la sidérurgie, 50 dans les cimenteries…), le recyclage des matériaux (30 % des plastiques, 90 des aciers), la récupération d'énergie (chaleur, gaz…) et le recours au gaz, au bois et au solaire thermique.

Pour l'agriculture, le scénario repose sur une démarche de sobriété et d'efficacité similaire, à toutes les étapes de la chaîne agricole. L'évolution des habitudes alimentaires conduit à diviser par deux les cheptels et par cinq l'élevage intensif. L'agriculture biologique d'une part et la production intégrée d'autre part se partagent à moitié les surfaces cultivables en divisant par quatre ou cinq les entrants chimiques.

Volontairement, négaWatt laisse à d'autres le soin de chiffrer le coût du scénario, en faisant remarquer que cette transition énergétique doit être considérée comme un investissement qui rapportera à l'avenir, et qui dès aujourd'hui peut relancer l'activité économique et créer de nombreux emplois. NégaWatt réfute l'idée qu'une approche macro-économique permet de construire une trajectoire de transition énergétique

optimale pour la société. Il y a donc une déconnexion a priori entre le modèle négaWatt et les données de croissance (PIB).

Le scénario négaWatt fonde sa réponse à la question de sécurité énergétique essentiellement sur un concept d'autosuffisance de la communauté nationale. Cette autosuffisance repose sur quatre piliers : les économies, les gains en efficacité, la non-dépendance aux ressources fossiles, le développement massif des renouvelables.

La question des risques endogènes aux solutions déployées n'est pas abordée. Au-delà des risques politiques, financiers et sociaux liés à la trajectoire de transition, un certain nombre de risques endogènes apparaissent, liés aux options dimensionnantes du système énergétique visé. Ces risques sont de deux natures principales : d'une part les risques liés à l'absence de marges de manœuvre parce qu'on a traqué tous les gaspillages, toutes les sources d'économie, toutes les améliorations techniques possibles, et fait des choix restrictifs de filières énergétiques irréversibles à cet égard (abandon rapide du nucléaire notamment) ; d'autre part les risques liés aux besoins en ressources nécessaires aux équipements renouvelables, qui ne sont pas disponibles sur notre territoire et connaîtront de toute évidence des tensions au moins égales à celles que l'on observe actuellement sur les ressources fossiles (matériaux stratégiques, terres rares en particulier). Sur notre territoire, la question de la disponibilité à très long terme du vent n'est que peu documentée. On pourrait y ajouter celle de la biomasse, en fonction des conditions climatiques et hydrologiques futures.

L'impact en termes d'emplois créés est très positif, à la fois en termes quantitatifs et qualitatifs. En termes quantitatifs, il repose à ce stade sur des estimations qu'il faudrait consolider. En termes qualitatifs, ces emplois sont pour une large part distribués sur tout le territoire national, du fait du développement massif des énergies renouvelables –vent et soleil sont par nature distribués– et des nombreuses activités nouvelles liées aux cycles courts de l'économie frugale. Les perspectives d'emplois de moyenne ou faible qualification semblent également positives. Bien sûr, la question de la formation massive à ces nouveaux métiers reste posée.

Un point qui apparaît très peu développé est celui du besoin de R&D. Le scénario ne souhaite pas renvoyer les solutions des questions énergétiques vers d'hypothétiques avancées futures des technologies est une chose. Ce faisant, il tient peu compte du fait que l'avenir de la France dans la compétition mondiale dépend de sa capacité à rester dans la course dans un certain nombre de domaines stratégiques.

Enfin, le scénario négaWatt répond à l'ensemble des engagements européens en termes de baisse de la dépendance aux énergies fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre.

9. Enerdata

9.1. Origine des scénarios

Enerdata a réalisé des études prospectives pour la DGEC dans le cadre de scénarios climat-air-énergie à horizon 2030. La DGEC a demandé à Enerdata de réaliser des variantes de ces scénarios sur l'offre électrique, notamment le nucléaire. Les scénarios s'appuient sur deux modèles, MedPro, modèle « bottom-up » de simulation de la demande d'énergie, et Poles, modèle économique endogène de prévision à long terme, utilisé sur le périmètre de la France. Les variantes ont été réalisées à partir du seul modèle Poles. Les scénarios avaient été modélisés dans le cadre de l'étude « scénarios prospectifs énergie-climat-air à horizon 2030 », sont un scénario pré-Grenelle avec des hypothèses tendancielles préalables au Grenelle, un Grenelle prenant en compte les mesures réellement décidées et financées à ce jour, un scénario AMS O prenant en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle, un scénario Grenelle facteur 4 permettant d'atteindre le facteur 4 en 2050 (ajoutant notamment une taxe carbone au scénario AMS O).

9.2. Hypothèses des scénarios

La modélisation retient des hypothèses économiques issues de la DGT pour la croissance du PIB, de l'INSEE pour la croissance de la population, et de l'AIE pour les pruix des énergies. Les coûts d'investissement issus de la base TECHPOL sont à la maille monde et non France. Dans les scénarios de sortie du nucléaire, les capacités ENR peuvent atteindre au mieux 40 GW pour l'éolien et 25 GW pour le PV en accord avec le scénario ENR haut de RTE.

9.3. Résultats

Les résultats de la modélisation montrent, en termes de consommation d'énergie finale, une faible augmentation pour le scénario pré-Grenelle à horizon 2030, et une diminution de l'ordre de 15 % et 20 % pour les scénarios Grenelle et Grenelle facteur 4. La consommation d'électricité est en revanche croissante quel que soit le scénario.

A partir du scénario Grenelle, Enerdata a élaboré 3 variantes retenant les hypothèses suivantes en 2030 :

- 60 GW de nucléaire soit un peu moins de 70 % dans la production électrique ;
- 50 % de nucléaire dans la production électrique soit 40 GW à l'horizon 2030 (1 centrale nucléaire sur 2 fermée) ;
- 20 % de nucléaire dans la production électrique soit 15 GW à l'horizon 2030 (fermeture systématique des centrales lorsque la durée de vie atteint 40 ans).

Les résultats des variantes montrent une augmentation de la part du gaz et une légère baisse de la consommation par effet prix quand on passe du scénario 60 GW au scénario 40 GW, une très forte augmentation du gaz et dans une moindre mesure des ENR ainsi qu'une baisse de la consommation par effet prix quand on passe du scénario 40 GW au scénario 15GW, le gaz représentant alors 25 % de la production dans ce dernier scénario en 2030.

Dans le scénario à 15 GW, l'éolien et le PV atteignent les limites de capacités fixées dans le modèle.

Les émissions de CO2 du secteur électrique, qui étaient divisées par 2 en 2030 par rapport à 2010 dans le scénario AMS O, diminuent de seulement 10 % dans le scénario à 40 GW et sont multipliées par plus de 2 dans le scénario 15 GW.

Si l'on relâche la contrainte sur la capacité maximale d'éolien pour obtenir des émissions de CO2 cohérentes avec le scénario AMS O facteur 4 dans le cas où le nucléaire est maintenu à 40 GW en 2030, le modèle prévoit 51 GW d'éolien et 25 GW de PV en 2030. Par ailleurs, la capacité thermique augmente bien que la production diminue, traduisant les nécessités de back-up.

Les échanges électriques européens ne sont pas modélisés (interconnexions et consommations des pays non prises en compte) ni les besoins de réseauxLe volume d'exportations est pris égal à 100 TWh pour le scénario à 60 GW et égal à 1 TWh pour les scénarios à 40 GW et 15 GW en accord avec les scénarios de sortie du nucléaire modélisés par RTE et UFE.

10. Le Syndicat des Energies Renouvelables (SER)

Le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) n'a pas présenté de scénarios énergétiques 2050 mais a néanmoins élaboré une feuille de route des EnR aux horizons 2020 et 2030 :

Tableau 7 : Production en Mtep en 2020 et 2030

Secteur renouvelables	Situation fin 2010 en Mtep	Production 2020 en Mtep	Production 2030 en Mtep
Chaleur	13,3	19,6	24,7
Bois (chauffage domestique)	7,4 (6millions d'appareils)	7,4 (9 millions d'appareils)	7,4 (11 millions d'appareils)
Bois et déchets (collectif/tertiaire/Industrie)	4,1	9	12
Solaire thermique, PAC et géothermie	1,8	3,2	5,3
Electricité	7,1	13,7	24,3
Hydroélectricité	5,4 (25 000 MW)	5,8 (27 500 MW)	6,1 (28 500 MW)
Biomasse et biogaz	0,8 (1500 MW)	1,4 (2700 MW)	1,8 (3500 MW)
Eolien	0,85 (5600 MW)	5 (25 000 MW)	11,8 (55 000 MW)
Solaire photovoltaïque	0,05 (1 000 MW)	2 (20 000 MW)	4 (40 000 MW)
Autres filières (solaire thermodynamique,	0	0,1	1

énergies marines etc.)1			
Biocarburants	2.5	4	4
TOTAL	22,74	37,8	52,6

La feuille de route 2020 reprend les objectifs du Grenelle de l'Environnement que le SER avait fait adopter en 2007, repris dans la loi Grenelle I, à l'exception de l'objectif pour le solaire Photovoltaïque qui est porté à 20 000 MW, pour dimensionner une filière industrielle digne de ce nom en France au lieu de 5 400 : en effet, la forte décroissance des coûts ces dernières années offrent à cette forme d'énergie une pertinence économique indéniable.

La feuille de route 2030 prolonge les progressions attendues entre 2012 et 2020, qui doivent permettre d'atteindre une part d'énergies renouvelables d'au moins 34 % dans la consommation finale d'énergie contre 13 % fin 2010, dans l'hypothèse d'une consommation qui resterait stable jusqu'en 2030. Cette part relative augmenterait, bien entendu, si les politiques de maîtrise de l'énergie devenaient plus efficaces que celles que nous connaissons aujourd'hui. Ce taux monterait à 50 % pour le mix électrique si l'on retient l'hypothèse médiane de RTE pour la consommation à cette échéance, soit 550 TWh/an. Cela se traduit par des puissances installées de 55 000 MW éoliens (terrestres et maritimes), 40 000 MW photovoltaïques et 3 500 MW de biomasse électrique (y compris le biogaz). Ces chiffres sont à considérer comme des cibles qui pourront être dépassées d'autant plus que certaines filières pourraient, bien avant 2030, ne plus dépendre des tarifs d'achat et, donc, de la régulation des volumes par l'Etat. Parmi, les défis à relever pour atteindre ces objectifs, il en est un qui est essentiel : apprendre à gérer, au-delà de 2020, les effets de la variabilité de l'éolien, du photovoltaïque et, dans une moindre mesure, des énergies marines. Cela implique d'intensifier les efforts de R&D et d'innovation sur les thématiques du stockage de l'énergie et des réseaux intelligents, et d'analyser les expériences étrangères, en particulier celle de l'Allemagne qui sera confrontée aux conséquences de la variabilité bien avant la France. L'apport de l'hydraulique à cette importante thématique sera essentiel.

11. AIE WEO 2011

L'AIE a présenté les principales conclusions du dernier rapport World Energy Outlook 2011 (WEO 2011) dont les projections vont jusque 2035. Ce rapport prend en compte les événements majeurs de 2011 : l'accident de Fukushima qui pose la question de l'avenir du nucléaire et le printemps arabe susceptible d'avoir des implications sur les investissements de la région. Le contexte nouveau lié à la crise économique n'est en revanche pas pris en compte (impact potentiel sur l'allocation des ressources financières).

Pour l'année 2010, marquée par la reprise économique, il convient de souligner que quelques indicateurs vont dans le mauvais sens : les émissions de CO2 se situent à des niveaux record, l'efficacité énergétique se détériore pour la deuxième année de suite, et les dépenses liées aux importations pétrolières atteignent des sommets.

(1) La contribution de ces filières interviendra à partir de 2020. Il est difficile d'établir une prévision de production à l'horizon 2020 et 2030.

L'AIE en conclut que peu de signent laissent à penser que le changement d'orientation nécessaire des tendances énergétiques mondiales est amorcé.

De façon générale, les tendances énergétiques seront portées par la croissance économique et démographique. Le WEO 2011 analyse trois scénarios, le scénario de référence, dit de "nouvelles politiques", qui tient compte des mesures annoncées aux conférences sur le climat de Copenhague et Cancun, un scénario tendanciel BAU "Business as Usual" et enfin un scénario objectif dit "450 ppm", visant à limiter la hausse des températures à 2°C. Les différences importantes entre les résultats de ces trois scénarios mettent en relief le rôle décisif des gouvernements dans la définition des objectifs et de la mise en œuvre des politiques énergétiques nécessaires pour déterminer notre avenir énergétique.

11.1. Tendances énergétiques mondiales

La demande énergétique mondiale devrait progresser d'un tiers d'ici 2035, croissance due à 90 % aux pays non OCDE. La Chine et l'Inde représentent 50 % de la hausse. La consommation par habitant de la Chine atteindra la moitié de celle des États-Unis en 2035, même si, au total, la Chine devrait consommer à cette date 70 % d'énergie en plus que les États-Unis.

Le gaz naturel et les énergies nouvelles (EnR) assureront les 2/3 de la croissance de la demande mondiale en énergie primaire entre 2010 et 2035. Les énergies fossiles seront en recul en pourcentage passant de 81 % à 75 % du total. Les EnR, éolien et hydraulique en particulier, progressent de 85 %, pour une large part dans le secteur électrique. Le gaz progresse de 45 % tandis que le pétrole demeure la principale énergie primaire. Le nucléaire est également en progression, évolution sans changement majeur par rapport aux hypothèses 2010.

11.2. Contexte pétrolier

La demande de pétrole devrait passer de 87 Mb/j en 2010 à 99 Mb/j en 2035. L'hypothèse retenue pour le prix est de 120 $/b en $ constant (soit 210 $/b en $ courant) en 2035 contre 80 $/b en 2010. L'évolution de la demande du secteur des transports, en particulier dans les pays émergents, sera déterminante pour le pétrole. Le parc automobile mondial sera multiplié par deux d'ici 2035 (1,7 milliard de véhicules) mais la demande énergétique associée sera limitée grâce à l'efficacité renforcée des véhicules. Les politiques adoptées dans les pays émergents seront décisives, avec des interrogations par exemple sur la montée en puissance des véhicules électriques en Chine.

Globalement, ces évolutions vont poser avec acuité le problème de la sécurité des approvisionnements en Asie, en particulier compte tenu des importations croissantes pour la Chine (plus de 12 Mb/j importés en 2035) et l'Inde (plus de 6 Mb/j). La Chine deviendra le 1er pays importateur en 2020 dépassant les États-Unis. Ce dernier pays devrait voir ses achats externes diminués (de 10 à 6 Mb/j) en raison de la hausse de la production ("révolution" des pétroles non conventionnels) et de l'amélioration de la consommation unitaire des véhicules. L'Europe, avec un peu plus de 8 Mb/j importés, devancera ainsi les États-Unis.

En termes d'offre, les pétroles non conventionnels (10 Mb/j en 2035) et les LGN (liquides de gaz naturel, plus de 18 Mb/j) vont représenter une part croissante d'ici 2035 (1/4 environ). Plusieurs pays vont contribuer à la hausse de la production, dont l'Irak dans des proportions toutefois plus faibles que celles annoncées officiellement, l'Arabie Saoudite et le Brésil. Des hausses significatives sont attendues sur le continent américain (Canada, US, Colombie)... (L'AIE estime possible une sous-estimation du potentiel de production de pétrole de schiste aux États-Unis : une progression de 2 à 3 Mb/j d'ici 2016 est envisagée par certains experts contre 1 Mb/j pour l'AIE).

Pour compenser le déclin de la production de pétrole brute des gisements existants, la mise en œuvre de 47 Mb/j de nouvelles capacités de production sera nécessaire, soit le double de la production totale actuelle de pétrole de l'ensemble des pays de l'OPEP du Moyen-Orient. Au niveau mondial, la dépendance s'accroît vis-à-vis d'un nombre relativement restreint de producteurs, principalement au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

Compte tenu du rôle majeur des pays d'Afrique du nord et du Moyen Orient (MENA) dans l'approvisionnement futur mondial, un scénario de baisse des investissements d'un tiers par rapport aux 100 milliards nécessaires a été testé. Il pourrait également résulter de politiques délibérées des gouvernements de la région visant à développer plus lentement la capacité de production ou encore de contraintes budgétaires d'Etats privilégiant les dépenses dans d'autres programmes publics. Dans cette hypothèse, la production baisserait de 3,4 Mb/j d'ici 2015 et de 6,2 Mb/j en 2020, ce qui pourrait entraîner une hausse des prix jusque 150 $/b en 2016 - 2017.

11.3. Marché gazier

Le scénario "nouvelles politiques" verrait une progression de 54 % de la consommation de gaz, ce qui représente un taux moyen annuel de + 1,7 %.

L'AIE a étudié, dans le cadre d'une édition spéciale distincte du WEO 2011, un scénario "âge d'or" (golden age) du gaz fondé sur une forte valorisation des ressources de gaz non conventionnels qui représenteraient 40 % de la hausse de la production d'ici 2035. De fortes progressions sont envisageables en particulier aux États-Unis, au Canada ou en Chine. Par rapport au scénario "nouvelles politiques", la consommation de gaz serait supérieure de 13 % contre un recul pour le charbon (-7 %). L'impact sur les EnR, qui dépendent des politiques de soutien, serait limité. Aux États-Unis en revanche, la faiblesse des prix a pour effet de réduire le développement des EnR et du nucléaire et d'augmenter la demande. Ce scénario prend en compte une hausse significative de l'option gaz naturel dans le secteur des transports.

En termes d'impact sur les émissions de CO2, les effets sont faibles au niveau mondial (- 160 Mt entre le scénario "âge d'or" et "nouvelles politiques") la substitution du charbon et du pétrole par du gaz étant compensée par une demande de gaz plus élevée, et par un léger recul du nucléaire et des EnR.

11.4. Marché du charbon

Entre 2000 et 2010, la progression de la consommation de charbon a été équivalente à la progression de l'ensemble des autres énergies. La consommation de la Chine représente désormais la moitié de la demande mondiale de charbon : un changement majeur est intervenu en 2009 quand la Chine est devenue importateur net.

Le marché international et les prix sont et seront de plus en plus sensibles aux évolutions en Asie (50 % des échanges en 2035 contre 40 % en 2009). L'Inde va surpasser la Chine en 2020 en termes d'importations. Les tendances en Chine, qui pourrait redevenir auto-suffisant, restent incertaines, liées à la progression plus ou moins forte du gaz naturel.

11.5. Nucléaire

Le scénario central, qui se place dans l'hypothèse d'un impact faible de Fukushima, table sur une progression de 70 % des capacités nucléaires mondiales. L'AIE a néanmoins voulu tester les conséquences d'un développement plus lent du nucléaire fondé sur trois hypothèses :

- aucun nouveau réacteur n'est construit dans la zone OCDE ;
- les pays hors OCDE ne procèdent qu'à la moitié des accroissements de puissance installée prévus dans le scénario de nouvelles politiques ;
- la durée de vie des centrales nucléaires existantes est raccourcie.

Ces perspectives d'un moindre recours au nucléaire créent certes des opportunités pour les énergies renouvelables, mais stimulent aussi la demande de combustibles fossiles : l'accroissement de la demande mondiale de charbon est égal au double des exportations actuelles de charbon vapeur de l'Australie, et celui de la demande de gaz équivaut aux deux tiers des exportations actuelles de gaz naturel de la Russie. Cela résulterait en une nouvelle pression haussière sur les prix de l'énergie, des craintes accrues pour la sécurité énergétique, et une lutte contre le changement climatique plus difficile et plus coûteuse. Les conséquences en seraient particulièrement sévères pour les pays ayant des ressources énergétiques limitées et qui prévoyaient de faire une place relativement importante à l'énergie nucléaire. De même, les économies émergentes auraient considérablement plus de mal à satisfaire leur demande d'électricité en expansion rapide.

Après le ralentissement des années 1980 (effet Three Miles Island, Tchernobyl, concurrence gaz), le nucléaire connaissait un nouvel essor au cours des cinq dernières années. Ainsi, en 2010, 67 centrales étaient en construction dont 55 en dehors des pays OCDE (28 en Chine). La question reste ouverte pour savoir si cette tendance sera inversée en raison de Fukushima.

L'hypothèse de l'AIE aboutirait à une capacité à moins de 400 GWe en 2035 contre 600 GWe estimé dans le scénario central. La part du nucléaire tomberait à 7 % du bilan énergétique primaire contre 13 % dans le scénario central (stable par rapport à 2010).

11.6. Investissements secteur électrique / Subventions EnR

La demande en électricité va connaitre une très forte progression de l'ordre de 70 % d'ici 2035, tirée par les pays émergents. Les investissements nécessaires dans ce secteur sont estimés à 17 000 milliards de dollars (G$), dont 10 000 G$ pour la production et 7 000 G$ pour le réseau de transport.

Le marché sera caractérisé par un basculement des investissements vers les EnR, qui pourraient représenter 60 % (Hydro inclus à hauteur de 15 %) du total des investissements mais seulement 30 % des capacités additionnelles.

Le montant des aides publiques aux EnR (biocarburants et électricité), supporté en général par le consommateur, va passer de 66 G$ en 2010 à 250 G$ en 2035. Ce montant, en forte progression, reste inférieur aux 400 G$ de subventions dépensées en 2010 pour les énergies fossiles (pour une large part dans les pays exportateurs; une réduction est envisagée pour les pays importateurs; une suppression serait nécessaire dans le cadre du scénario "450 ppm").

11.7. Énergie et défi climatique

Les émissions de CO2 cumulées entre 2010 et 2035 vont représenter les ¾ de ce qui a été émis entre 1900 et 2009 principalement par les pays développés. Les émissions futures de la Chine seront supérieures au total émis par les États-Unis et l'Europe. Le niveau moyen d'émissions par habitant de la Chine rejoindra celui des pays occidentaux en 2035. L'Inde va dépasser les émissions cumulées du Japon en 2035.

Le scénario BAU conduirait à une progression des températures de 6°C contre seulement 2°C dans le scénario objectif "450 ppm". Il y a désormais urgence pour espérer suivre cette trajectoire de plus en plus difficile à atteindre dans la mesure où 80 % des émissions maximum autorisées dans ce scénario proviennent déjà des émissions actuelles, valeur qui passera à 90 % en 2015 et à 100 % en 2017. Sans action urgente, cette trajectoire ne sera donc pas atteignable. Le coût de l'adaptation sera de plus en plus élevé si les mesures sont retardées. Un facteur 4 de progression du coût est évoqué pour une action retardée en 2020 dans le secteur électrique. Dans le scénario « nouvelles politiques », le niveau des émissions mondiales de CO2 entraîne à long terme une hausse de la température moyenne de plus de 3,5°C.

Les solutions passent par l'efficacité énergétique (50 % de la baisse des émissions), le développement des EnR et du nucléaire (sans nucléaire l'objectif 450 ppm n'est pas accessible) et le CSC. Des progrès rapides dans les dix ans seraient nécessaires en ce qui concerne le CSC pour que cette technologie joue un rôle, ce qui est loin d'être acquis. Le message de l'AIE est moins optimiste cette année pour cette technologie.

11.8. Accès universel à l'énergie

Aujourd'hui, environ 20 % de la population mondiale (1,3 milliard d'habitants) n'a pas accès à l'électricité et plus de 40 % utilise toujours la biomasse traditionnelle pour la cuisson des aliments. L'AIE estime qu'environ 9 milliards de dollars ont été investis dans le monde en 2009 afin de donner accès aux services énergétiques modernes à des populations qui en étaient privées : il faudrait investir chaque année 48 milliards de dollars pour réussir à donner à tous l'accès à l'énergie d'ici 2030.

11.9. Principaux messages

- il y a urgence pour un changement de trajectoire pour espérer limiter la hausse des températures à 2 ° C. La porte vers les 2 ° C se referme... Le scénario « nouvelles politiques » entraîne à long terme une hausse de la température moyenne de plus de 3,5°C ;
- une certitude : la hausse des revenus et de la population mondiale va peser sur la demande énergétique ;
- la production de pétrole sera moins diversifiée, alors que de nouvelles opportunités s'ouvrent pour le gaz naturel qui jouera un rôle important dans le mix énergétique ;
- l'avenir du charbon, en forte progression ces dernières années, dépendra de l'efficacité des centrales et du développement du CSC ;
- rôle croissant des EnR, énergies intensives en capital, dans le secteur électrique ;
- le monde a besoin de la Russie, 1er producteur de gaz et 2ème de pétrole, pays qui doit renforcer son efficacité énergétique. Son potentiel d'économies de gaz naturel est de 180 Gm3, soit l'équivalent de ses exportations nettes.

12. Roadmap « énergie 2050 » de la Commission européenne

12.1. Hypothèses

La communication de la Commission étudie plusieurs scénarios :

- un scénario de référence qui prolonge les politiques actuelles (adoptées au niveau national et européen jusqu'en mars 2010) ;
- un scénario « current policy initiatives » qui intègre les initiatives en cours de la Commission, notamment sur l'efficacité énergétique, qui ne sont pas encore adoptées ;
- 5 scénarios « décarbonés » visant à atteindre l'objectif de 85 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre en 2050.

Le scénario de référence conduit à une réduction des émissions de CO2 liées à l'énergie de 40 % entre 1990 et 2050 ; les émissions de gaz à effet de serre dans leur ensemble baissent de 39 %, loin des 85 % attendus pour limiter à 2°C la hausse de la température terrestre.

Les scénarios « décarbonés » font appel à différents leviers :

- l'efficacité énergétique : ainsi, la demande d'énergie primaire par unité de PIB serait réduite de 67 à 71 % par rapport à 2005 dans le scénario « efficacité énergétique », contre 53 % dans le scénario de référence ;
- et, dans des proportions variables selon les scénarios: le nucléaire, les renouvelables et le CSC.

En 2050, le niveau de « décarbonation » obtenu est variable selon les secteurs :

- la production d'électricité est presque totalement décarbonée (-96 à -99 % par rapport à 1990) ;
- la décarbonation est de l'ordre de 85 à 88 % dans le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture ;
- elle est de 77 à 79 % dans l'industrie, et de 60 à 62 % dans les transports.

Tableau 8 : Principales hypothèses

	Scénario de référence	Scénarios décarbonés
Croissance éco (UE)	1,7 %/an en moyenne sur la période 2010-50	
Prix des énergies importées (en $2008/bep)	Pétrole : 127$/bep Gaz : 98$/bep Charbon : 34$/bep	Pétrole : 70$/bep Gaz : 49$/bep Charbon : 21$/bep
Emissions de CO2	- Atteinte des objectifs 2020 de réduction des émissions de gaz à effet de serre	- réduction de 85 % des émissions de CO2 liées à l'énergie (cohérent avec réduction de 80 % des GES) - actions concertées de lutte contre le changement climatique dans le monde entier, conduisant à une baisse de la demande d'énergies fossiles, et une baisse des prix unitaires.
Transports	- réglementation en vigueur (directive qualité des carburants, renouvelables)	- effort accru d'efficacité énergétique; - changements de modes
Autres hypothèses	- atteinte des objectifs 2020 de part des renouvelables - politiques nationales et européennes mises en oeuvre jusqu'à mars 2010	- soutien renforcé aux technologies bas-carbone (démonstrateurs, première unité à l'échelle industrielle) - stockage de l'électricité accru : pompage, mais aussi stockage sous forme d'hydrogène.

L'hypothèse d'une action menée à l'échelle mondiale conduit à retenir des prix relativement bas pour les énergies fossiles. L'incertitude reste néanmoins très grande sur l'évolution des prix, ce qui pourrait conduire à réévaluer à la hausse le coût des scénarios.

12.2. Demande d'énergie

Demande d'énergie primaire : dans le scénario de référence, elle diminue de 4 % d'ici 2050, malgré un doublement du PIB (hypothèse de croissance annuelle de 1,7 %). Les scénarios décarbonés, eux, conduisent à une réduction de 32 à 41 % de la consommation énergétique primaire par rapport à 2005. Pour mémoire, l'AIE est moins optimiste (-16 % dans son scénario Blue Map sur le périmètre OCDE Europe, par rapport à 2007). En revanche, l'écart est moins important avec la Roadmap Eurogas (-29 % par rapport à 2010).

Graphique 5 : Consommation d'énergie primaire en 2050, dans les différents scénarios (Mtep)

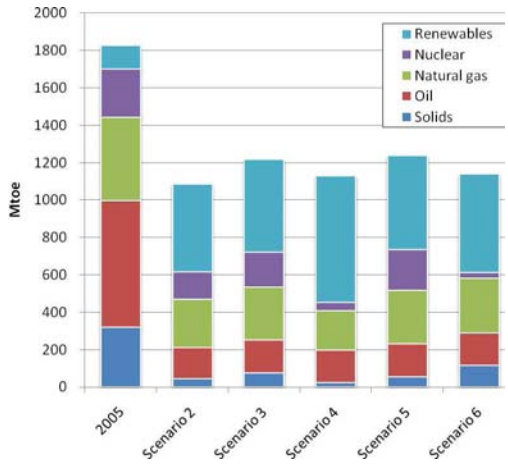


Tableau 9 : Consommation d'énergie primaire, par scénario[1], en 2050 (Mtep)

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Conso énergie primaire	1836	1763	1615	1084	1217	1134	1238	1137

Demande d'énergie finale : dans le scénario de référence, elle continue de progresser très légèrement jusqu'en 2050, pour atteindre 1220 Mtep. Dans les scénarios décarbonés, la demande d'énergie finale est inférieure de 40 % dans le scénario « efficacité énergétique », et de 35 % dans les autres scénarios. La décarbonation passe aussi pas une forte progression de la part de l'électricité dans la demande d'énergie finale.

La baisse de la demande d'énergie finale est particulièrement marquée dans les secteurs tertiaire (-45 %), résidentiel (-38 %) et dans celui des transports (-37 %). Elle est de -25 % dans l'industrie.

[1] Une partie des écarts entre les scénarios 3, 4, 5, 6 s'agissant de la demande d'énergie primaire provient de conventions sur le rendement de conversion des différentes énergies en énergie électrique.

Tableau 10 : Consommation d'énergie finale, par secteur, en 2050 (Mtep)

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Conso énergie finale	1160	1221	1159	738	804	804	797	793
Dont électricité	234	355	340	275	311	290	308	303
Par secteur								
industrie	326	349	350	259	275	276	273	271
résidentiel	308	288	277	165	188	190	187	185
tertiaire	176	181	168	84	106	101	104	103
transports	362	383	360	219	235	238	233	233

12.3. Evolution du mix énergétique

Dans le scénario de référence, les énergies fossiles représentent encore 64 % du mix d'énergie primaire européen en 2050, contre un peu moins de 80 % en 2005. Dans les scénarios décarbonés, la part des énergies fossiles est sensiblement réduite, avec néanmoins de fortes variations selon les scénarios :

Tableau 11 : Part des combustibles fossiles dans le mix énergétique primaire en 2050

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Charbon	17,5 %	11,4 %	9,4 %	4,1 %	6,3 %	2,1 %	4,6 %	10,2 %
Pétrole	37,1 %	31,8 %	32 %	15,4 %	14,4 %	15,5 %	14,1 %	15,3 %
Gaz	24,4 %	20,4 %	21,9 %	23,7 %	23,2 %	18,6 %	23,2 %	25,9 %
Total	79 %	63,6 %	63,3 %	43,2 %	43,9 %	36,2 %	41,9 %	51,4 %

La place du nucléaire varie très fortement selon les scénarios décarbonés, allant de 3 % (scénario 6, où aucun nouveau réacteur n'est construit, sauf ceux actuellement en cours de construction) à 18 % (scénario « delayed CCS ») de la demande d'énergie primaire (contre 13,5 % aujourd'hui).

Dans le scénario de référence, la part des renouvelables est de 19,9 % de la demande d'énergie primaire, contre 8,9 % aujourd'hui. Dans les scénarios décarbonés, elle est comprise entre 41 et 46 %, sauf dans le scénario 4, où elle atteint 60 %.

12.4. Demande de combustibles fossiles

La réduction de la part des combustibles fossiles dans le mix énergétique se traduit par une baisse encore plus forte de la demande en valeur absolue, compte tenu des gains d'efficacité énergétique.

La demande de charbon connaîtrait une baisse particulièrement forte dans les scénarios décarbonés (-64 à -93 %), de même que la demande de pétrole (-75 %), tandis que la demande de gaz baisserait de 35 à 52 % selon les scénarios.

S'agissant du pétrole, on peut noter que la baisse de la demande s'accélère fortement après 2030 (véhicule électrique, biocarburants de deuxième génération). Le gaz joue le rôle de combustible de transition, mais sa consommation connaît une baisse relativement régulière tout au long de la période (sauf dans le scénario « high renewables », où elle s'accélère fortement après 2030). Le biogaz n'est pas identifié spécifiquement.

Tableau 12 : Demande primaire de combustibles fossiles en 2030 (Mtep)

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
		2030						
Charbon	320	215	195	132	119	108	114	128
Pétrole	677	568	555	496	513	514	511	511
Gaz	446	383	369	348	366	353	364	374
		2050						
Charbon	320	200	152	44	77	23	57	116
Pétrole	677	560	517	168	175	176	174	173
Gaz	446	359	354	257	282	210	285	294

12.5.Analyse sectorielle de l'évolution de la demande de combustibles fossiles

- **Production d'électricité**

Tous les scénarios prévoient une forte augmentation de la part des renouvelables dans le mix électrique. En revanche, la part du nucléaire et des combustibles fossiles est très variable en fonction des scénarios.

Tableau 13 : Part des énergies fossiles, renouvelables, et du nucléaire dans la production d'électricité en 2050

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Nucléaire	25,7 %	26,4 %	20,6 %	14,2 %	16,1 %	3,6 %	19,2 %	2,5 %
Ren.	24,2 %	40,3 %	48,8 %	64,2 %	59,1 %	86,4 %	60,7 %	64,8 %
Fossiles	50,1 %	33,3 %	30,6 %	21,6 %	24,8 %	10 %	20,1 %	32,7 %

Tableau 14 : Demande de combustibles fossiles pour la production d'électricité en 2050 (en Mtep)

Scénario:	2005	Référence	CPI	2	3	4	5	6
			Current policy initiatives	High energy efficiency	Diversified supply techs	High renewables	Delayed CCS	Low nuclear
Charbon	229	144	100	38	70	17	51	110
Pétrole	30	23	21	0	0	0	0	0
Gaz	135	121	124	106	120	56	120	138

On peut noter que les besoins de gaz pour la production d'électricité représentent plus de 40 % de la demande de gaz en 2050, sauf dans le scénario « high renewables ». La production d'électricité thermique à partir de biomasse se développe très fortement et rattrape la production d'électricité à partir de gaz naturel dans presque tous les scénarios décarbonés.

- **Transports**

Dans le scénario de référence, la consommation augmenterait de 5 % d'ici 2050, principalement sous l'effet de l'augmentation de la demande de transport aérien et de marchandises, la consommation des voitures particulières étant – elle – orientée à la baisse. La dépendance au pétrole du secteur des transport resterait très forte en 2050, à 89 %.

Dans les scénarios décarbonés, la demande d'énergie dans les transports est réduite de 40 % en 2050 par rapport au scénario de référence, ce qui correspond à une réduction de l'intensité énergétique de 60 % pour le transport de passagers et de 40 % pour le transport de marchandises.

La consommation finale de pétrole dans le secteur des transports serait en baisse de 70 % par rapport au scénario de référence. Il ne représenterait plus que 45 % de la demande d'énergie finale dans le secteur des transports, ce qui serait compensé par :

- l'électrification des transports (65 % de la demande énergétique pour les voitures particulières et les utilitaires légers) ;
- les biocarburants (40 % de la demande d'énergie dans l'aviation, la navigation fluviale, et le transport routier sur longue distance -où l'électrification n'est pas possible- et 13 à 15 % pour les véhicules particuliers). Globalement, la demande

de biocarburants est multipliée par plus de 10 dans le scénario de référence (de 3 à 37 Mtep en 2050) et par plus de 20 dans les scénarios décarbonés (69 à 72 Mtep selon les scénarios, à comparer à la demande finale de pétrole : 120 Mtep).

La part des renouvelables dans le secteur des transports atteindrait donc de 62 à 73 % (contre 13 % dans le scénario de référence). Le développement de la part du gaz dans le secteur des transports, sans doute secondaire, est peu analysé.

- **Autres secteurs**

Ils ne sont pas décrits en détail dans le document de la Commission, qui souligne cependant deux tendances principales :

- des gains d'efficacité importants dans le secteur résidentiel-tertiaire. Il en résulte une baisse de 25 % de la demande de gaz dans le secteur résidentiel avant 2030 ;
- une augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique final, à la fois dans le secteur résidentiel tertiaire (électrification du chauffage notamment - pompes à chaleur), et dans le secteur industriel, qui conduit à une réduction de la part du gaz.

- **Part du CSC**

Dans le scénario de référence, seuls 34 % de l'électricité serait produite à partir de combustibles fossiles, dont un peu plus de la moitié (18 %1) par des centrales avec CSC. Dans les scénarios décarbonés, la quasi-totalité de la production d'électricité d'origine fossile est associée à la technologie CSC. Cela correspond, selon les scénarios, à une puissance installée de 150 à 250GW équipée de CSC.

Tableau 15 : Part des énergies fossiles et du CSC dans la production d'électricité en 2050

Scénario:	2005	Référence	CPI Current policy initiatives	2 High energy efficiency	3 Diversified supply techs	4 High renewables	5 Delayed CCS	6 Low nuclear
% d'électricité origine fossile	50,1 %	33,3 %	30,6 %	21,6 %	24,8 %	10 %	20,1 %	32,7 %
% d'électricité avec CSC	0 %	17,8 %	7,6 %	20,5 %	24,2 %	6,9 %	19 %	31,9 %

Le CSC est également appliqué à l'industrie dans tous les scénarios décarbonés. Les besoins de stockage s'échelonnent de 3 à 13 milliards de tonnes d'ici 2050 (dont 0 à 2,5 pour l'industrie, le reste pour la production d'électricité).

[1] Contre 2 % seulement en 2030.

Tableau 16 : Besoins de stockage de CO_2 à 2050 selon les scénarios

	power generation	process related CO2	total CO2
Reference	7,95	0,00	7,95
CPI	3,00	0,00	3,00
Energy Efficiency	4,08	1,52	5,59
Div. Supply Techn.	6,80	2,18	8,98
RES	1,77	1,72	3,50
delayed CCS	4,06	0,62	4,68
low nuclear	10,45	2,35	12,80

Dans tous les scénarios de la Commission, le CSC apporte donc une contribution essentielle à la décarbonation de l'économie. Compte tenu de ce constat, la Commission indique qu'elle va examiner les initiatives nécessaires pour stimuler le développement du CSC (financement, développement des infrastructures, aspects juridiques lié au transport transfrontalier).

13. Europia

13.1. Origine du scenario

Dans le cadre des travaux de la commission Européenne (EU Energy Pathways to 2050), Europia, association européenne du secteur pétrolier aval (raffinage, distribution), a proposé sa contribution. Europia n'a pas développé un scenario mais a repris deux scénarii de l'AIE au niveau européen : un scénario objectif, le"Blue map" de 2050 et le scenario central de l'aie WEO 2010, "nouvelles politiques", extrapolé jusqu'en 2050.

13.2. Recommandations générales

Europia considère qu'une approche par projections (forecast) est plus valide qu'une approche partant d'un objectif lointain (backcast). Par ailleurs Europia évoque la nécessité de suivre une voie optimum en termes de coût, tenant compte du contexte mondial (ne pas défavoriser l'industrie par exemple). Parmi les autres recommandations figurent les points suivants : analyse réaliste en terme d'impact, de baisse des émissions de CO2, le problème des infrastructures ne doit pas être négligé.

13.3. Hypothèses

Europia reprend celles de l'AIE : croissance mondiale : 3,2 % de 2008 à 2035; 2,6 % au-delà; Population : 8,1 Ghabt en 2035, 9,1 en 2050. Prix du pétrole : 110 $ en 2030, 70 $ en 2050 (Blue map). CO2 en Europe : 46 $ en 2030, 50 $ en 2035. Concernant le pétrole, Europia considère que les réserves prouvées sont suffisantes pour faire face à la demande sur 50 ans

13.4. Principaux résultats

La demande européenne de produits pétroliers pourrait baisser de 11 % d'ci 2030, passant de 681 Mtep en 2009 à 605 Mtep en 2030. La consommation du secteur des transports, en recul de 20 Mtep environ à 380 Mtep, représenterait une part croissance de la consommation totale de pétrole : 67 % contre 62 % en 2009. Dans le secteur des transports, il convient de noter une progression modeste des autres énergies de 20 Mtep à 47 Mtep dont 32 Mtep pour les biofuels et 10 Mtep pour l'électricité. Les produits pétroliers représenteraient ainsi 84 % du total de la demande de ce secteur contre 93 % en 2009.

Au-delà de 2030, et sur la base des modélisations AIE, Europia envisage une baisse comprise entre 20 et 50 % de 2030 à 2050, la consommation se situant entre 470 et 300 Mtep. La demande du secteur des transports continueraient à décroitre pour se situer entre 294 et 160 Mtep. Le pétrole continuerait à représenter une part significative de 81 à 55 % dans ce secteur. Le solde serait dû pour une large part au développement des biocarburants (50 à 75 Mtep). Des baisses sont prévues dans tous les autres secteurs à l'exception de la pétrochimie faute de substituts.

13.5. Impacts et conséquences

Le secteur du raffinage est de moins en moins bien adapté à la structure de la demande avec la montée en puissance de la demande de gazole, phénomène structurel (Ratio essence gazole de 1/3 en 2030 contre 3/1 en 1970). Par ailleurs la capacité reste excédentaire, avec un taux d'utilisation plutôt en recul depuis 10 ans. L'excédent pourrait se situer entre 25 % en 2030 et 40 %, voire 70 % en 2050.

Une rationalisation d'ampleur exceptionnelle pourrait en résulter avec entre 25 (2030) et 40 à 70 fermetures (2050) sur les 100 unités existantes. Les conséquences sont multiples : effet sur la sécurité d'approvisionnement compte tenu des effets sur la logistique, transfert d'émissions de CO2 mais pas de baisse, effet sur les compétences technologiques, perte économique (30 G$ de VA du secteur en 2006) et de taxes (240 G$), pertes d'emplois pour un secteur qui en compte 600 000 en Europe plus 750 000 dans la pétrochimie; impact sur la chaine de valeur raffinage/pétrochimie et sur d'autres secteurs (ports...).
Une option consistant à intégrer le secteur du raffinage dans la transition doit être examinée.

13.6. Recommandations finales

- l'UE doit se focaliser sur les objectifs 2020 et ne pas créer de contraintes au-delà compte tenu des incertitudes ;
- tenir compte des impacts sur la compétitivité dans toutes décisions européennes ;
- les limites d'une action UE unilatérale dans un monde interdépendant doivent être reconnues ;
- laisser le marché opter pour les options CO2 les plus efficientes ;
- les impacts nationaux et régionaux doivent être étudiés ;
- éviter les distorsions au sein de l'UE (subventions biomasses différentes, ...).

14. Eurogas

14.1. Origine du scénario

Le scénario proposé par Eurogas, association européenne du secteur de l'industrie du gaz naturel, décrit ce que pourrait être le mix énergétique européen à l'horizon 2050, respectant la contrainte de réduction de 80 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, comme la Commission Européenne l'envisage dans sa « feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité carbone à l'horizon 2050 ».

Le scénario Eurogas examine à l'échelle de l'UE27 dans son ensemble, tous les secteurs énergétiques. Il s'appuie sur l'outil ProspEner développé par le consultant ICE et reposant sur une approche « bottom-up » complétée d'analyses de sensibilités. Compte tenu des incertitudes sur les coûts des différentes technologies à l'horizon 2050, le mix énergétique de chaque secteur a été élaboré à partir des visions des experts d'Eurogas.

L'objectif du scénario est de montrer que le gaz peut jouer un rôle central pour atteindre les objectifs environnementaux européens.

14.2. Hypothèses du scénario tendanciel et du scénario Eurogas

Le scénario Eurogas est comparé à un scénario tendanciel dont Eurogas estime que les hypothèses sont cohérentes avec l'étude de la DG ENER. Le scénario tendanciel est construit dans le prolongement des tendances historiques observées ces 20 dernières années. Il retient une croissance économique continue une fois la crise passée, un taux de croissance moyen de la population de 0,3 % par an atteignant un pic en 2040 suivi d'une légère baisse jusqu'en 2050, la prise en considération des questions environnementales par les politiciens et consommateurs, une tendance croissante aux économies d'énergie et à l'efficacité énergétique et la pénétration de nouvelles technologies.

Le scénario Eurogas suppose au-delà un engagement fort de l'UE pour atteindre ses objectifs environnementaux, des changements technologiques et comportementaux vers davantage d'efficacité énergétique, et davantage d'énergies renouvelables en association avec du gaz.
Deux périodes se distinguent dans le scénario Eurogas : une période s'inscrivant dans la continuité, d'aujourd'hui à 2030, et une période laissant ouverte de possibles ruptures technologiques, de 2030 à 2050, avec notamment l'introduction des CSC.

14.3. Principaux résultats

Le scénario Eurogas repose sur la première période par la substitution des énergies fossiles par le gaz et les énergies renouvelables, puis par l'introduction des CCS à partir de 2030 permettant au gaz de continuer à jouer un rôle prépondérant.

Dans les transports, la consommation d'énergie est réduite de 53 % en 2050 en comparaison avec 1990 grâce à l'amélioration de l'efficacité des véhicules, la pénétration de nouvelles technologies et la mitigation des besoins de mobilité. Les

émissions de GES sont réduites de 69 % grâce aux changements du mix énergétique, l'amélioration des technologies, les modifications comportementales et intermodales. Dans le secteur de l'industrie, la consommation serait réduite de 7 % en 2050 par rapport au tendanciel égal au niveau de consommation de 1990, grâce à la réduction de l'intensité énergétique. Les émissions de GES seraient réduites de 83 % par rapport à 1990 par l'introduction des CSC et la modification du mix.

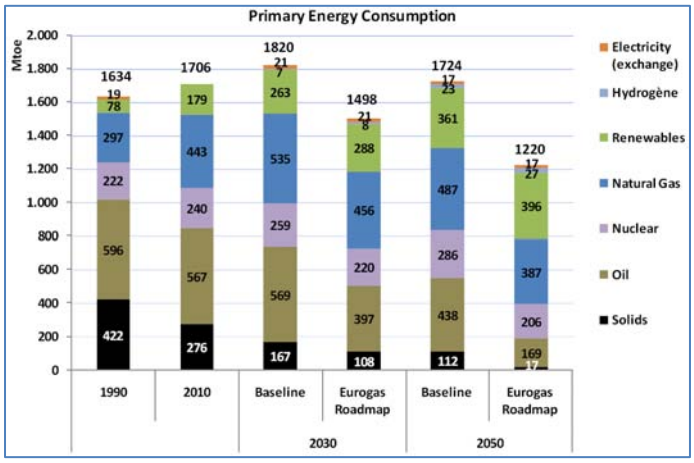
Dans le secteur de l'électricité, la production serait en faible hausse, passant à 3765 TWh, contre un tendanciel à 4660 TWh en 2050 et un niveau de 3325 TWh en 2010. La consommation d'énergie primaire du secteur serait stable, ce qui suppose une amélioration de l'efficacité énergétique des centrales. Les émissions de GES seraient réduites de 93 % par rapport à 1990, grâce au CSC principalement, et à la modification du mix favorable au gaz et aux ENR.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, le scénario prévoit une baisse de la consommation d'énergie finale de près de 25 % en 2050 par rapport à 1990, contre un tendanciel en croissance de près de 25 %, et une baisse de émissions de GES de 71 % grâce à l'évolution du mix, contre un tendanciel en baisse de 50 %.

Au total, dans le scénario Eurogas, les émissions de GES sont réduites de 46 % en 2030 et de 82 % en 2050, contre un tendanciel en baisse de près de 30 % à l'horizon 2050.

La consommation d'énergie primaire qu'Eurogas envisage stable dans son scénario tendanciel est en baisse de 28 % en 2050 par rapport à 2010 dans sa feuille de route 2050, grâce notamment aux efforts d'efficacité énergétique et à la part croissante des énergies renouvelables.

Graphique 6 : Consommation d'énergie primaire



14.4. Commentaires

Le scénario Eurogas repose sur une hypothèse majeure, le développement du stockage du carbone à partir de 2030, dont la réalisation conditionne totalement l'atteinte des objectifs européens d'émission de gaz à effet de serre auxquels le scénario se propose de répondre. Le scénario Eurogas ne donne pas d'analyse économique des choix qu'il présente.

Annexe 5

Analyse des scénarios

Cette annexe a pour but de présenter les aspects demande et offre des scénarios étudiés par la Commission. Elle présente également une méthodologie commune permettant de comparer le coût résultant de ces mix énergétiques.

Les deux tableaux ci-dessous, l'un pour les scénarios toutes énergies l'autre pour ceux centrés sur le secteur électrique, présentent de façon synthétique l'ensemble des scénarios retenus.

Tableau 1 : Scénarios toutes énergies

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Sauvons le Climat association loi de 1901.	1 (plus un tendanciel)	Negatep (2010) Horizon 2050; Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de CO_2, grâce à la réduction dans les mêmes proportions de la consommation de combustibles fossiles. Maintien du Nucléaire.
Institut négaWatt, organisme de formation, d'études et de recherches	1 (plus un tendanciel)	Scénario négaWatt 2011. Horizons 2050. Le scénario négaWatt repose sur 3 piliers principaux : la sobriété et l'efficacité énergétique côté demande et, côté offre, un recours massif aux énergies renouvelables. Sortie implicite du nucléaire et réduction de la part des énergies fossiles.

Tableau 2 : Scénarios secteur électrique

Organisme	Nombre de scénarios étudiés	Description des scénarios
Enerdata, Bureau d'études économiques	4 scénarios	Enerdata a réalisé des études prospectives pour la DGEC dans le cadre de scénarios climat-air-énergie à horizon 2030. Les scénarios pour le secteur électrique sont établis à partir du scénario dit "AMS O" ou « Grenelle » prenant en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle et faisant l'hypothèse de capacités nucléaires égales à 66 GW en 2030. Trois variantes examinent différentes capacités nucléaires à l'horizon 2030 : 60 GW, 40 GW (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50%) et 15 GW (la part du nucléaire est ramenée à 20%)
UFE. Union Française de l'Électricité, association professionnelle	3 scénarios	UFE (2011) Horizon 2030; Trois scénarios examinent différentes part du nucléaire : «Production nucléaire à 70 %» (prolongation du nucléaire actuel de 40 à 60 ans ; développement des EnR du Grenelle), scénario «Production nucléaire à 50 %» (la part du nucléaire dans la production d'énergie est ramenée à 50 %), et un scénario de «Production nucléaire à 20 %».
RTE opérateur du réseau de transport d'électricité français	5 scénarios	Bilan prévisionnel 2011. Horizon 2030; Le scénario référence (nucléaire stable en 2030) est complété par 4 variantes : deux variantes sur la demande ("consommation haute" et "consommation basse"), une variante sur l'offre des renouvelables ("EnR haut") et enfin une hypothèse "nucléaire bas" (40 Gw en 2030 contre 65 Gw en référence).
Global Chance association de scientifiques et d'experts	2 scénarios	Sortir du nucléaire en 20 ans. 2011. Horizons 2030; Le scénario étudie une sortie progressive du nucléaire en 20 ans, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et de développement d'électricité renouvelable pour le système électrique français. Une comparaison est faite avec un scénario tout nucléaire.
Areva groupe industriel français spécialisé dans les métiers de l'énergie électrique.	5 scénarios	Étude réalisée fin 2011, dans le cadre des débats sur le mix électrique; 2011. Horizons 2030 et 2050; Cinq scénarios sont comparés : Prolongement du parc nucléaire (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles); Programme EPR accéléré (70 % Nucléaire / 20 % EnR / 10 % fossiles); Nucléaire 50 % (50 % Nucléaire / 30 % EnR / 20 % fossiles); Sortie du nucléaire et forts fossiles (0 % Nucléaire / 30 % EnR / 70 % fossiles; Sortie du nucléaire et forts renouvelables (0 % Nucléaire / 70 % EnR / 30 % fossiles).
CEA Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives	3 scénarios	Étude de 2011. Horizon 2025; Un scénario de référence considère la poursuite de la politique actuelle du nucléaire et du développement des ENR. Deux scénarios de sortie du nucléaire sont également envisagés, l'un sous contrainte d'émissions de CO_2 (sortie du nucléaire sous contrainte carbone) et l'autre sans contrainte CO_2 (sortie du nucléaire sans contrainte carbone).

1. Gisements et leviers de réduction de la demande dans les scénarios

En règle générale, la plupart des scénarios sont assez « conservatifs » au sens où la vision qui les sous-tend aux horizons 2030 ou 2050 est assez peu différente de celle qui prévaut aujourd'hui, avec une offre indépendante d'un coté et une demande de même. La définition du mix futur de la France y est généralement abordée comme le résultat d'un arbitrage (par les choix du prospectiviste et plus rarement via une modélisation des marchés, sous l'influence des mesures de politiques économiques en vigueur) entre les « grandes énergies » (fossiles, nucléaire et demain éolien, biomasse puis solaire). Cette vision ignore en particulier les complémentarités et synergies entre ces grandes familles. Celles-ci se manifestent notamment entre énergies décarbonées, telles le nucléaire et les énergies nouvelles et renouvelables. Elaborer des plans énergétiques en opposant ces énergies est certainement un appauvrissement de méthode conduisant à un système in fine moins efficace sous l'angle de critères tels que le coût et les émissions de gaz à effet de serre. Il en est de même des efforts de maîtrise de la demande qui ne répondent pas à la logique économique mais à la mise en œuvre d'une politique plus ou moins volontariste, dont le coût est rarement chiffré.

En outre, la confrontation offre et demande va se transformer probablement significativement. D'une part, les grands systèmes énergétiques de réseaux seront amenés à « dialoguer » entre eux et échanger des flux (par exemple entre réseaux électrique, gaziers, de chaleur). D'autre part, les services énergétiques de systèmes avancés iront de la livraison d'électricité pour les véhicules, au pilotage de la thermique des locaux et au stockage réparti (pour les consommateurs/producteurs de petite taille) jusqu'aux grands systèmes alliant pilotage de la demande (dont centrales virtuelles), stockage massif, transport collectif…

On peut regretter un tel état de fait, les possibilités d'évolution des systèmes énergétiques restant très importantes d'ici une quarantaine d'années. En pratique, seul le scénario négaWatt fait montre d'un caractère innovant certain… au prix de difficultés dans l'analyse technique et économique de la plausibilité des résultats.

Les réflexions pour optimiser l'utilisation symbiotique des sources d'énergie à bas carbone dans le contexte particulier de la France et de l'Europe doivent se poursuivre en élargissant à d'autres vecteurs d'énergie l'approche actuelle centrée sur le vecteur électricité et en tirant le meilleur parti des technologies de stockage et de gestions intelligentes de réseau envisageables à moyen et long terme.

1.1. Potentiel de réduction de la demande dans les scénarios toutes énergies

- **Les scénarios d'Enerdata**

Les scénarios d'Enerdata reposent sur une prévision de la demande fournie par le modèle Med-Pro qui compile la demande en énergie des secteurs industrie, résidentiel, tertiaire et transport précisément décrits. L'évolution de la demande prend en compte l'ensemble des mesures visant à l'atteinte des objectifs du Grenelle de l'Environnement en particulier les politiques relatives à l'efficacité énergétique, mais

également les modifications comportementales du type effet rebond. Il est donc intéressant de comparer les simulations de la demande d'électricité des autres scénarios à ceux réalisés par Enerdata pour la DGEC, notamment pour juger de la perception par les autres acteurs du caractère ambitieux ou non de tels objectifs, aux transferts d'usage près.

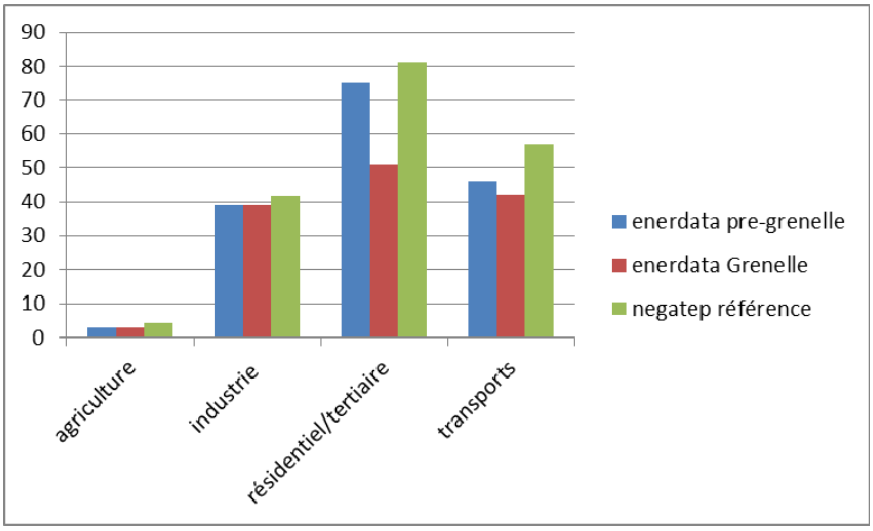
En particulier, pour le secteur résidentiel/tertiaire, il a été considéré que l'ensemble des mesures introduisant une obligation de résultat pour les acteurs concernés atteindrait pleinement leur objectif. Notamment concernant la mise en œuvre des règlementations thermiques ou les obligations de rénovation introduites par la loi Grenelle 1, les obligations de rénovations imposées aux bâtiments de l'Etat ainsi qu'aux bâtiments tertiaires (loi Grenelle 2). Ces différentes mesures se traduisant par une baisse de 38 % de consommations du parc de bâtiment existant d'ici 2020. Pour cela, il est considéré que les dispositifs incitatifs Crédit d'impôt Développement Durable et Eco-Prêt à Taux Zéro seront prolongés à l'horizon 2020 afin d'atteindre les objectifs fixés.

Pour le secteur industriel, la modélisation de la demande s'appuie sur les prévisions de consommations des acteurs et l'effet incitatif d'un surcoût carbone lié à la mise en œuvre de la phase III du PNAQ.

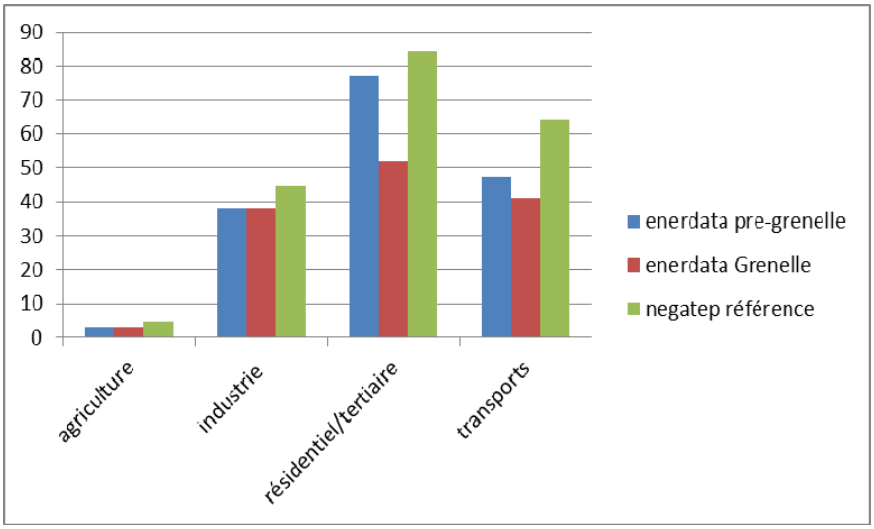
Pour le secteur routier, on distingue le transport de marchandises et le transport de voyageurs. Dans le premier, la loi Grenelle 1 fixe des objectifs : une part modale du non routier et non aérien à 25 % à échéance 2022, un développement des autoroutes de la mer, un engagement national pour le fret ferroviaire et une éco-redevance pour les poids lourds dont la mise en œuvre devrait se faire en 2012. Pour le transport de voyageurs, on se fixe un objectif de 1800 km de transports collectifs en site propres hors Ile de France, et 2000 km de LGV d'ici à 2020, des objectifs en termes de trafic assortis d'une réglementation CO2 pour les véhicules UE, bonus-malus, la pénétration des biocarburants et de véhicules électriques. L'incorporation des biocarburants intègre l'émergence des biocarburants de seconde génération à 1 à 3 % en 2020.

Pour les efforts d'efficacité énergétique propre au secteur électrique, le scénario prend notamment en compte la directive écoconception et les CEE prolongé pour une durée de 3 ans.

Graphique 1 : Consommation en énergie finale des différents secteurs de l'économie en 2020 (Mtep)



Graphique 2 : Consommation en énergie finale des différents secteurs de l'économie en 2030 (Mtep)



- **Les scénarios de Négatep**

Negatep retient deux scénarios, un scénario de référence basé sur les travaux de la DGEMP, ce scénario ne prenait donc pas en compte les politiques engagées aujourd'hui et pourra servir de scénario repoussoir. Dans son scénario alternatif, Négatep prend en compte les objectifs du Grenelle, mais avec un ajustement quand cela semble nécessaire. Ainsi, dans le secteur des transports, les auteurs estiment les économies d'énergie réalistes compte tenu des technologies disponibles aujourd'hui. Pour le fret et le transport collectif, les économies sont tributaires de la réalisation d'infrastructures lourdes dont on peut penser qu'elles accuseront plusieurs années de retard. Concernant le secteur résidentiel, pour atteindre les objectifs affichés par le Grenelle tout en rénovant seulement 400000 logements par an, cela correspondrait selon les auteurs a des rénovations totales, très rédhibitoires sur le plan financier. Les auteurs suggèrent de revoir les objectifs à 70 %. Concernant les équipements, le Grenelle prévoit également 10 Mtep d'énergies renouvelables thermiques

supplémentaires par rapport à 2006 : biomasse, solaire chauffage direct, pompes à chaleur ou autre (géothermie..). Bien que les pompes à chaleur et les chauffe-eau solaire se développent, les auteurs pensent qu'un léger retard sera accusé et que l'objectif de seulement 9 Mtep sera atteint pour 2020.

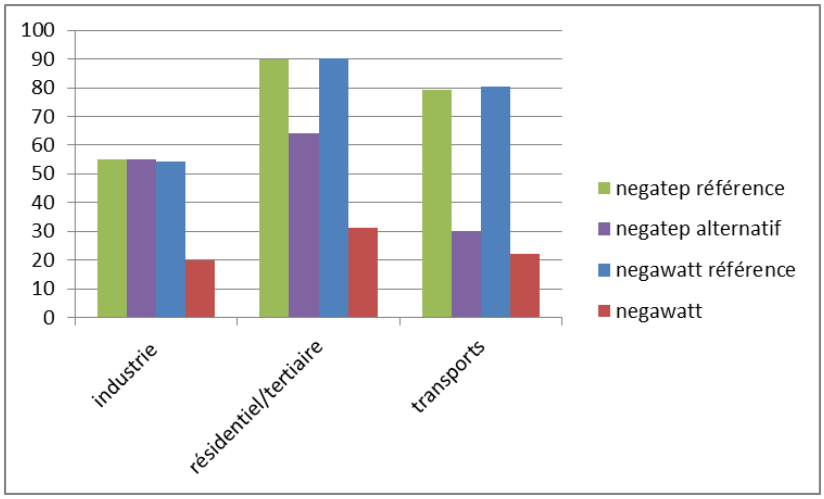
Ainsi, le scénario mise dans le secteur tertiaire sur un remplacement par les meilleurs technologies existantes à l'occasion de rénovations et de construction neuve, et table également sur la meilleure gestion de la consommation dans de nombreux locaux (bureaux, écoles, commerces..), ce qui lui permet de maintenir la consommation totale du secteur à son niveau de 2006 soit 4 Mtep d'économies. Pour le secteur résidentiel, la meilleure façon d'obtenir des résultats serait la rénovation totale, mais celle-ci entraînerait des coûts très élevés de l'ordre de 20000€ par logement. Le gisement exploité permettrait cependant d'économiser 195 TWh. Le scénario privilégie plutôt une rénovation diffuse permettant de réduire de 50 % les besoins de chauffage « fossiles » pour un surcoût faible par rapport aux travaux d'entretiens courants. A cela, les auteurs proposent de promouvoir le chauffage électrique, effaçable en heure de pointe, pour réduire encore d'avantage l'utilisation d'énergies fossiles, et de favoriser l'utilisation d'énergies renouvelables combinées à des pompes à chaleur. Les économies réalisées de cette façon pourraient être de l'ordre de 125 TWh à horizon 2050. Pour l'eau chaude sanitaire, les auteurs encouragent également le recours aux énergies renouvelables associées à des pompes à chaleur dans les nouveaux logements. L'électricité spécifique ne serait pas économisée et tendrait, au contraire, à croître avec la croissance démographique. Dans le secteur industrie et agroalimentaire, le scénario admet arbitrairement une amélioration de l'efficacité énergétique de 25 % au global, ce qui conduit à une consommation de 40 Mtep auxquels il faut ajouter 15 Mtep pour la production de biocarburants, soit une demande totale de 55 Mtep. Dans le secteur des transports, le scénario Négatep recrute un maximum d'opportunités pour s'affranchir de la dépendance fossile, il table donc sur le développement des transports en commun électrifiés, les voitures électriques ou hybrides et les biocarburants produits à partir de 22.5 Mtep de biomasse et de 7.5 Mtep d'électricité associé à une amélioration des équipements (injection directe et haute pression, distribution variable, accroissement de la puissance spécifique : downsizing).

Les scénarios Négatep estiment donc à 25 Mtep environ le potentiel d'économies d'énergies en 2020 par rapport à son scénario de référence, un potentiel qui varie légèrement en fonction du scénario de demande électrique retenu, un scénario favorisant l'électrification des usages s'associe à des économies d'énergie de 26 Mtep, alors que le scénario central s'associe avec des économies de 24 Mtep. Plus de 130 Mtep d'économies sont réalisées à l'horizon 2050.

- **Le scénario de Négawatt**

Le scénario Négawatt, au contraire du précédent, fait l'hypothèse d'une réduction de la demande beaucoup plus ambitieuse reposant notamment sur des hypothèses très volontaristes concernant l'évolution des mœurs. Alors que la consommation finale d'énergie se montait à 166 Mtep en 2010, le scénario Négawatt par une approche de sobriété et d'efficacité, la ramène en 2050 à 73 Mtep, soit 56 % de baisse. Contrairement au scénario Négatep qui utilise l'électricité comme un moyen pour se distancier des énergies fossiles, le scénario Négawatt fait diminuer la consommation finale d'électricité de 460 à 254 TWh (367 TWh si on compte l'électricité utilisée pour l'électrolyse et les STEP, par le secteur énergétique en général et les pertes).

Graphique 3 : Comparaison des consommations d'énergie par secteur économique pour les scénarios Négatep et Négawatt à horizon 2050 (en Mtep)



Les économies réalisées, plus importantes que dans le scénario Négatep, sont obtenues par d'importants efforts d'efficacité énergétique couplés à d'importants bouleversements sociétaux. Les gisements les plus importants sont à trouver, une fois encore dans le secteur résidentiel/tertiaire, et notamment dans la maîtrise des dépenses de chauffage. L'effet d'échelle est moins important que dans les autres scénarios puisqu'on suppose une stabilisation des surfaces moyennes dans le résidentiel et un moindre accroissement dans le tertiaire, ainsi qu'une stabilisation du nombre d'habitants par foyer par opposition aux tendances actuelles. L'effort de rénovation est également plus important car le scénario assume les importants coûts : 200 à 250 €/m2 HT pour une rénovation lourde, justifiée pour arriver à un résultat intéressant rapidement. Les chiffres avancés sont cohérents avec ceux de Négatep pour le même choix de rénovation. Les technologies retenues pour les usages thermiques sont le bois, le gaz, les pompes à chaleur, les réseaux de chaleur alimentés par la géothermie, le bois ou les déchets et enfin, le solaire thermique. D'autre part, l'électricité spécifique est divisée par deux grâce à de meilleurs équipements mais aussi une meilleure discipline de vie. Concernant le secteur des transports, alors que le scénario Négatep semble déjà relativement optimiste, le scénario Négawatt arrive à de plus importantes économies en tablant une fois encore sur un moindre effet d'échelle : la consommation unitaire des véhicules baisse grâce à l'amélioration des moteurs mais également à une meilleure conduite, le nombre de km parcouru diminue ; le transport de marchandises est également plus économe avec un transfert modal vers le ferroviaire et le fluvial. Le gaz devient la première source d'énergie pour tous les transports individuels et collectifs, devant l'essence, et est suivi des biocarburants et de l'électricité ; avec des véhicules GNV et des hybrides rechargeables en majorité. Dans l'industrie enfin, le premier levier de réduction de la demande réside dans la réduction de l'activité, auquel s'ajoutent des améliorations sur les procédés. Cependant, on constate que le poste de consommation lié à la production d'hydrogène pour la méthanation a été oublié dans les calculs de bilans énergétiques du scénario Négawatt pour le secteur industriel.

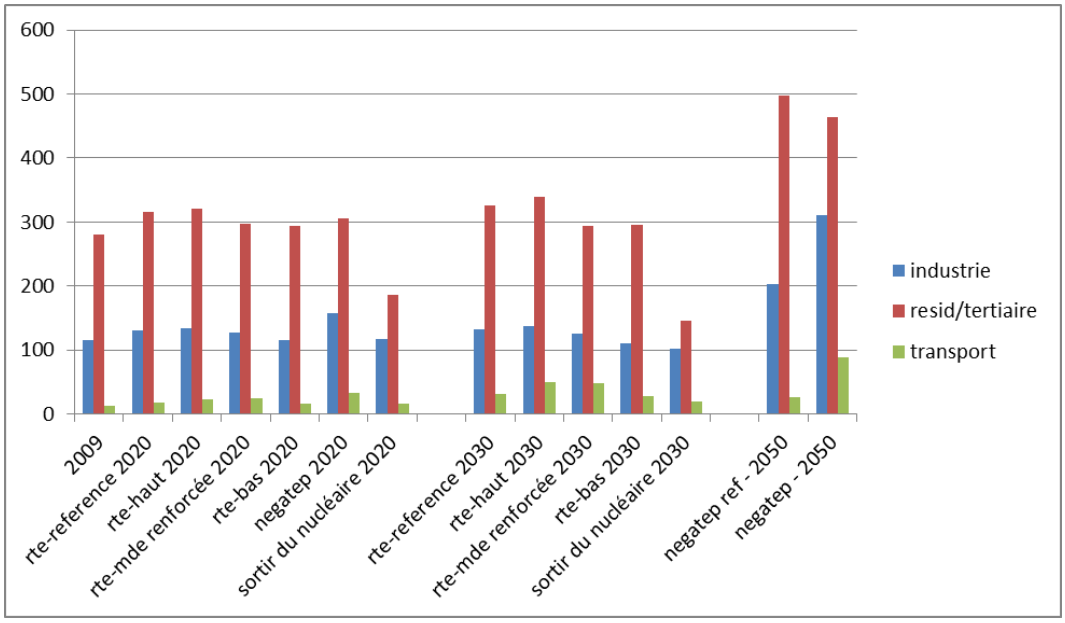
1.2. Potentiel de réduction de la demande électrique dans les scénarios étudiés

- **Des perspectives d'évolution variées en fonction des scénarios**

Aux horizons 2020 et 2030, la constitution de l'offre et de la demande dans les systèmes ouest-européens est élaborée par RTE à partir des données et études réalisées avec les gestionnaires de réseau étrangers réunis au sein d'ENTSO-E, mais également à partir d'informations communiquées sous couvert de confidentialité par les différents acteurs du système électrique. C'est pourquoi les scénarios de RTE sont souvent considérés comme les scénarios de référence pour ce périmètre.

Les scénarios de demande d'électricité de Négatep s'appuient d'ailleurs sur des variantes de demande de RTE associées à une variante « électricité renforcée », dans laquelle les transferts d'usage sont d'autant plus renforcés, dans le but de s'affranchir des énergies fossiles.

Graphique 4 : Comparaison des évolutions de la demande d'électricité par secteur entre les scénarios RTE, Négatep et sortir du nucléaire à différents horizons de temps (TWh)



Les scénarios AREVA se sont également appuyés sur les projections de RTE, prolongées linéairement au-delà de 2030. Mais dans ces derniers, on regrette que des variantes ne soient pas introduites en fonction du mix retenu, les efforts d'efficacité énergétique ne sont donc pas instruits explicitement, puisqu'ils seraient les mêmes dans tous les scénarios et ne joueraient donc pas dans l'analyse différentielle. Des tests de sensibilité à la demande sont bien réalisés en annexe mais ne prennent pas en compte le coût induit par de plus importants efforts d'efficacité énergétique ni ne répondent à une logique de structure de la demande en fonction du mix retenu ou du prix de l'électricité associé.

Les scénarios du CEA, quant à eux, partent des projections les plus récentes et les maintiennent constantes, l'analyse de la demande est donc exclue.

Pour comparer les différentes hypothèses prises pour simuler l'évolution de la demande dans les différents scénarios, on a regroupé les résultats concernant la demande nationale totale d'électricité (secteur énergétique et pompage compris), mais en excluant les exportations afin de corriger le biais introduit par des scénarios fixant arbitrairement, et à des niveaux sensiblement différents, le niveau des échanges.

Tableau 3 : Demande nationale d'électricité selon les scénarios

		Demande en 2020 (TWh)	Demande en 2025 (TWh)	Demande en 2030 (TWh)	Demande en 2050 (TWh)
RTE (PIB +1.75%)	Référence	530		562	
	"consommation haute"	547		600	
	MDE renforcée	530		540	
	"consommation basse"	515		498	
Enerdata (PIB +1.75%)	Grenelle			537	
	variante 60 GW			529	
	variante 40 GW			512	
	variante 15 GW			497	
UFE	MDE ciblée, PIB 1,5%, transferts d'usages			570	
	MDE ciblée, PIB 1,5%, sans transferts d'usages			550	
	MDE ciblée, PIB 2,5%, transferts d'usages			625	
	MDE 100%, PIB 1,5%, transferts d'usages			530	
AREVA	RTE référence	530	546	562	628
sortir du nucléaire - Global Chance	sortie du nucléaire	392		338	
	tout EPR	516		516	
Négawatt					367
Négatep	RTE central			596	990
	RTE MDE			567	
	électricité renforcée			615	
CEA	demande constante		512		

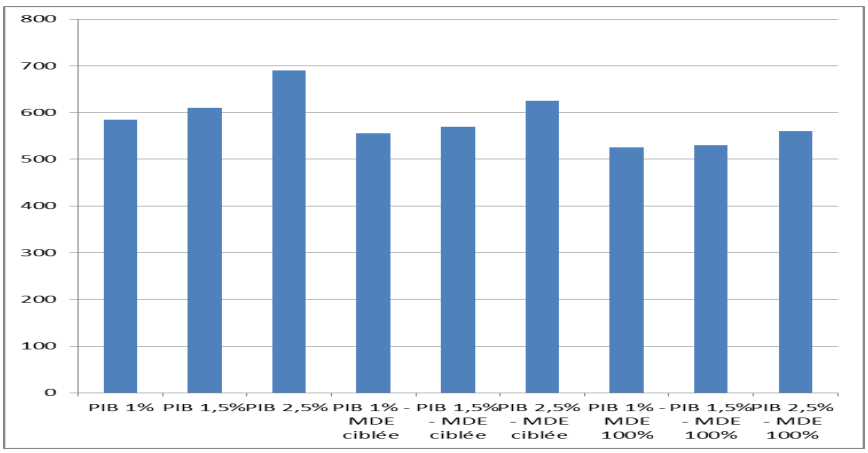
Dans la vision « référence » de RTE, la consommation nationale croît de 16 TWh entre 2016 et 2020 et de 31 TWh entre 2020 et 2030. La pointe de consommation, quant à elle, croît de 3 GW entre 2016 et 2020, puis de 5.9 GW de 2020 à 2030, à cause notamment du déclassement des centrales au fioul qui représente 1.3 GW. Dans le scénario de consommation « haut », la hausse de la demande en énergie et en pointe est accentuée. Le scénario est caractérisé par une croissance économique et démographique tirant la demande vers le haut, les retards accusés dans l'atteinte des objectifs du Grenelle accentue cet effet. La variante « MDE renforcée » correspond à un scénario de demande moins élevée du fait du renforcement de l'efficacité des actions de MDE qui n'est pas compensé par les transferts d'usage vers l'électricité

(développement plus soutenu des pompes à chaleur et des véhicules électriques). La variante de consommation « basse » n'est pas obtenue par des efforts d'efficacité plus soutenus mais dans un contexte néfaste avec une croissance économique et démographique faible. Les transferts d'usage apparaissent moins dans ce contexte car les ménages au pouvoir d'achat tronqué n'ont pas les moyens de renouveler leurs équipements pour des appareils plus performants.

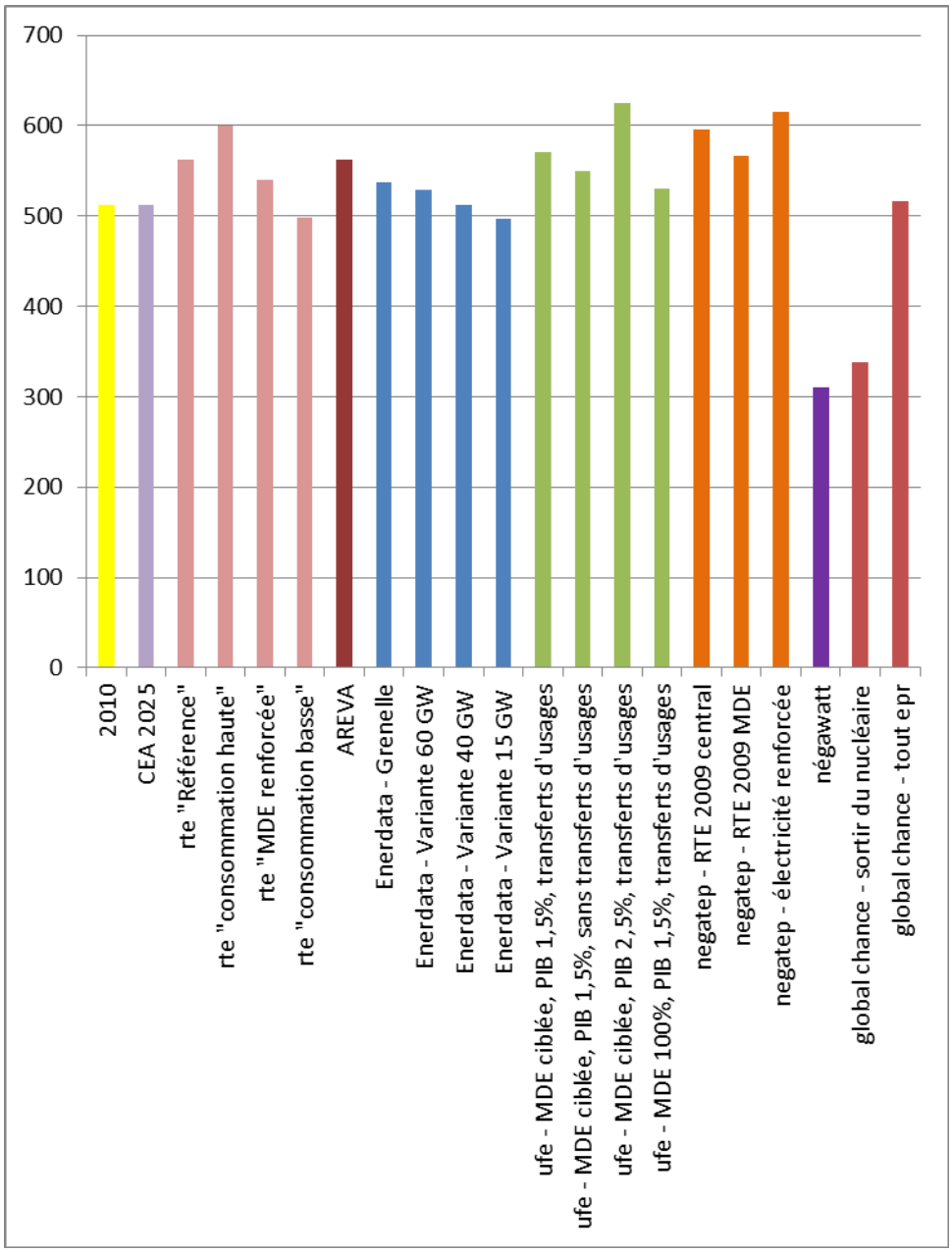
On peut regretter que ces hypothèses ne soient pas réellement prises sur la base d'une confrontation de l'offre et de la demande. Ainsi la variante d'offre « ENR haut » est associée au scénario de demande de référence alors qu'elle aurait peut-être justifié d'être associée au scénario consommation « basse », ou à une consommation au plus égale à celle que l'on observe dans le scénario « nucléaire bas ». En revanche une consommation plus faible dans le scénario nucléaire bas est observée par rapport au scénario de référence dans lequel le nucléaire est prépondérant, ce qui illustre bien une réactivité de la demande au prix de l'électricité, le nucléaire historique étant plus compétitif que toutes les autres formes d'énergie. D'une manière générale, on regrette également que ces scénarios ne distinguent pas les économies d'énergie des effets de substitution liés aux différentiels de prix, ni ne donnent d'éléments de coûts.

Comme dans les scénarios de RTE, les scénarios de l'UFE font différentes hypothèses de croissance économique qui favorisent plus ou moins la pénétration des meilleures technologies. Ainsi, la part de véhicules hybrides et rechargeables, qui devrait rester limitée quel que soit le contexte macro-économique, varie avec un taux de pénétration de 2 à 4 % pour les voitures électriques et de 3.3 à 13 % pour les voitures hybrides rechargeables, de même 1000 à 3000 km de LGV devraient être construites entre 2010 et 2030, le parc de chaudières industrielles basse température devrait être composé de 50 à 100 % de pompes à chaleur en fonction du contexte économique. Au final, l'UFE fournit un grand nombre de variantes en fonction du PIB retenu, des cibles de MDE visées et des transferts d'usages. Ce que l'on peut regretter c'est que l'analyse offre-demande ne soit pas totalement bouclée, tous les scénarios ne sont pas compatibles avec tous les scénarios d'offre. En outre, dans les faits, seules les variantes : PIB à 1.5 % et MDE 50 %, PIB à 1.5 % et MDE 100 % et PIB à 2.5 % et MDE 50 % sont utilisées.

Graphique 5 : Niveau de la demande d'électricité en 2030 dans les différents scénarios UFE (TWh)



Graphique 6 : Niveau de la demande d'électricité en 2030 pour les différents scénarios retenus (TWh)



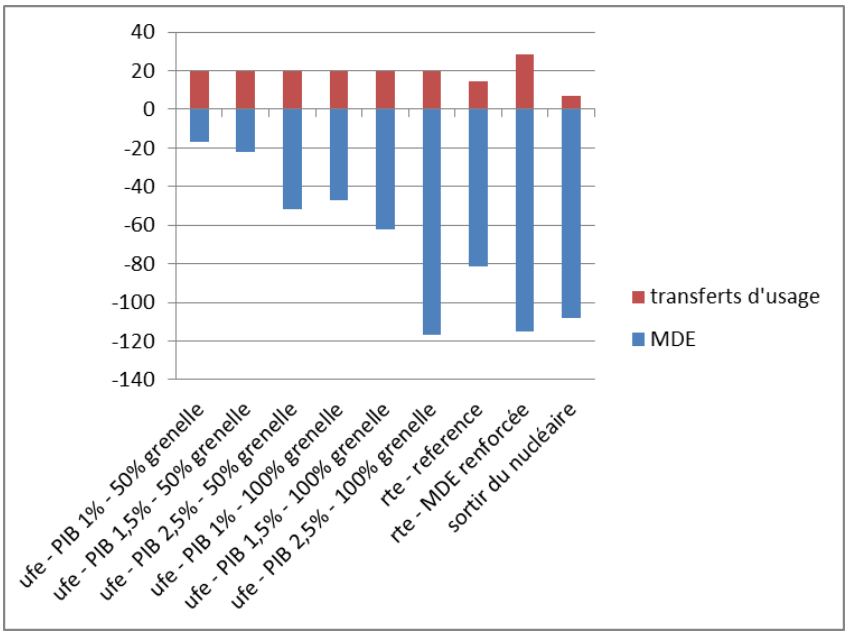
On constate que le niveau de la demande varie en général dans une fourchette allant d'un peu moins de 500 TWh à un peu plus de 600 TWh en général, soit 20 % de différences qui ne s'expliquent pas seulement par des économies d'énergie, mais aussi par des hypothèses macroéconomiques, les transferts d'usage en jeu... Les scénarios les plus ambitieux sont les scénarios « sortir du nucléaire » de Global Chance et Négawatt dont on peut supposer qu'il débouche sur une demande déjà assez basse en 2030. Ces scénarios parviennent à réduire la demande de près de 50 %, ce qui apparaît comme extrêmement ambitieux si on considère que d'ici 2030 les modes de vie ne pourront avoir sensiblement évolués. Inversement les scénarios de consommation haute ou de forte électrification se distinguent par une consommation

de 50 TWh supérieure aux scénarios de référence. D'une manière générale, il semble que la forte électrification, tout autant que la MDE extrêmement renforcée, ne peut se concevoir indépendamment du mix électrique correspondant et notamment de son prix.

A horizon 2030, on a le sentiment que les limites des modèles utilisés : limitation au périmètre électricité, l'absence de « bouclage prix », d'ordre de mérite pour les actions de maîtrise de la demande et d'évaluation des coûts, ne jouent pas de façon drastique sur les résultats et on observe une assez bonne cohérence entre les différents scénarios. En revanche, à l'horizon 2050, les situations peuvent être beaucoup plus extrêmes, nous manquons d'exercices pour en faire l'étude précise, mais on voit déjà qu'entre le scénario Négawatt et les scénarios Négatep, la demande d'électricité varie du simple au triple. De tels écarts doivent principalement être expliqués par la philosophie même des démarches : Négatep supposant la poursuite tendancielle d'un monde peu différent structurellement de ce qu'il est aujourd'hui (avec une politique forte de l'offre énergétique) et négaWatt proposant une vision prospective volontariste du futur lointain donnant une large place à l'innovation et ne s'attardant que peu sur les rigidités des systèmes énergétiques (la demande étant au cœur de l'analyse).

Certains scénarios distinguent les économies d'énergies et les transferts d'usage, cette distinction est importante car d'importants efforts d'économie d'énergie peuvent être menés sans que l'on en capte l'effet sur la demande si l'on observe d'importants transferts d'usages simultanément.

Graphique 7 : Gisements de MDE exploités et transferts d'usage dans les scénarios détaillés (TWh)



Pour les scénarios de RTE, les gisements ont été reconstitués à partir des données sectorielles, les transferts d'usage ne sont représentatives que du secteur des transports, comme dans le scénario « sortir du nucléaire » de Global Chance, ils sont pris en compte dans les efforts de MDE des autres secteurs. Dans les scénarios de l'UFE, on regrette simplement que les transferts d'usage ne dépendent pas dans leur

chiffrage du contexte économique alors qu'il est spécifié dans le texte que celui-ci est extrêmement dimensionnant pour l'amplitude des transferts.

- **La problématique de la pointe**

La spécificité de l'électricité, non stockable, nécessite que l'on s'intéresse également à une approche en courbe de charge et non simplement à un bilan énergétique en volumes d'électricité. Cet aspect est d'autant plus important que la pointe a particulièrement crû ces dernières années.

Les scénarios les plus rigoureux devront donc prendre en compte ces aspects, si possible en établissant des profils de production en fonction des technologies considérées (technologie pour la fourniture en pointe, semi-base, base, technologie de production intermittente), les capacités installées et leur production devront être cohérentes avec la demande instantanée et sa déformation dans le temps, conséquence de l'évolution des usages. Celle-ci devra prendre en compte les impacts liés aux modifications du parc d'équipement de chauffage, de l'éclairage, des ballons d'eau chaude au développement des véhicules électriques… Toute la difficulté réside dans la modélisation de la courbe de charge.

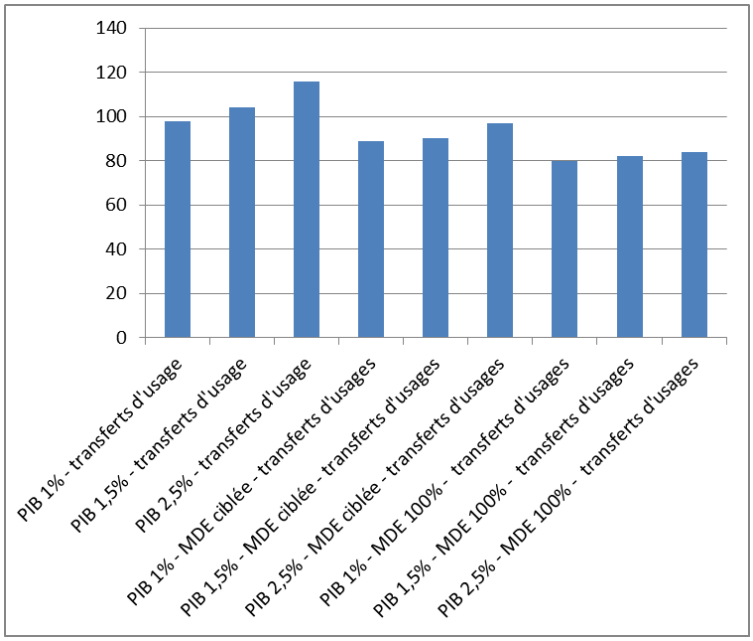
Les variantes de demande des scénarios RTE ont un équivalent en termes d'évolution de la pointe à une chance sur 10.

Tableau 4 : Prévision de la puissance à la pointe à une chance sur dix (GW)

	2013	2015	2020	2030
Haut	103,1	105,7	111,4	122,2
Référence	101,3	103,6	107,3	113,2
MDE renforcée	100,4	102,1	103,9	108,4
Bas	98,9	99,6	99,9	101,3

Les scénarios de l'UFE procèdent également de façon très rigoureuse en répartissant les énergies annuelles consommées par usage sur 9 tranches horosaisonnières, reconstituant ainsi un profil de puissance appelée. De cette façon, ils obtiennent également 9 variantes de la pointe. La pointe correspond ici à la puissance moyenne appelée dans les 60h de l'année à plus forte consommation est n'est pas directement comparable avec les chiffres précédents.

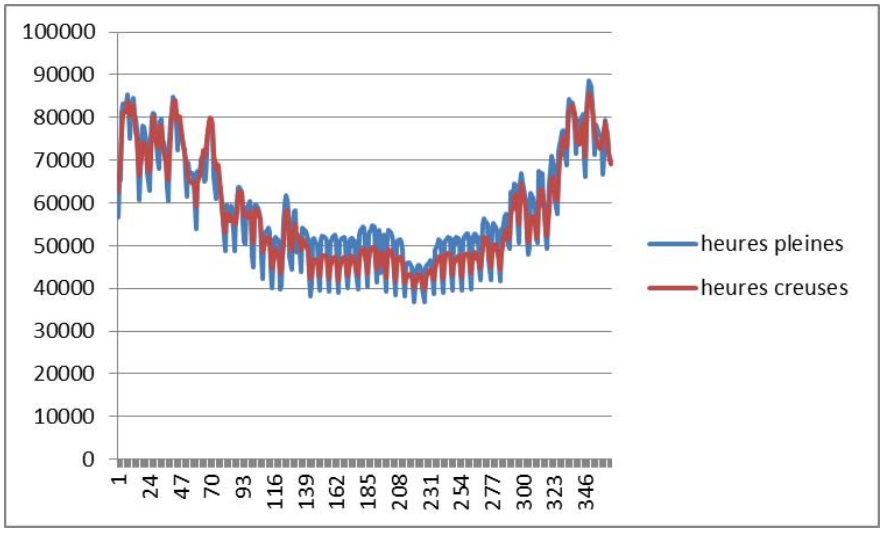
Graphique 8 : Évolution de la puissance de pointe dans les différents scénarios de l'UFE (GW)



Les scénarios d'Enerdata développent également une approche en puissance avec une distinction entre les technologies de production de base, semi-base ou de pointe ainsi que des technologies fatales par rapport à celles qui rentrent en compétition dans l'ordre du mérite. Mais la modélisation ne va pas jusqu'à identifier la capacité qui répond à l'extrême-pointe et la modélisation de la courbe de charge n'est pas précisée.

De façon similaire, les scénarios AREVA appliquent un coefficient de contribution à la pointe de chacune des technologies pour assurer un équilibrage de l'offre et de la demande en pointe. La demande de pointe est supposée croître au même rythme que la demande annuelle, ce qui est plutôt optimiste par rapport aux évolutions passées.
Les scénarios du CEA sont les seuls à fournir la courbe de charge qui a servi pour l'optimisation du mix électrique, mais c'est la courbe de charge correspondant à la demande actuelle.

Graphique 9 : Appel en puissance (MW) moyenné sur la période



1.3. Efficacité, sobriété énergétique et transferts d'usage dans les scénarios étudiés

- **Des gisements d'économie d'énergie précisément identifiés au périmètre électricité mais des chiffrages peu comparables**

Efforts de maîtrise de la demande d'électricité dans les scénarios

Les efforts d'efficacité énergétique peuvent avoir un impact à la hausse ou à la baisse sur le niveau de la demande car si l'amélioration de la performance énergétique d'un équipement diminue sa consommation unitaire, on peut par ailleurs souhaiter un important déploiement de ce type d'équipements qui tirera la demande à la hausse. Il n'est pas toujours évident de distinguer ces deux effets notamment lorsque l'on considère les usages thermiques. Néanmoins, grâce aux scénarios de RTE et de l'UFE très détaillés, il a été possible de synthétiser les différents leviers d'action selon qu'ils correspondent plutôt à un gain d'efficacité ou à un transfert d'usage dans les tableaux ci-dessous.

En outre, certaines actions de réduction de la demande, si elles sont déployées à grande échelle, seront à l'origine de nouveaux postes de consommation d'énergie, par exemple pour la production de biocarburants, la nouvelle industrie du service énergétique (recyclage, rénovation/bâtiment).

Tableau 5 : Actions de maîtrise de la demande, par usage

Usages thermiques	
chauffage	isolation thermique des bâtiments, développement des pompes à chaleur
eau chaude sanitaire	pénétration des PAC, chauffe-eau thermodynamiques et solaires
climatisation/ventilation	gain d'efficacité
Cuisson	
Equipements	
froid/lavage	gain d'efficacité
TV/Hi-Fi - Informatique	gain d'efficacité
Eclairage	remplacement des ampoules à incandescence par des ampoules basse puissance et LED dans le résidentiel, gestion de l'éclairage dans le tertiaire
Usages industriels	
Moteurs/fours/électrolyse	renouvellement du parc de moteurs avec des moteurs à haut rendement et à vitesse variable
Data centers	gain d'efficacité
Pertes	gain d'efficacité sur équipements de réseau

Tableau 6 : Transferts d'usages

Usages thermiques	
chauffage	substitution de chauffage fioul par des PAC
eau chaude sanitaire	
Transport	
véhicule électrique	pénétration de VE ou VHR à la place de véhicules à essence
transport ferroviaire	transport de marchandise de la route vers le rail
transport urbain	substitution de transports urbains routiers vers les transports urbains électriques
Usages industriels	
Moteurs/fours/électrolyse	substitution de turbine à gaz par des moteurs
PAC industrielle	pénétration de PAC à la place de chaudières au gaz ou au fioul

Dans le secteur industriel, d'importants gains sont rendus possibles via l'amélioration des moteurs qui représentent 60 % de la consommation totale d'électricité de l'industrie aujourd'hui. Les économies sont engendrées soit par la diffusion de

moteurs plus performants soit par l'amélioration de leur mode de modulation, avec des contraintes européennes qui rendent les moteurs les plus performants obligatoires d'ici la fin de la décennie. La technique des moteurs à aimants permanents pourrait largement se développer et permettre des gains énergétiques mais aussi de place. Cependant l'effet pourrait rester modéré dans la mesure où le taux de remplacement des moteurs est assez faible.

D'autres gisements d'énergie sont à trouver dans les usages transverses : le chauffage des locaux, la production de froid, l'air comprimé, l'éclairage. Concernant l'éclairage, on suppose que les ampoules non performantes auront totalement disparu dans les prochaines années compte tenu de leur durée de vie courte et de la réglementation en vigueur. En outre, des économies d'énergie sont possibles avec une meilleure gestion de l'éclairage.

Dans secteur tertiaire, la mise en œuvre du Grenelle devrait entraîner une baisse des besoins de chauffage et une substitution des chauffages combustible vers des systèmes à pompes à chaleur dans les locaux existants et dans les locaux neufs, un maintien de la proportion de chauffage à l'électricité. L'isolation des bâtiments devrait également permettre de réduire les besoins de climatisation, dont l'amélioration des équipements diminuera la consommation unitaire. L'implantation généralisée de ballasts électroniques et une gestion automatisée de l'éclairage devrait déboucher sur une forte baisse des consommations unitaires. Le chauffe-eau thermodynamique et le chauffe-eau solaire permettront d'importants gains d'efficacité pour l'eau chaude sanitaire. On devrait également observer également une augmentation des usages spécifiques autre que l'éclairage, la climatisation et le froid, lié au développement de centres de données et des usages émergents relatifs à la communication et à l'information.

Dans le secteur résidentiel, les gisements d'énergie résident surtout dans l'amélioration des performances des équipements et l'évolution des comportements. L'évolution de la consommation d'électricité sera particulièrement sensible du taux de pénétration du chauffage électrique accordé par les auteurs de scénarios, certains réservent le chauffage électrique sous forme de pompes à chaleur aux maisons individuelles et autorisent les convecteurs seulement dans des logements très bien isolés. Négatep qui vise l'indépendance fossile à tout prix, favorise le chauffage électrique effaçable en pointe. La demande sera également fortement influencée par le niveau d'isolation et donc de rénovation apportée sur le parc existant. Il est possible de viser des rénovations lourdes systématiques comme le fait Négawatt ou des rénovations très diffuses. RTE prévoit 350 000 rénovations lourdes sur des logements construits avant 1975 et des transferts vers les pompes à chaleur lors des rénovations des maisons individuelles ponctuelles.

Concernant l'eau chaude sanitaire, dans le parc existant comme dans le neuf, les logements chauffés avec une pompe à chaleur haute température peuvent produire l'eau chaude avec, pour les autres solutions électriques, l'hypothèse est faite d'un taux de pénétration plus ou moins élevé selon le scénario de chauffe-eau solaire ou thermodynamiques. Si le chauffage n'est pas électrique, la production d'eau chaude peut être basée sur l'énergie de chauffage et/ou l'énergie solaire. La disparition des ampoules à incandescence conduit par ailleurs à une forte réduction des consommations unitaires. Elles peuvent être remplacées par des ampoules fluo compactes ou halogènes à économie d'énergie et à plus long terme, par des diodes. Les améliorations de performance dans l'électroménager entraîneraient également

une baisse des consommations unitaire, mais l'effet global dépendra de la vitesse de renouvellement du parc qui peut être assez lente compte tenu de la durée de vie des appareils et du taux d'équipements des ménages. Des améliorations de performance et des changements de comportements peuvent aussi être attendus dans l'informatique.

Concernant le secteur des transports, on n'en réduira pas la consommation dans la mesure où l'on aura plutôt tendance, soit à favoriser les transferts modaux vers le ferroviaire, dans le but de réduire les émissions ou d'aller vers une plus grande indépendance vis-à-vis des énergies fossiles, soit à encourager le développement de nouvelles technologies fonctionnant à l'électricité, comme les véhicules électriques. Cependant, l'impact de ces transferts sur la demande d'électricité repose sur la réalisation d'importantes infrastructures qui peuvent accuser beaucoup de retard et le progrès technologique pour rendre le véhicule électrique plus performant et plus rentable.

Tableau 7 : gisements d'économies d'énergie exploités dans les différents scénarios étudiés (TWh/an)

	UFE - PIB 1,5% - MDE renforcée	RTE - Référence	RTE – Haut	RTE - MDE renforcée	RTE - Bas	Sortir du nucléaire	Sortir du nucléaire
Horizon temporel	2030	2030	2030	2030	2030	2020	2030
Usages thermiques						-50	
chauffage	-23	-15,8	-14,7	-21,1	-17,6	-45	-25 de plus
eau chaude sanitaire	-7	-7,1	-8,3	-9,3	-5,2		-15 de plus
climatisation/ ventilation	-5	-6,2	-6	-7,5	-7,2	-5	
cuisson		-1,8	-1,8	-1,8	-1,8	-2	
Equipements							
froid/lavage	-9	-12,6	-12,8	-15,8	-14,3	-8,8	
TV/Hi-Fi - Informatique	-7	-8,8	-8,8	-13,3	-9,5	-12,6 (ventilation comprise)	
Eclairage	-10	-16,3	-16	-21	-19,1	-16,7	
Usages industriels		-13,6	-14,2	-21	-15,2	-12	
Moteurs/fours/ électrolyse	-2	-6,8	-7,1	-10,2	-7,3	-10	-15 de plus (dont procédés innovants)
Data centers	-2						
pertes	-9						
Autres						-7,3	
Total	-74	-82,2	-82,6	-110,8	-89,9	-109,4	-164,4

Compte tenu des délais nécessaires à l'adaptation technique et industrielle de la filière du bâtiment, des risques d'effet rebond et de l'incertitude pesant sur le pouvoir d'achat des ménages, le scénario « MDE renforcée » de RTE intègre un retard de 10 ans par rapport à l'atteinte des niveaux de consommations définis dans les objectifs de rénovation thermique et dans la réglementation thermique. Le scénario de référence intégrant lui-même 10 ans de retard par rapport au précédent. On s'aperçoit que les scénarios de l'UFE, même en visant l'atteinte des objectifs du Grenelle à 100

%, aboutit à un gisement d'économie beaucoup plus faible. De son côté « Sortir du nucléaire », prétendant ne sélectionner qu'un certain nombre d'actions rentables, parvient à un record d'économie d'énergie. Le calcul du gisement atteignable en fonction des objectifs ciblés semble donc un exercice particulièrement délicat.

Tableau 8 : transferts d'usages dans les différents scénarios étudiés (TWh)

	UFE - 1,5% PIB	RTE - référence	RTE - MDE renforcée	RTE - référence	RTE - MDE renforcée	Enerdata	Négatep	Sortir du nucléaire	Sortir du nucléaire
Horizon temporel	2030	2020	2020	2030	2030	2030	2050	2020	2030
Usages thermiques									
chauffage	3								
eau chaude sanitaire									
Transport		2,9	8,8	14,8	28,7				
véhicule électrique	7 (0,8 à 1,8 M de VE et 3,3 à 6 M VHR)	1,1 M (VE et VHR)	3 M (VE et VHR)	5,6 M (VE et VHR)	10 M (VE et VHR)	30% soit environ 13,6 M VE et VHR	56,5		
transport ferroviaire	2 (entre 1000 et 3000 km de ligne LGV)								
transport urbain	<1						33,9	3	7 de plus
Usages industriels									
Moteurs/fours/ électrolyse	<1								
PAC industrielle	7 (50 à 100% du parc de chaudières industrielles BT)								
Impact sur les pertes et l'auto-consommation	2								
Total	20								

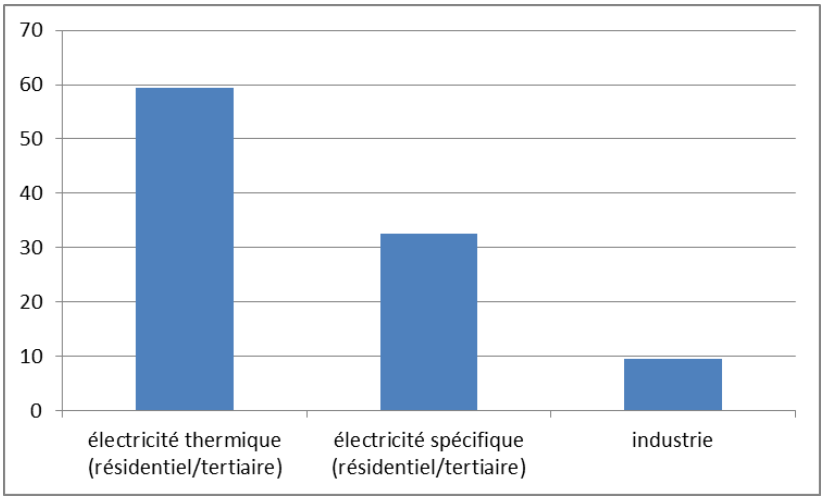
L'évaluation des efforts de maîtrise de la demande

Pour estimer le coût de ces mesures, le scénario de Global Chance évalue le coût du kWh évité pour des catégories d'actions dont il estime le gisement exploitable par ailleurs. Bien qu'il faille ensuite s'accorder sur les coûts et sur les gisements, la méthode est intéressante car elle permet de comparer ce coût au prix de l'électricité, pour décider s'il est intéressant de faire l'investissement. Malgré tout, si l'on souhaitait comparer le prix payé par les consommateurs dans les différents scénarios, en intégrant l'effet MDE, on ne sait pas comment son coût devrait se répercuter dans les

prix compte-tenu du fait que certaines de ces actions profitent à toutes les énergies (isolation..).

Les auteurs estiment donc le coût du kWh évité à 7 à 10 c€ pour les usages thermiques et à moins de 5 c€ pour les usages spécifiques de l'électricité. Pour les applications industrielles l'imposition d'un temps de retour inférieur à 5 ans permet de ne retenir que les actions dont le coût d'investissement inférieur à 0.35 € par kWh évité et des coûts évités de 5 ct€ par kWh. Soit un investissement total de 8 milliards d'euros par an pour un gisement de 135 TWh dans le secteur résidentiel/tertiaire. Cela représente tout de même 100 Mds€ d'investissements cumulés d'ici 2030, à comparer aux 70Mds de l'UFE pour l'exploitation d'un gisement trois fois moins important, ce qui dénotent de grosses incertitudes concernant les coûts et les gisements.

Graphique 10 : Investissements cumulés en économie d'électricité du scénario « sortir du nucléaire » de Global Chance, en Mds€



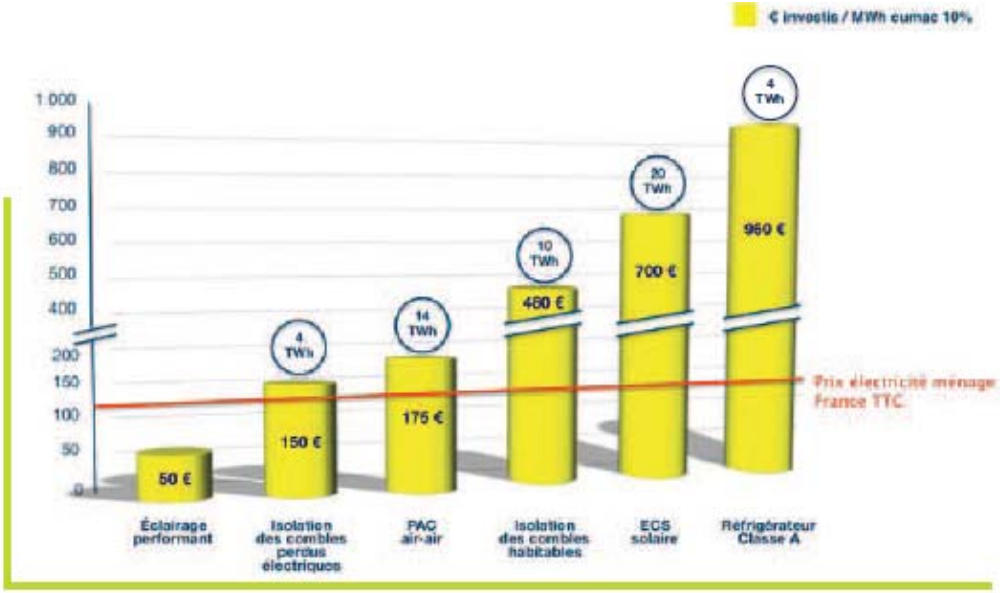
Le scénario Négatep impose également un critère pour la sélection des actions de maîtrise de la demande à hauteur de 800 à 1200 €/tep économisée dans l'habitat, au-dessus de ce critère, l'action est considérée comme non rentable. Cela correspond à un coût du kWh évité de 7 à 10c€/kWh, cohérent avec l'approche de Global Chance. Cependant, l'ordre de mérite des actions et les gisements respectifs ne sont pas précisés, on ne peut donc pas analyser outre mesure ce chiffrage.

Malgré tout, on retrouve l'argument récurrent avancé par l'UFE et les autres scénarios selon lequel la rénovation de l'habitat est difficilement rentable économiquement à cause d'une décroissance des rendements très prononcée : il faut compter moins de 5000 € pour réduire la demande de 20 à 10 MWh/an par personne mais près de 20000 pour la réduire de 20 à 5 MWh.

Dans tous les scénarios, l'éclairage apparaît également comme une source intéressante de MDE, conformément à l'analyse de « Sortir du Nucléaire », mais les autres actions, à moins d'être subventionnées, ne seront rentables que pour un prix de l'électricité bien plus élevé (50 % à 75 % plus élevé) d'après l'analyse de l'UFE. Les actions les plus facilement accessibles sont : l'isolation des combles et les pompes à chaleur air-air, qui par ailleurs, ne sont pas les plus performantes. Les autres actions sont considérées comme inaccessibles économiquement dans la mesure où elles

nécessiteraient un quintuplement du prix au minimum, or l'impact d'un changement de mix n'affecte pas le prix de l'électricité dans de telles proportions.

Graphique 11 : Ordre de mérite de certaines actions d'efficacité énergétique



Source : UFE

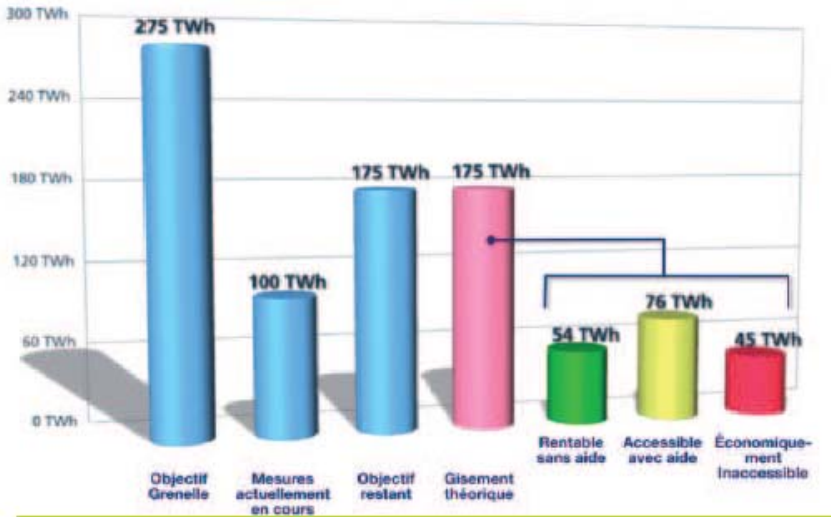
L'expertise par l'ADEME de la méthodologie de l'UFE débouche sur différents constats :

- La valeur retenue est 10% au lieu des 4% retenus pour les CEE, et plus généralement dans le cas d'investissements publics. L'idée est de prendre en compte le fait que les particuliers exigent des temps de retour sur investissement bien inférieurs à ceux d'un investisseur public. Un test de sensibilité a été effectué par l'UFE avec un taux d'actualisation à 4% et cela ne change pas le classement. En revanche, un taux plus élevé diminue énormément le potentiel « économiquement raisonnable», puisque les économies d'énergie sont exprimées en kWh CUMAC (actualisés).
- Les coûts n'incluent que l'investissement en capital. Ainsi, ni l'exploitation, ni l'entretien, ni l'assurance, ni le coût de financement ne sont pris en compte.
- Les résultats sont peu sensibles aux variations de prix des énergies (5-10% du coût total de fourniture du service) ou à une baisse du taux d'actualisation. En revanche, le classement est extrêmement sensible aux hypothèses de coûts des technologies et de leur installation.
- Les investissements dont le coût est très élevé pourraient potentiellement se justifier en termes de MDP, puisque les ordres de grandeur de coûts sont comparables à la ceux production de l'ultra-pointe (~800 – 1000€/MWh, source UFE).

D'une manière générale, en ce qui concerne la maîtrise de la demande d'énergie dans le secteur du bâtiment, on fait face à un vrai problème de financement. Selon, l'étude réalisée par l'UFE, les objectifs visés par le Grenelle couvrent un gisement de 275 TWh, les mesures en cours ne concernent que 100 TWh de ce gisement, et parmi le reste, seuls 54 TWh, soit près d'un tiers, correspondraient à des investissements que

pourraient réaliser de façon rentable et sans aide les consommateurs, pour un investissement privé total de 24 Mds€. 76 TWh sont encore accessibles à condition d'avoir une participation de l'Etat à hauteur de 70 Mds€ pour 60 Mds€ d'investissements privés. Enfin, il reste 45 TWh qui ne sont pas économiquement accessibles dans la mesure où il faudrait 408 Mds€ de complément public pour un investissement de 38 Mds€.

Graphique 12 : Objectifs du Grenelle de l'environnement



Source : UFE.

Au final, il semble qu'il soit nécessaire à la fois de procéder à un recensement des actions et des gisements, et de chiffrer leur coût dans le but de mieux cibler les actions et mieux dimensionner les politiques de soutien. La méthodologie utilisée pour estimer le coût doit être précisée, le taux d'actualisation ou la durée d'amortissement doivent être cohérents avec le comportement des ménages. Enfin, les coûts doivent mettre en évidence leur sensibilité à des variables tels que les prix des énergies primaires. Un investissement pourrait apparaître comme rentable dans un certain contexte mais pas dans un autre. La volonté à électrifier les usages par exemple, n'a de sens que si l'on conserve un mix électrique compétitif et peu carboné.

Efforts de maîtrise de la pointe d'électricité dans les scénarios

L'UFE a pris en compte dans les actions de maîtrise de la demande d'énergies retenues leur impact sur la pointe.

D'autres actions peuvent être menées pour agir sur la pointe, via l'incitation tarifaire introduisant un signal-prix horosaisonnalisé, ou encore le développement du réseau intelligent. L'UFE prend en compte l'impact des smartgrids et en particulier d'installation des compteurs intelligents dans le chiffrage des investissements de réseau, il est de l'ordre de 33 à 38 Mds€, mais ce chiffre couvre la mise à jour du réseau de distribution plus largement. Global Chance le prend également en compte mais n'isole pas le montant correspondant. Le CEA prend intègre quant à lui le coût de l'intermittence dans son évaluation des investissements de réseau mais ne précise pas s'il comprend le développement de smartgrids. A noter que le développement des smartgrids ne se limite pas aux compteurs intelligents, la gestion de certains usages comme le chauffage ou l'éclairage dans les bâtiments du tertiaire passe par une

amélioration de l'intelligence du système que l'on pourrait également considérer sous la dénomination smartgrids.

Certains scénarios font également appel à des technologies de stockage, par exemple Négawatt avec la méthanation, ces technologies ne sont pas toujours recrutées pour gérer le problème de la pointe hivernale nécessairement, mais elles agissent sur l'ensemble de la courbe de charge, leur coût devrait donc être évalué et pris en compte dans les investissements propre à la MDE ou aux réseaux.

Remarquons que certains usages comme les ballons d'eau chaude, ou la recharge des batteries des véhicules électriques en heures creuses sont également des formes de stockage.

- ***Les changements sociétaux apparaissent comme indispensables***

Quels que soient les objectifs de MDE visés, le simple investissement dans un appareil plus performant ne permettra pas forcément d'agir efficacement sur la demande. Il faut que le consommateur soit conscient des enjeux et adapte son comportement pour utiliser aux mieux les équipements et pour avoir une consommation la plus adaptée possible. Inversement, un des enjeux technologiques majeur des systèmes de demain est de rendre l'usage de ces nouvelles technologies le plus aisé possible.

Secteur résidentiel-tertiaire

Alors que les scénarios d'Enerdata prennent pour hypothèse un nombre de personnes par ménage de 2.27 en 2020 et de 2.2 en 2030 en cohérence avec les prévisions de l'INSEE (2006), le scénario Négawatt argumente en faveur d'une modification drastique du mode de vie qui commence par une stabilisation du nombre d'habitants par foyer, mais aussi une stabilisation des surfaces moyennes, l'accroissement du petit collectif et le ralentissement sensible de l'accroissement des surfaces du tertiaire. Avec un tel programme, associé à un effort d'isolation poussé à l'extrême et une diminution d'un facteur deux des consommations spécifiques d'électricité, le scénario aboutit à une diminution de 63 % de la demande en énergie finale du secteur par rapport à un scénario tendanciel.

Sans toutefois aller aussi loin, le scénario pointe du doigt la nécessité de faire évoluer les habitudes et les modes de consommation. Pour cela, il est nécessaire de développer une vraie campagne de communication pour sensibiliser les consommateurs. La réduction de la consommation ne passera pas uniquement par l'installation de matériels plus performants, il faut que les consommateurs fassent bon usage de ces appareils. Il faut également que le réseau intelligent fasse le lien entre la gestion des appareils et la problématique de la courbe de charge. A l'heure actuelle, la simple mise en place de compteurs intelligents ne sera pas suffisante, il faut organiser leur utilisation à l'aval.

En outre, on l'a vu, chaque action d'efficacité énergétique prise isolément peut ne pas être rentable économiquement, ni efficace du point de vue de la réduction de la consommation si elle n'est pas activée dans un contexte pertinent (chauffage avec convecteur électrique dans un logement mal isolé par exemple..). L'ADEME mène une réflexion autour du concept de bouquet d'actions d'efficacité et du bâtiment à énergie positive en particulier. Elle étudie notamment le concept d'ilot, qui permettrait des

gains sensibles d'efficacité énergétique en mutualisant les investissements sur plusieurs logements, qui en partageraient par ailleurs le bénéfice. Ce concept pose aujourd'hui des problèmes d'ordre juridique dans l'obtention des permis de construire par exemple compte tenu de la pluralité des parties prenantes, et d'ordre pratique dans l'organisation des échanges d'énergie entre les différents points de l'ilot. En outre, une évolution des labels et de réglementations seraient sans doute nécessaires pour favoriser leurs émergences.

Secteur des transports

Le secteur des transports étant particulièrement émetteur, on pourrait vouloir provoquer un transfert vers le transport ferroviaire pour le transport de personnes ou de marchandises. Cela n'aurait cependant de sens que si l'on conserve un mix électrique décarboné et fortement compétitif. La même réflexion est à mener pour le véhicule électrique qui, par ailleurs, ne sera pas sans impact sur la pointe électrique, la gestion de la recharge d'un important parc de véhicules ne devra être menée indépendamment de ces aspects.

Comme pour le secteur résidentiel, une évolution des comportements pourrait également être génératrice d'économies d'énergie, à commencer par les limitations de vitesse, une conduite éco-responsable et privilégier les transports en commun ou le covoiturage. Mais ici encore, le scénario Négawatt va plus loin en imaginant un nouvel aménagement du territoire, qui permettrait la réduction de la distance parcourue de 25 % par habitant et par an, avec un espace plus dense et des distances de fait plus courtes, reposant sur le développement du télétravail, du commerce en ligne, des petits véhicules électriques en auto-partage, des taxis collectifs. D'ailleurs cette évolution de la mobilité est indispensable au déploiement du véhicule électrique qui rencontrera des difficultés s'il est cantonné à son usage interurbain, les ménages n'ayant pas forcément les moyens d'avoir plusieurs voitures.

Secteur de l'industrie

Les évolutions sociétales à imaginer pour améliorer les économies d'énergie dans le secteur industriel sont à chercher dans les effets de synergie entre secteurs.

La solution propre à Négawatt repose sur la réduction pure et simple de ce secteur. En favorisant la remise en état de marche au lieu du simple remplacement des produits et en cessant de dimensionner les équipements au plus juste pour que les durées de vie restent limitées, on réduit le nombre de produits à fabriquer. A ces baisses de produits fabriqués s'ajoutent des gains sur l'ensemble des procédés notamment grâce au recyclage des matériaux.

Il semble en effet indispensable de viser la diminution de la consommation par l'effort de sobriété de la société, en revanche, les hypothèses avancées par Négawatt bien qu'intéressantes pour une étude de cas, ne sont pas cohérentes avec l'horizon de temps étudié. Les habitats seront encore là en 2050 et il faudrait se placer à un horizon de temps beaucoup plus éloigné pour envisager de telles modifications de la société. En outre, cet effort ne serait pas spontané. Il faudra développer des politiques d'information et de sensibilisation, associées à des politiques d'incitation qui pourraient être coûteuses. Il faudrait accompagner cette transition afin qu'elle ne pèse pas trop sur l'économie en modifiant à la fois la structure de la demande et de l'offre trop brutalement. Ainsi, une réduction du secteur industriel n'apparaît pas fournir le

contexte idéal pour faire face aux investissements nécessités par de tels bouleversements. Mais même sans aller jusque-là, l'éducation des agents et leur sensibilisation est nécessaire, quel que soit le scénario, à l'efficacité de toute action pour la réduction de la demande d'énergie.

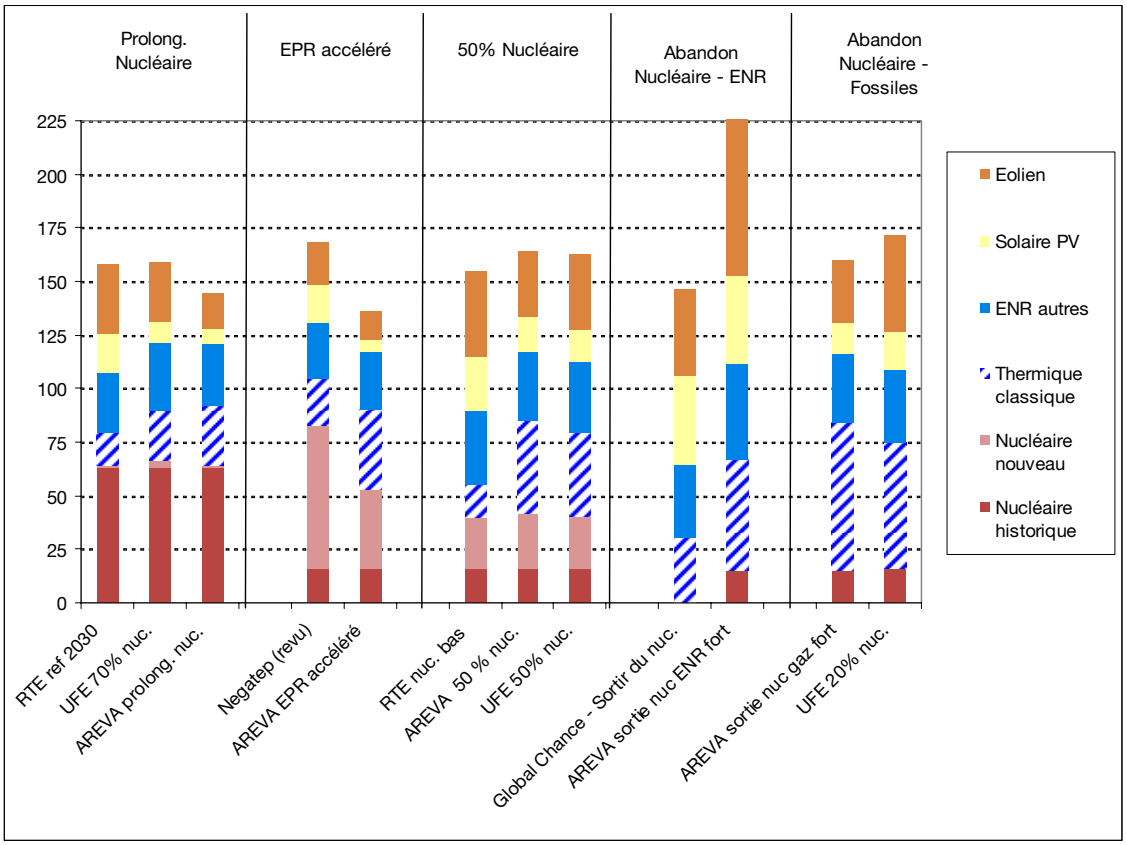
2. Comparaison économique par les coûts complets

Les différents scénarios évalués sont ceux de RTE, des associations « Sortir du nucléaire » et « Négatep », de l'UFE, d'AREVA, du CEA et de la DGEC-Enerdata. Le scénario « Négawatt » n'est décrit que dans ses hypothèses physiques (c'est d'ailleurs le seul scénario à ne fournir que des données de production et les capacités ont été reconstituées ici à partir des durées d'utilisation de RTE).

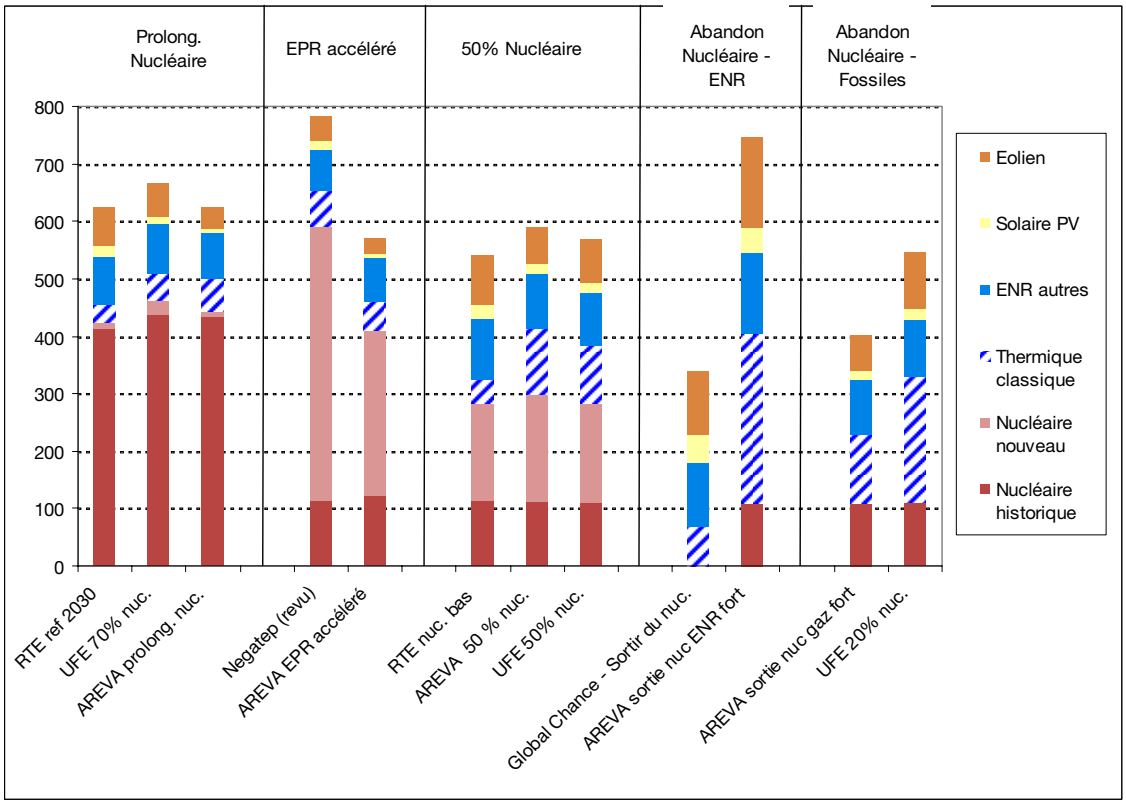
2.1. Les données physiques

L'histogramme des capacités et de la production annuelle des différents scénarios étudiés déjà présentés au chapitre 4 sont reproduits ci-dessous.

Graphique 13 : Capacités en GW des différents scénarios



Graphique 14 : Production en TWh des différents scénarios



2.2. Méthodologie

Evaluer des scénarios sur la simple base des chroniques d'investissements futurs à réaliser n'offre qu'une vue partielle des équations économiques à résoudre pour un investisseur. Certains moyens de production sont en effet très capitalistiques (ENR, nucléaire), tandis que le coût complet d'un CCG (Cycle Combiné Gaz) est constitué aujourd'hui pour près des ¾ par le coût du combustible.

Pour prendre l'exemple de l'Allemagne, la banque publique KfW a estimé en août 2011 le montant des investissements nécessaires à la transition énergétique de ce pays d'ici 2020 à environ 250 milliards d'Euros[1], chiffre qui a circulé très largement en France. Sur cette somme, près de 145 Mds € seront consacrés au développement de l'électricité renouvelable et plus de 60 Mds € à la chaleur renouvelable. Seuls 5,5 à 10 Mds € devraient, selon la banque KfW, être destinés à l'installation de 10 GW supplémentaires de centrales thermiques (essentiellement des centrales à gaz). Ces CCG, qui comptent très peu en investissement, vont cependant coûter par an au pays, en gaz consommé, plus de 3 Mds € supplémentaires, aux conditions économiques actuelles[2].

Une évaluation sur la base des coûts complets (c'est-à-dire intégrant en sus des coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et maintenance ainsi que les coûts

(1) Voir par exemple la note datée du 5 octobre 2011 du Ministre Conseiller pour les Affaires Economiques et Financières à Berlin.

(2) CCG avec un rendement de 58 % et un fonctionnement de 6000 heures par an, prix du gaz 12$/Mbtu.

des combustibles[1]) est donc un indicateur supplémentaire intéressant et permettant une comparaison économique pertinente. L'année retenue est 2030, assez proche pour que la structure des coûts observés aujourd'hui ait des chances raisonnables de pouvoir s'appliquer[2], mais assez lointaine pour que la photo d'une année « en régime de croisière » puisse être prise. Cette méthode est très proche de celle retenue par l'UFE (Union Française de l'Electricité) dans son étude d'août 2011.

La méthodologie ainsi que les précautions d'usage compte tenu en particulier de la grande incertitude qui règne, ont été décrites en détail dans le chapitre 5, ainsi que les hypothèses de coûts par filière qui sont rappelés ci-dessous.

2.3. Hypothèses générales

Tableau 12 : Hypothèses de coûts complets par filière

Filière	*Coût complet*
Charbon	60 €/ MWh
Hydraulique	55 €/ MWh
Thermique ENR	100 €/ MWh
Eolien Onshore	70 €/ MWh
Eolien Offshore	110 €/ MWh
PV	160 €/ MWh

Tableau 13 : Hypothèses sur le coût du nucléaire

Nucléaire	coût nucléaire bas	coût nucléaire haut
Nucléaire nouveau	55 €/ MWh	75 €/ MWh
Nucléaire historique	35 €/ MWh	43 €/ MWh

Tableau 14 : Coûts selon les hypothèses de prix du gaz

	prix du gaz bas	prix du gaz haut
prix du gaz	*9,7 $/MBtu*	*12,6 $/MBtu*
CCG (Gaz) 7000 heures	57 €/ MWh	70 €/ MWh
CCG (Gaz) 2500 heures	78 €/ MWh	91 €/ MWh
Moyens de pointe	200 €/ MWh	240 €/ MWh
Cogénération fossile	100 €/ MWh	120 €/ MWh

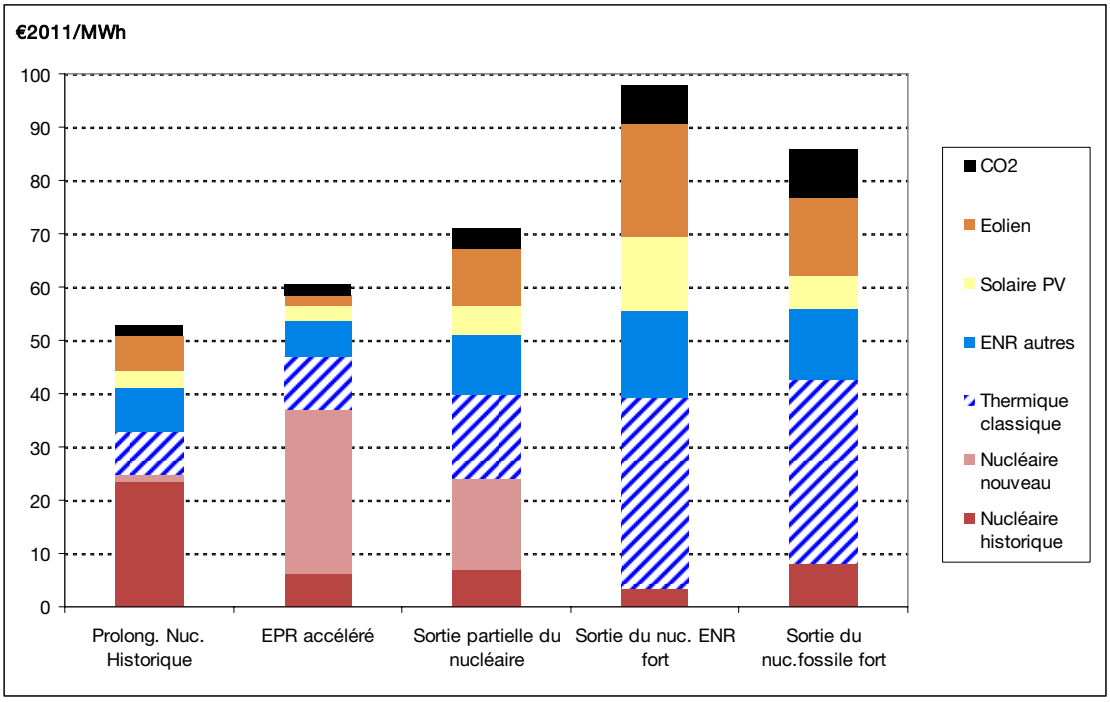
Les CCG fonctionnent 7000 heures quand ils remplacent du nucléaire en base et 2500 heures quand ils viennent en backup des ENR intermittentes ou pour assurer la semi-base. Le prix du CO_2, **50 €/MWh**, ne fait pas l'objet de variantes.

(1) Ce sont des coûts de centrales « sur étagère », comme ceux qui peuvent être évalués dans des exercices de type Coûts de référence de la DGEC ou encore de l'OCDE.
(2) En 2050, la plupart des experts auditionnés ont reconnu qu'un exercice d'évaluation économique était aventureux.

2.4. Résultats

- **Résultats « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut »**

Graphique 15 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz haut



La hauteur de chaque barre de l'histogramme correspond au coût moyen du MWh pour le scénario, dont la valeur numérique est donnée dans le tableau ci-dessous, qui affiche également le coût total annuel des moyens de production du scénario, en milliards d'€. Cette valeur est à rapprocher de la production totale correspondant au scénario et ne doit pas être utilisée sans y faire référence, ni sans être associée aux autres coûts déjà cités comme celui des réseaux ou des mesures d'efficacité énergétiques éventuelles.

Tableau 14 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	51,0	60,0	104,9	50,3	53,6	67,9	86,8	53,7	62,8
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdata - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	70,3	83,2	91,4	92,3	47,0	48,2	54,6	60,5	78,8

La part de chaque filière indique son poids dans la composition de ce coût. On remarquera par exemple que l'hydraulique, dont le coût et la production sont presque identiques pour tous les scénarios, a une part plus forte dans le scénario « Sortir du

nucléaire », la consommation totale étant plus faible que pour les autres scénarios, et, à l'opposé, elle est moins importante dans le scénario « Négatep ».

Sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire, et principalement de nucléaire historique ont les coûts moyens de production les plus faibles. Les scénarios préférant développer des CCG plutôt que des ENR apparaissent plus avantageux, même si l'écart se réduit par la prise en compte du coût du CO_2 émis.

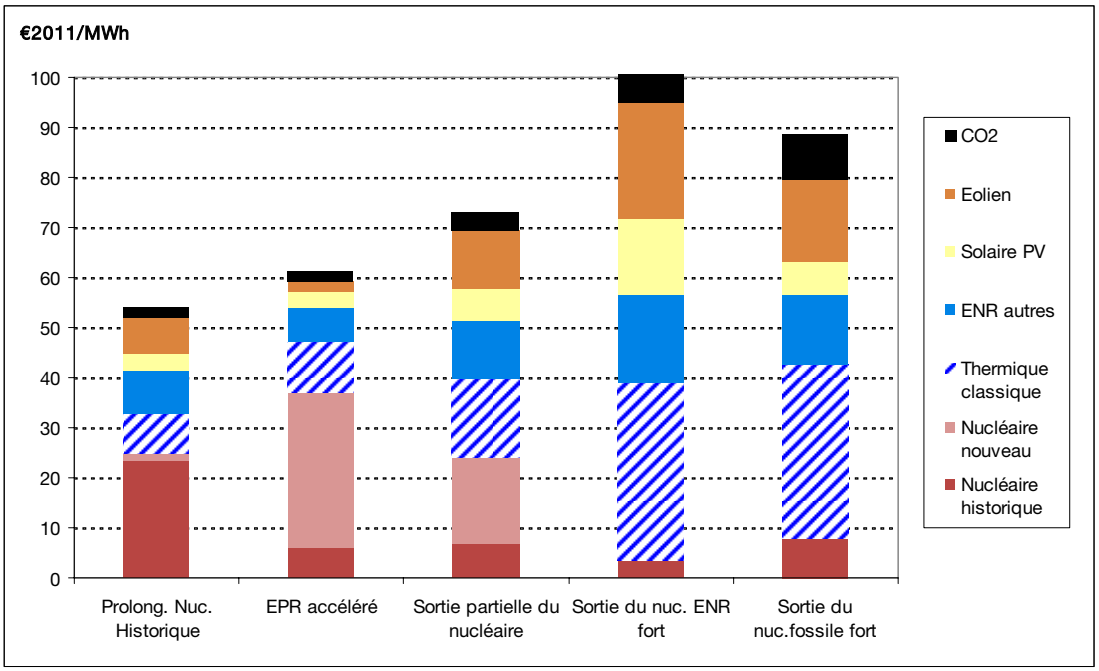
- **Résultats « coût du nucléaire bas - prix du gaz haut – ENR haut »**

Cette variante est obtenue en augmentant le coût de toutes les ENR de 10%. Pour mémoire, les hypothèses de coûts des filières ne prennent pas en compte les coûts de raccordement, qui peuvent s'avérer très élevés pour l'éolien, en particulier en mer (20 €/MWh environ pour l'UFE).

Tableau 15 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	52,5	62,5	111,0	50,8	54,8	69,9	89,4	54,6	63,6
Scénarios	**AREVA 50 % nuc.**	**AREVA sortie nuc gaz fort**	**AREVA sortie nuc ENR fort**	**CEA sortie du nuc.**	**CEA 70% nuc.**	**DGEC - Enerdata - Grenelle**	**DGEC - Enerdata - "60 GW"**	**DGEC - Enerdata - "40 GW"**	**DGEC - Enerdata - "20 GW"**
Coûts moyens €/MWh	72,1	84,9	95,9	99,3	48,1	49,4	56,4	62,8	82,1

Graphique 16 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas, prix du gaz haut, et coût des EnR haut

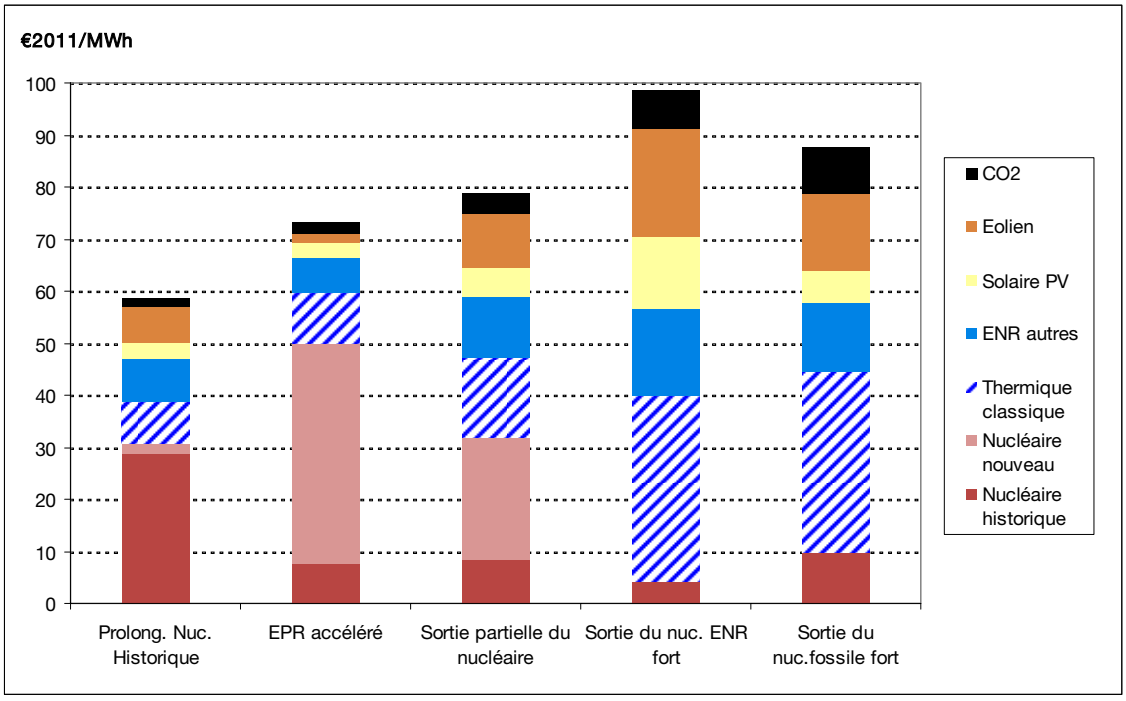


- **Résultats « coût du nucléaire haut - prix du gaz haut »**

Tableau 16 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	56,6	64,5	104,9	58,5	59,5	72,4	88,4	59,6	74,6
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdata - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	75,8	84,7	92,9	92,3	53,6	54,5	60,4	65,1	80,9

Graphique 17 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire haut et prix du gaz haut



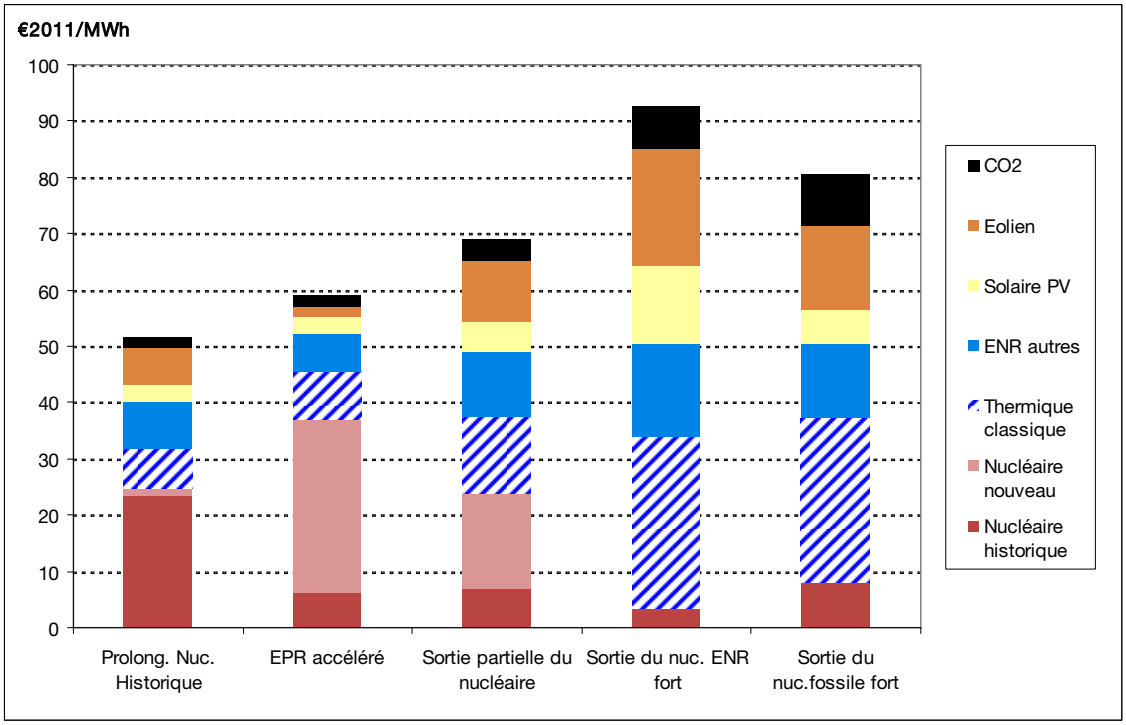
Toujours sans surprise, les scénarios présentant le plus fort pourcentage de nucléaire historique restent les plus avantageux, aucune filière n'ayant des coûts de production inférieurs à 49 €/MWh. Le coût du nucléaire en développement devenant proche de celui des CCG, les scénarios AREVA « EPR accéléré » et « sortie du nucléaire, gaz fort » pourraient présenter des coûts moyens assez similaires, si le deuxième scénario n'était pas pénalisé par un fort pourcentage d'ENR.

- **Résultats « coût du nucléaire bas - prix du gaz bas »**

Tableau 17 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	50,3	59,1	100,2	49,0	52,5	65,5	81,1	52,0	61,1
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdata - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	67,4	76,0	87,7	90,1	46,7	47,7	53,9	59,4	75,4

Graphique 18 : Coûts complets des options
Coût du nucléaire bas et prix du gaz bas



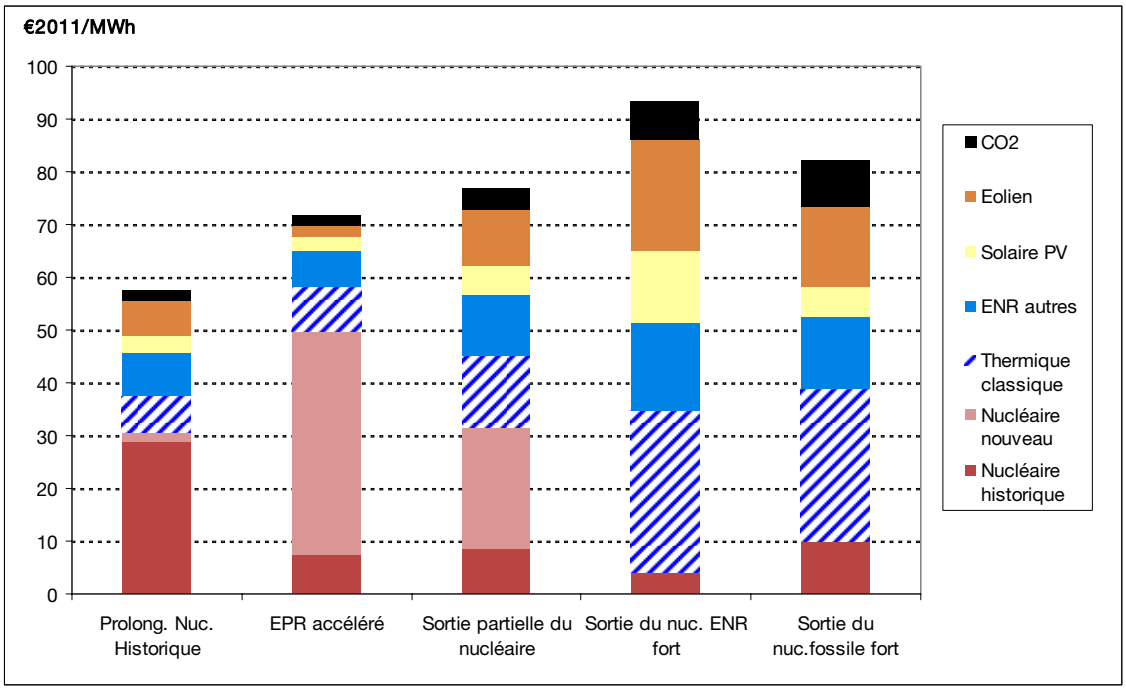
Avec des coûts du nucléaire historique dans le bas de la fourchette, même avec du gaz à un prix plutôt économique, il reste intéressant de prolonger les tranches en fonctionnement. Par contre le nucléaire en développement se retrouve en compétition avec le gaz, même si l'on intègre sa composante CO_2, et le critère de sélection entre les deux filières est à rechercher ailleurs (disponibilité de la ressource, sécurité d'approvisionnement, …). Les scénarios avec une forte proportion d'ENR comme « Sortir du nucléaire » et « AREVA ENR fort » voient leurs coûts moyens baisser très modérément, malgré leur parc de CCG conséquent.

- **Résultats « coût du nucléaire haut - prix du gaz bas »**

Tableau 18 : Tableau récapitulatif

Scénarios	RTE ref 2030	RTE nuc. bas	Global Chance - Sortir du nuc.	Negatep	UFE 70% nuc.	UFE 50% nuc.	UFE 20% nuc.	AREVA prolong. nuc.	AREVA EPR accéléré
Coûts moyens €/MWh	56,0	63,6	100,2	57,2	58,4	70,0	82,7	57,9	72,9
Scénarios	AREVA 50 % nuc.	AREVA sortie nuc gaz fort	AREVA sortie nuc ENR fort	CEA sortie du nuc.	CEA 70% nuc.	DGEC - Enerdata - Grenelle	DGEC - Enerdata - "60 GW"	DGEC - Enerdata - "40 GW"	DGEC - Enerdata - "20 GW"
Coûts moyens €/MWh	72,8	77,5	89,2	90,1	53,2	54,0	59,7	64,0	77,5

Graphique 19 : Coûts complets des options Coût du nucléaire haut et prix du gaz bas



Annexe 6

Technologies : coûts et diffusion

Cette annexe a pour objectif de présenter les technologies d'offre et de demande dans le secteur de l'énergie, en précisant leur stade de maturité actuel et leurs perspectives de développement. On s'intéresse en particulier à l'identification des verrous technologiques ou des paramètres susceptibles d'entraîner une hausse ou une baisse des coûts. Le positionnement et les perspectives propres aux filières françaises sont étudiés en Annexe Filières.

1. Offre d'énergie

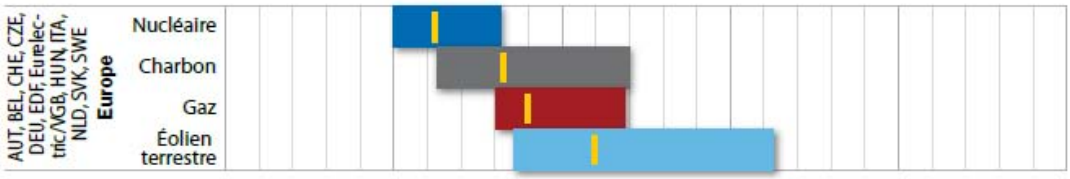
1.1. La spécificité du vecteur électricité

Pour les différentes technologies d'offre accessibles aujourd'hui, c'est-à-dire : technologiquement matures et diffusées à l'échelle industrielle, il est possible d'obtenir des fourchettes de coûts[1]. Une estimation précise de ces coûts reste délicate car ils sont sensibles à de nombreux paramètres tels que les hypothèses de calculs (taux d'actualisation pour les technologies très capitalistiques comme le nucléaire, éolien, photovoltaïque), les prix des combustibles pour les technologies qui en sont très dépendantes (centrales à gaz ou à charbon) et du carbone, ou encore le facteur de charge (taux d'utilisation). Les coûts obtenus sont donc très variables même au sein d'une zone relativement homogène comme l'Europe (cf. graphique ci-dessous). Le second graphique met en évidence la structure des coûts selon les technologies, on peut ainsi repérer au premier coup d'œil les technologies qui seront

(1) Les coûts auxquels on fait référence sont les coûts de production dits « complets » (ou coûts moyens actualisé CMA, levelized cost of electricity LCOE ou encore coûts marginaux de long terme CMLT). Ils correspondent à « la valeur présente de la somme des coûts actualisés divisés par la production totale ajustée à sa valeur temps économique » (AIE). Une autre façon de considérer ce coût est de dire qu'il est égal au prix de la production qui serait en péréquation avec la valeur actualisée des flux de trésorerie et qui serait constant dans le temps. Il intègre donc les dépenses opérationnelles et le coût d'investissement.

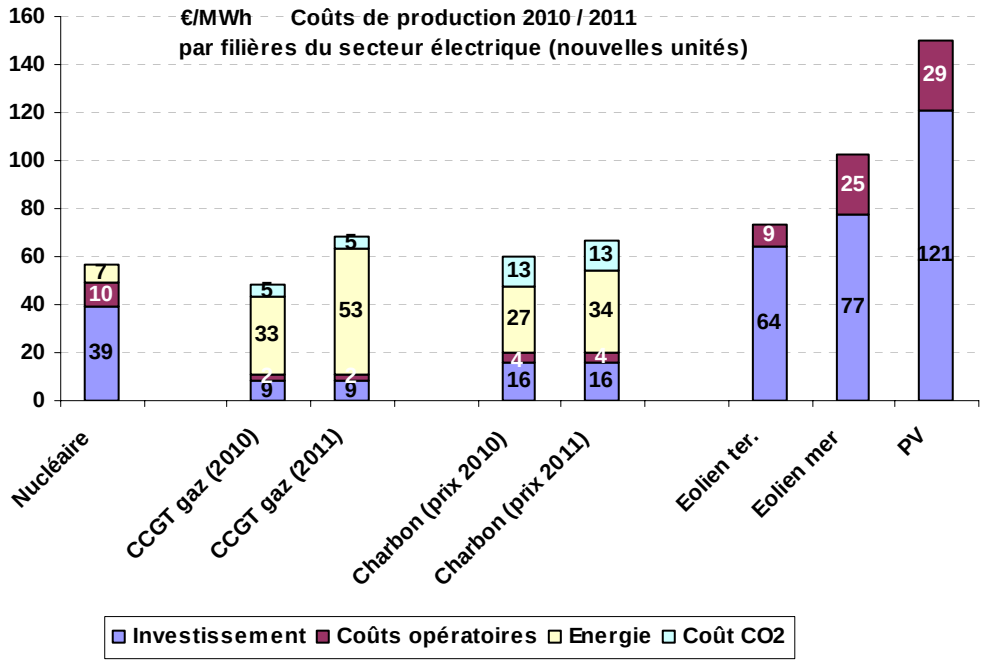
plus sensibles à des contraintes de financement et celles qui seront plus sensibles à la variation des prix des combustibles par exemple.

Graphique 1 : Exemple de variation des coûts de production pour certaines technologies au sein de l'Europe (5 % de taux d'actualisation)



Source : Coûts prévisionnels 2010 (OCDE)

Graphique 2 : Exemple de reconstruction de la structure des coûts complets des moyens de production d'électricité traditionnels en €/MWh



Source : à partir WEO 2011[1]

A ceci s'ajoute le fait que ces coûts évoluent au cours du temps (rendements d'échelle, courbe d'apprentissage, variations des prix des composants ou des combustibles ou encore du carbone..) et ne prennent pas en compte toutes les formes d'externalités, il est donc délicat de juger de la compétitivité des différentes technologies émergentes ou même existantes sur le moyen terme.

Ainsi, pour les énergies renouvelables intermittentes par exemple, ce coût n'intègre pas les surcoûts liés à l'insertion massive de sites de production d'électricité intermittente sur un réseau pas toujours dimensionné pour accepter les montées en tension occasionnées. Il ne prend pas non plus en compte le développement

(1) Taux d'actualisation 8%, coûts d'investissement, nucléaire : 3000 €/kW, CCG : 680 €/kW, charbon : 1600 €/kW, éolien : 1200 €/kW, durée de construction du nucléaire 7 ans, facteur de charge 7400 heures (85%), sauf éolien à terre 2100 heures et en mer 3000 heures, PV 1100 heures. Données prix : prix du gaz 19 €/MWh(2010) et 31 €/MWh(2011), charbon 74 €/tonne et 93 €/tonne, CO2 14 €/tonne.

nécessaire de centrales thermiques réactives dites de *back-up*, qui doivent pouvoir faire face à un déficit imprévu de la production d'électricité d'origine intermittente et permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Autre limite à la comparaison ou à l'interprétation de ces coûts : le calcul repose sur l'hypothèse d'un facteur de charge constant dans le temps, sans internaliser l'impact sur les durées d'appel d'une modification importante du mix électrique. Cet aspect concerne surtout les centrales thermiques qui pourraient voir leur rentabilité diminuer si leur utilisation moyenne était réduite par une pénétration importante d'énergies renouvelables intermittentes à la production fatale. De même, le facteur de charge des énergies renouvelables intermittentes peut diminuer en raison de la saturation des gisements les plus rentables en termes de vent ou d'intensité lumineuse, sauf si les progrès technologiques permettent d'accéder à de nouveaux gisements intéressants.

Les perspectives d'évolution des coûts dans le temps reposent également sur des hypothèses d'apprentissage et de progrès technique combinées à des hypothèses d'évolution des prix des matières premières.

La comparaison des coûts complets de différentes installations de production est riche d'enseignements mais ne doit cependant pas être réalisée sans précaution. En toute rigueur, elle devrait notamment prendre en compte les perspectives d'évolution du mix et les différentiations géographiques, ainsi que toutes les externalités citées précédemment. De plus, elle n'a de sens que lorsque les installations sont utilisées pour rendre un même service (par exemple : fournir une électricité de base, semi-base ou pointe).

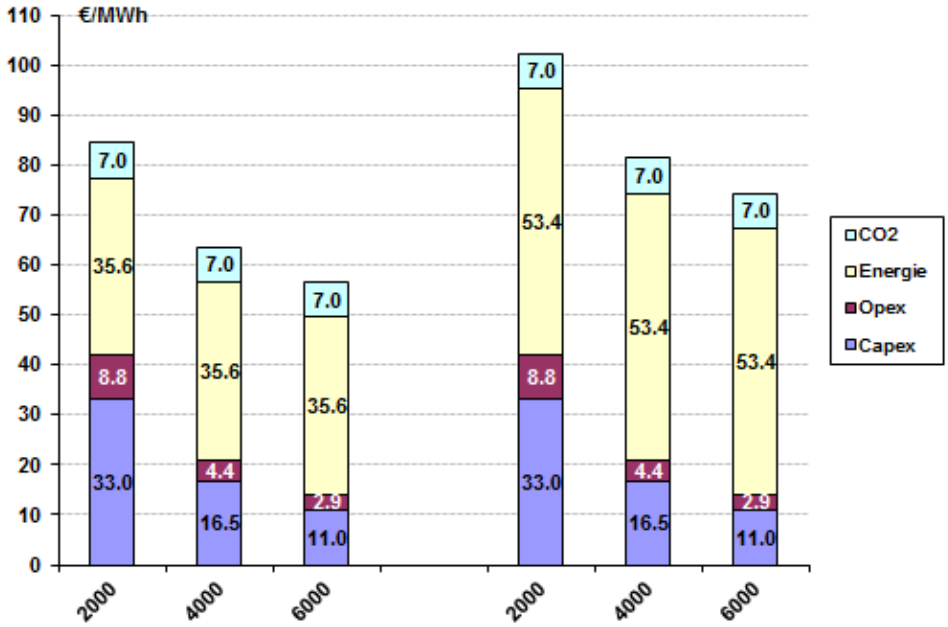
Il ne sera pas possible ici de mener une étude aussi poussée, mais on peut néanmoins relever les caractéristiques et enjeux propres aux différentes technologies dans le but d'évaluer le degré d'optimisme ou de pessimisme des scénarios analysés dans leur traitement du progrès technologique.

Parmi les différentes technologies de production de l'électricité aujourd'hui matures ou proches de la maturité technique et économique, on retrouve les centrales nucléaires, les centrales thermiques à charbon supercritique et les centrales à cycle combiné dont on peut espérer une amélioration des rendements en progressant sur les matériaux ; mais aussi l'hydraulique, l'éolien terrestre et la géothermie (en cas de gisement approprié). Le photovoltaïque, l'éolien offshore, les énergies renouvelables marines, les centrales thermiques équipées de dispositifs de captage et stockage de dioxyde de carbone ne parviendront pas à maturité économique avant 2030.

- **Les centrales thermiques au gaz restent très compétitives et indispensables à court terme, mais leur compétitivité peut être remise en cause en fonction de certains paramètres**

La compétitivité des centrales thermiques au gaz repose en grande partie sur le prix du combustible, sur le surcoût occasionné par le paiement des émissions de CO_2 et sur la durée de fonctionnement de l'installation en moyenne dans l'année.

Graphique 3 : Coûts de production CCG pour un prix du gaz à 8 ou 12[1] $/Mbtu, un prix de la tonne CO_2 à 15 €/MWh et pour des durées d'appel de 2000/4000/6000h, calculs réalisés à partir des données du WEO 2011



Source : AIE (WEO 2011)

On voit par exemple que le coût complet de production d'électricité par un cycle combiné à gaz, pour une durée d'appel d'environ 4000 heures et un prix du gaz à 12 $/Mbtu, se situe aux alentours de 80 €/MWh. Ce coût est très sensible au prix du gaz, il dépasse les 100 €/MWh si la centrale tourne seulement 2000h, mais son coût n'est pas très significativement différent entre 4000 et 6000h de fonctionnement.

Ceci explique notamment la différence de coût de production d'un cycle combiné aux États-Unis comparé au même cycle combiné fonctionnant en Europe. En effet, le gaz est aujourd'hui très abordable aux États-Unis, grâce au développement massif des gaz de schiste, et le restera certainement pour une dizaine d'années. Ainsi, aux États-Unis le prix du gaz se situe depuis 2009 entre 3 et 4$/Mbtu, pour 8 à 12 $/Mbtu en Europe.

La convergence entre les marchés gaziers européen et américain ainsi que la baisse des prix qui en découlerait en Europe, ne sont pas très probables. En effet, ceci ne pourrait avoir lieu que si le gaz américain était exporté vers l'Europe sous forme de GNL ou encore si l'Europe exploitait ses propres ressources de gaz non conventionnels. Or la liquéfaction du gaz en provenance des États-Unis renchérirait son prix et le rapprocherait du prix du gaz sur le marché européen. De plus, selon les

(1) Le prix du gaz en Europe est susceptible de baisser en dessous des prix historiquement élevés de 12 $/MBtu en 2011. Tout dépendra des renégociations des contrats long terme pour intégrer une part plus importante de gaz spot (marché de court terme). Des prix élevés du pétrole seraient de nature à favoriser une telle évolution. Un prix compris entre 8 et 10 $/MBtu correspondrait, si on exclut d'éventuelles tensions jouant sur les prix, à un prix d'équilibre envisageable. Un tel niveau de prix permettrait le développement des projets d'importation les plus couteux, voire des gaz non conventionnels européens à terme.

scénarios de l'AIE et de Total, les États-Unis verront plutôt un intérêt à valoriser au maximum cette ressource nationale plutôt qu'à l'exporter. D'autre part, l'exploitation des gaz de schiste en Europe, si elle se développait, permettrait le maintien d'un prix stable et l'assurance de la sécurité en approvisionnement mais ne serait vraisemblablement pas non plus à même d'entrainer une importante baisse des prix (cf 1.2).

Au coût du combustible, s'ajoute le coût du quota carbone pour les émissions de CO_2 en Europe. L'avenir des cycles combinés à gaz reposerait donc sur un prix du gaz bon marché dont l'approvisionnement serait assuré et sur le développement du captage et stockage du carbone[1] (CSC) en cas de forte augmentation du prix du quota dans les prochaines décennies, augmentation vraisemblablement nécessaire à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans sa feuille de route « Energies 2050 » de décembre 2011, la Commission Européenne souligne d'ailleurs l'interaction forte à terme entre la production d'électricité à partir de centrales à gaz et le déploiement des technologies CSC. En cas de déploiement réussi du CSC, on pourrait aussi revenir aux centrales à charbon si les prix relatifs des énergies le justifient et que le système de captage et stockage s'améliore.

- **Le captage, transport et stockage du CO_2 (CSC), une filière à fort potentiel faisant face à des défis techniques, économiques et sociétaux**

Notons que l'on sait déjà séparer le CO_2 pour le traitement du gaz naturel comme c'est par exemple pratiqué en Norvège où certains gisements de gaz naturel sont trop riches en CO_2. On peut également vouloir récupérer du CO_2 pour l'injecter dans les champs en exploitation et obtenir un meilleur taux de récupération du pétrole (EOR).

On distingue aujourd'hui trois techniques de captage du CO_2 : la postcombustion[2], l'oxycombustion[3] et la précombustion[4]. Les trois techniques sont connues et déployées dans le cadre de projets de recherche et de démonstration à l'échelle pilote. Un certain nombre de projets à caractère commercial (< 10) existent aujourd'hui dans le monde, liés dans la plupart des cas à l'extraction d'hydrocarbures, mais des verrous techniques et économiques s'opposent à leur diffusion à l'échelle industrielle. La pénalité énergétique associée aux procédés de captage et de compression (réduction du rendement de la chaudière de 8 à 10 points) ainsi que l'adaptation du dispositif de captage à la variation de charge des centrales peuvent être cités. L'enjeu réside également dans la réduction des coûts d'investissements liés à l'installation d'équipements de captage et dans l'acceptabilité de ces technologies

(1) Les techniques de captage, transport et stockage de carbone (CSC) désignent les procédés visant à séparer le dioxyde de carbone de ses sources d'émissions, majoritairement industrielles et énergétiques et à le transporter après purification et compression dans un lieu de stockage où il sera isolé de l'atmosphère sur le long terme. Ces procédés concernent non seulement le secteur de production d'électricité (centrales thermiques fonctionnant au charbon, au gaz naturel, à la biomasse ou au fuel) mais également des procédés industriels fortement émetteurs de CO_2 (sidérurgie, production de ciment, raffinage et autres).
(2) La post-combustion : les fumées résultant de la combustion sont traitées à l'aide de technologies telles que l'absorption, l'adsorption, la séparation membranaire ou la cryogénie afin d'en extraire le CO_2.
(3) L'oxy-combustion : la combustion est réalisée en absence d'azote afin que les fumées soient riches en CO_2, facilitant sa séparation.
(4) Précombustion (Reformage du gaz ou /Gazéification du charbon ou de biomasse couplée à un dispositif de captage du CO_2) : le charbon combustible est converti en un gaz de synthèse composé essentiellement d'hydrogène et de CO_2. Celui-ci est récupéré, l'hydrogène peut ensuite être brûlé pour produire de l'électricité.

et notamment du stockage géologique *onshore* par les populations. Aucun des procédés n'est donc prêt pour un déploiement commercial avant 2020. La plupart des interlocuteurs rencontrés repoussaient d'ailleurs un déploiement massif du CSC à l'après 2030 : la faiblesse du prix du carbone ou l'absence de financement du projet de démonstration du CSC dans les anciens gisements gaziers de la Mer du Nord sont autant de facteurs qui expliquent ce délai, alors même que cette technologie est considérée comme clé par de nombreux pays souhaitant réduire leurs émissions de gaz à effet de serre tout en utilisant des ressources comme le gaz ou le charbon.

Une fois le CO_2 capturé, il faut le transporter et le stocker. Les solutions existantes pour transporter le CO_2 jusqu'au lieu de stockage sont principalement : le transport par canalisations sous forme supercritique ou par bateaux sous forme liquide. Ces techniques de transport sont déjà utilisées aujourd'hui de par le monde pour du CO_2 de qualité dite alimentaire ou comme au Canada sur le champ de Weyburn pour des usages EOR[1]. Il faut toutefois s'assurer que les propriétés des matériaux des canalisations et des réservoirs ne soient pas altérées en présence d'impuretés (eau, oxydes d'azote, oxydes soufrés..), disposer d'une bonne maîtrise de l'écoulement des fluides complexes et de moyens de détection fiables des fuites éventuelles pour assurer la sécurité du transport. Une fois acheminé jusqu'au site de stockage, le CO_2 est injecté dans un réservoir en profondeur.

Trois principaux types de formations géologiques sont à distinguer pour le stockage géologique : des gisements d'hydrocarbures en fin de vie, des aquifères salins impropres à toute utilisation agricole, ainsi que des veines de charbon inexploitées où le stockage du CO_2 peut être combiné à la production de gaz. Mais des difficultés persistent. Le stockage devant être efficace pour plusieurs siècles, on doit s'assurer de l'étanchéité du réservoir sur le long terme ainsi que de son inertie chimique au CO_2. Les risques de fuite vont imposer des contraintes de surveillance sur le long terme. Il faudra s'assurer que l'environnement est bien préservé (nappe phréatique et micro-organismes). Dans ce but, la directive européenne 2009/31/CE transposée en droit français en 2011 établit un cadre juridique pour le stockage géologique pérenne de CO_2, qui soit non nuisible à la santé humaine et à l'environnement. L'exploration et l'exploitation d'un site de stockage nécessitent ainsi une caractérisation exhaustive afin de s'assurer de son aptitude à accueillir du CO_2 de façon pérenne et sûre, et la mise en place d'un plan de surveillance permettant de détecter et de maîtriser des éventuelles fuites. Les difficultés rencontrées en Allemagne dans l'établissement d'un cadre juridique peuvent être citées comme exemple de l'enjeu que représente l'acceptabilité des populations. Concernant le coût du stockage, par analogie au stockage de gaz, il est aujourd'hui estimé de l'ordre de 1 à 20 € par tonne de CO_2 selon que le site de stockage est onshore ou offshore. Selon les estimations du BRGM, les aquifères profonds du bassin parisien représenteraient un potentiel théorique de stockage d'environ 20 à 30 milliards de tonnes. Néanmoins, ces estimations seront à affiner dans le cadre du déploiement des premiers démonstrateurs.

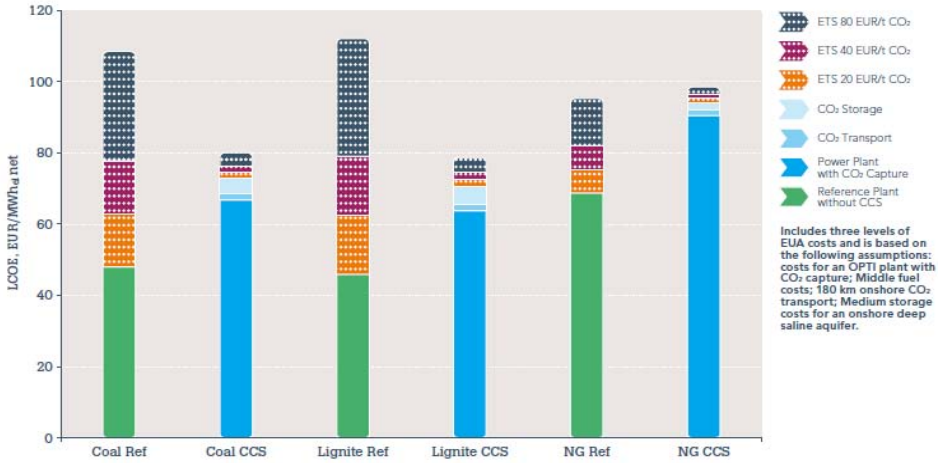
En France, Total a mis en œuvre un projet intégré de démonstrateur de CSC à l'échelle pilote à Lacq. Le Fonds Démonstrateurs de l'ADEME soutient trois projets dont la mise en place d'un démonstrateur de captage en postcombustion sur la centrale à charbon du Havre porté par EDF et Alstom, de nouveaux projets-candidats sont actuellement en instruction dans le cadre des Investissements d'Avenir.

(1) EOR : Enhanced Oil Recovery.

ArcelorMittal pilote un projet de mise en place d'un démonstrateur de taille industrielle de CSC appliqué à la sidérurgie en Lorraine, en s'appuyant sur un consortium de sidérurgistes européens. Le projet fait partie des candidats au « NER 300 », fonds européen dans le cadre duquel plusieurs projets de démonstrateurs de grande envergure (> 250 MWe, stockage de 500 kT à 1MT de CO_2 par an) en Angleterre, aux Pays-Bas, en Italie, en Pologne et en Roumanie et au Danemark sont en cours d'instruction par les services de la Commission Européenne.

Au total, on voit dans le graphique suivant qu'au milieu des années 2020 le surcoût associé à la mise en place d'un procédé intégré de captage, transport et stockage sur une centrale thermique est évalué entre 20 et 35 €/MWh en fonction de la technologie considérée (centrale thermique au charbon, au lignite ou au gaz), le captage représentant la plus grande partie du coût (plus des deux tiers). Le coût correspondant de la tonne de CO_2 évitée varie entre 35 à 90 €/tCO_2. Selon le niveau de prix du CO_2, investir dans le CSC pour une centrale thermique n'est pas forcément plus économique que de payer les pénalités d'émissions de CO_2. Exemple, pour un prix du CO_2 à partir 35€/tCO_2 la centrale au charbon avec CSC est plus compétitive que la centrale au gaz naturel sans CSC.

Graphique 4 : Coûts complets des systèmes CSC intégrés à des centrales thermiques de production d'électricité, en Europe, post 2020



Source : Zero Emission platform

En résumé, le CSC fait figure de filière à fort potentiel de réduction des émissions de CO_2, faisant face à des défis importants de nature économique, technique et sociétale. La feuille de route européenne « Energies 2050 » souligne son rôle essentiel dans la décarbonisation de la production électrique à l'horizon 2050 quel que soit le scénario retenu, tout en mentionnant comme enjeux prioritaires sa viabilité économique et sa faisabilité sociétale.

Une autre possibilité aujourd'hui envisagée en complément du CSC est la valorisation du CO_2, à savoir son utilisation en tant que matière première. Le CO_2 est d'ores et déjà utilisé aujourd'hui soit directement, mais en faibles quantités, dans des procédés industriels spécifiques (production de fluides réfrigérants, solvants, gazéifiant de boissons..), soit transformé pour obtenir des produits chimiques (urée, méthanol, acide salicylique..). Une alternative au CSC serait donc de réussir à valoriser le CO_2 dans des produits à plus forte valeur ajoutée de façon compétitive tout en respectant l'environnement. Afin de prouver leur compétitivité, ces voies de conversion font pour

l'instant l'objet de recherches : conversion électrochimique visant à une hydrogénation du CO_2, la conversion catalytique visant d'avantage au couplage du CO_2 avec d'autres molécules pour conduire à des carbonates organiques (batteries au lithium) ou polycarbonate, la conversion biocatalytique et biologique permettant l'utilisation d'algues ou d'enzymes. Toutefois, le bilan carbone associé aux différentes voies de valorisation du CO_2 mérite d'être analysé précisément puisque dans les procédés de valorisation, le CO_2 n'est généralement pas stocké de manière pérenne mais recyclé pour d'autres utilisations.

- **Les perspectives d'évolution des coûts des énergies renouvelables intermittentes sont orientées à la baisse**

Eolien

La technologie éolienne est proche de la maturité et largement diffusée dans le monde avec 200 GW de capacités installés en 2011 dont plus de 6.6 GW en France. Le coût complet varie en général entre 70 et 80 €/MWh. Le différentiel de coût est en grande partie dû aux différences géographiques en matière de régime de vent. Aux États-Unis, on peut produire de l'électricité pour 50 €/MWh car il existe des zones bénéficiant de l'équivalent de 3 000h de vent pleine puissance. En Allemagne, on ne bénéficie que de 1 400h en moyenne, pour 2 100h en France. En France, le tarif d'achat pour l'éolien terrestre est fixé à 82 €/MWh hors surcoût lié à l'intermittence et au renforcement du réseau. On peut difficilement espérer des gains d'apprentissage notables pour une filière qui est déjà mature. Néanmoins, des progrès peuvent encore être faits sur la gestion des parcs et leur intégration au réseau par exemple, et des baisses de coûts peuvent être envisagées par effet d'échelle, c'est à dire en augmentant la puissance unitaire des éoliennes. On passerait d'éoliennes de 2-3 MW à des éoliennes de 5 MW, mais la taille de ces dernières pourrait poser des problèmes d'acceptabilité.

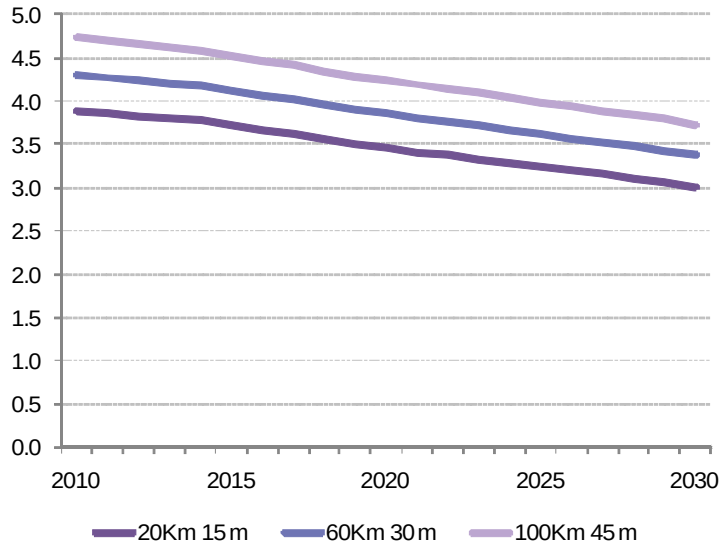
Aujourd'hui c'est la seule énergie renouvelable intermittente considérée comme compétitive par rapport aux technologies plus traditionnelles, mais en toute rigueur, il faudrait comparer des coûts complets intégrant les externalités (capacités de *back-up* nécessaires à la gestion de l'intermittence[1], renforcement du réseau..).

En comparaison, l'éolien en mer, avec seulement 4 GW de capacité installée en 2011 dans le monde, dont aucune en France aujourd'hui, présente un fort potentiel de développement sur les plans techniques et économiques. Même si le coût complet en France aujourd'hui est bien supérieur au prix du marché de l'électricité (180 à 220 €/MWh[2] raccordement compris), une diminution de 20 à 25 % est attendue à l'horizon 2030. Les sources principales de progrès sont à trouver dans la baisse des

(1) Selon RTE, les surcoûts liés à l'intermittence et au renforcement du réseau en métropole n'auront pas d'impact pour l'éolien terrestre à horizon 2020 en France pour des capacités installées cohérentes avec les objectifs du Grenelle de l'environnement, mais des renforcements seront à prévoir pour garantir l'accueil des capacités éoliennes offshore à installer d'ici 2020. Par contre, pour des zones géographiques à plus forte pénétration de l'éolien, d'une manière générale et tant que les capacités de stockage ne sont pas accessibles économiquement, la variabilité de la production éolienne impose de prévoir des marges de sécurité en termes de puissance installée.
(2) Le dépouillement des réponses à l'appel d'offre de janvier 2012 devrait apporter plus de précisions sur ces chiffres qui sont très sensibles à la localisation et au potentiel en termes de vent, ainsi plus on s'éloigne des côtes plus le coût d'installation devient important en raison des fondations à construire et du raccordement au réseau terrestre à réaliser, mais à l'inverse, le facteur de charge augmente.

coûts par effet d'échelle dans la production des composants, une plus grande fiabilité réduisant la nécessité de maintenance et augmentant la disponibilité, ou encore le développement d'une technologie flottante pour les zones plus profondes. L'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes pourra également être un facteur de réduction des coûts : ainsi, des nouveaux modèles de grandes éoliennes sont en cours de déploiement avec une puissance pouvant aller jusqu'à 6 MW et des prototypes de 7, 8 et 10 MW sont annoncés par les constructeurs. Des éoliennes géantes sont également à l'étude (10 à 20 MW). Concernant leur raccordement, une fois les câbles *offshore* des premières fermes installés, les nouvelles fermes peuvent utiliser ces mêmes infrastructures, ce qui permet une mutualisation des coûts de transport et donc une plus grande rentabilité des investissements.

Graphique 5 : Réduction de coûts attendu pour l'Eolien Offshore (en us$/W installé), en fonction de la distance aux côtes et de la profondeur des fonds



Source : Bloomberg Energy Finance – Nov 2011

Photovoltaïque

Il existe deux procédés principaux pour transformer l'énergie solaire en électricité : les cellules photovoltaïques qui convertissent directement le rayonnement en électricité et les centrales solaires thermodynamiques à concentration qui utilisent la chaleur du rayonnement pour produire de l'électricité à l'image des centrales thermiques classiques.

Le solaire photovoltaïque regroupe différentes technologies : silicium cristallin, couches minces, PV organique. Le silicium cristallin présente des rendements entre 15 et 20 % avec un coût du module dont l'objectif est de passer sous les 0,5 €/Wc. A noter que le raffinage du silicium consomme beaucoup d'électricité et dégrade le bilan carbone de l'électricité d'origine photovoltaïque si le mix de production d'électricité du pays producteur est très carboné. La technologie des couches minces progresse, et l'utilisation de moins de matière devrait permettre de diminuer des coûts. En revanche, la performance est moins intéressante puisque les rendements sont plus faibles (de l'ordre de 8 à 12 % aujourd'hui), mêmes s'ils pourraient être améliorés à l'avenir (15-17 % en 2030). De plus, cette technologie fait appel à des matériaux

toxiques ou stratégiques (terres rares). Le PV organique en est encore au stade de la recherche avec des rendements de 4 à 6 % en laboratoire et une durée de vie très limitée.

Le photovoltaïque à fait l'objet de politiques de soutien dans de nombreux pays, qui ont eu tendance, récemment, à revoir à la baisse leurs subventions suite aux importantes baisses de coûts enregistrées par les installations ces dernières années. En France, les tarifs d'achat pour le photovoltaïque se situent aujourd'hui entre 220 et 380 €/MWh pour l'intégré au bâti[1]. Pour les centrales au sol, il existe un tarif à 110 €/MWh, complété par un dispositif d'appel d'offre qui pourrait voir émerger des tarifs plus élevés. Le coût total du système est composé environ pour moitié par le coût du module et pour moitié par le coût des composants du système photovoltaïque à l'exception du module (ces composants sont regroupés sous le terme de Balance of System ou BOS et comprennent l'onduleur, les supports et fixations, le câblage électrique, les équipements de protection, et le cas échéant les dispositifs de stockage). Bien qu'il ait déjà beaucoup baissé par le passé, le coût du module pourrait encore diminuer, c'est ce qui est d'ailleurs avancé par de nombreux experts et notamment par l'AIE. Quelle que soit la filière technologique considérée, on peut espérer des baisses de coûts liés à une baisse des quantités de matériaux utilisées et de leur prix, à une amélioration des rendements et à une amélioration des procédés de production.

Par exemple, les progrès escomptés dans la filière silicium cristallin visent notamment à diminuer la quantité de silicium utilisé en réduisant l'épaisseur de la cellule, sans pour autant perdre en absorption grâce à l'utilisation de réflecteurs en face arrière et plus tard de technologies permettant la rediffusion des photons. Ce qui pourrait en outre augmenter le rendement. On cherche aussi à réduire la consommation énergétique des procédés de purification du silicium et à le temps nécessaire à sa cristallisation, plus on prend le temps et plus la cristallisation est de qualité, il faudrait pouvoir arriver à la même qualité plus rapidement. En outre, pour toutes les technologies, on peut améliorer le rendement en faisant appel à l'hétérojonction[2] et la multi-jonctions[3], et en ayant recours aux nanotechnologies pour « piéger » davantage encore les photons.

En aval de la filière, les modèles d'affaire devraient aussi connaître des progrès significatifs pouvant conduire à une amélioration de la rentabilité.

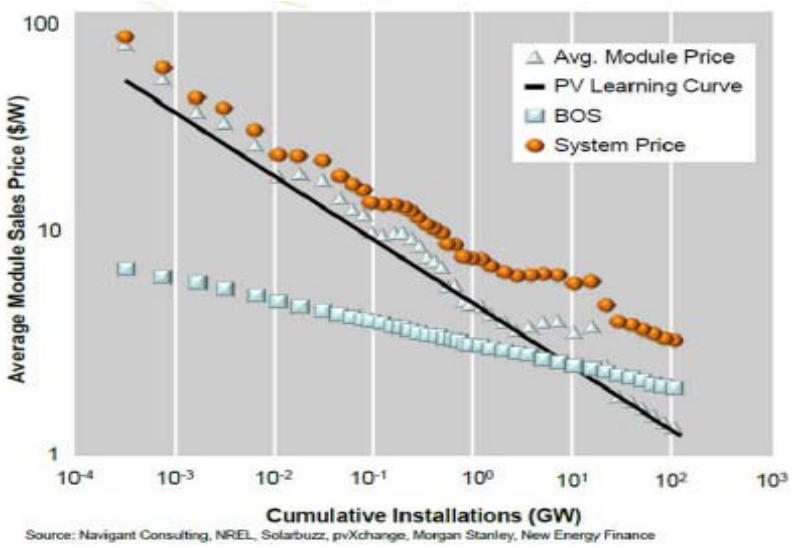
La baisse des prix constatée sur le marché pourrait conduire à un déploiement d'autant plus rapide du solaire photovoltaïque. Mais celle-ci ne peut cependant être attribuée entièrement à une phase d'apprentissage : les surcapacités actuelles de la Chine perturbent en effet fortement le marché et entraînent d'ailleurs la faillite d'un certain nombre de producteurs européens, allemands en particulier.

On peut se montrer plus prudent concernant les perspectives de réduction du coût du BOS, mais néanmoins certains acteurs envisagent d'importants gains liés à des technologies différentes d'assemblage ou des optimisations des systèmes électriques

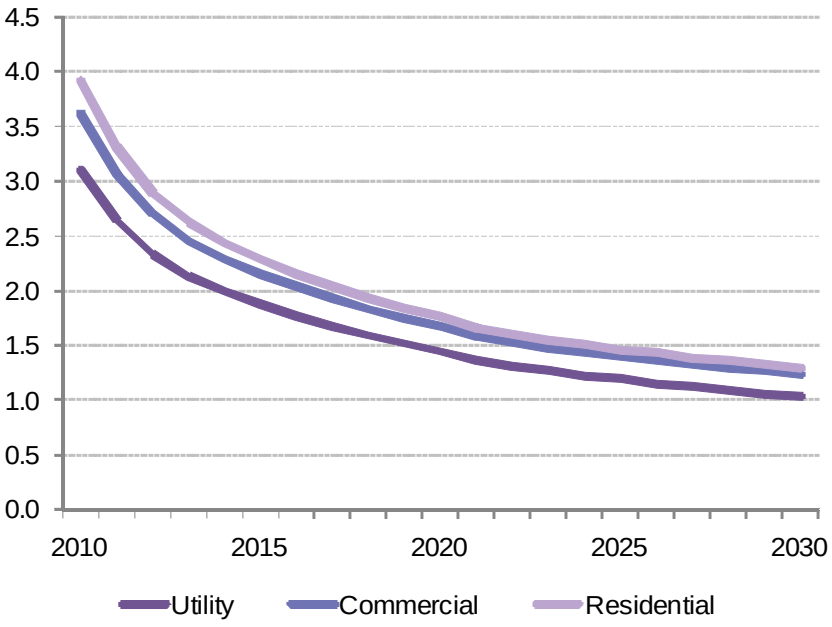
(1) Tarifs applicables entre le 1er janvier et le 31 mars 2012, selon la taille et le type d'intégration ainsi que selon le bâtiment d'implantation.
(2) Jonction de matériaux de natures différentes au sein d'une même cellule dans le but d'augmenter les rendements.
(3) Les cellules multi-jonctions sont constituées de plusieurs couches minces.

par blocs de modules. L'objectif poursuivi étant d'arriver à un système (module et BOS) à 1 €/W d'ici 2020.

Graphique 6 : Évolution du prix du système, du module et du BOS en fonction du nombre d'installations

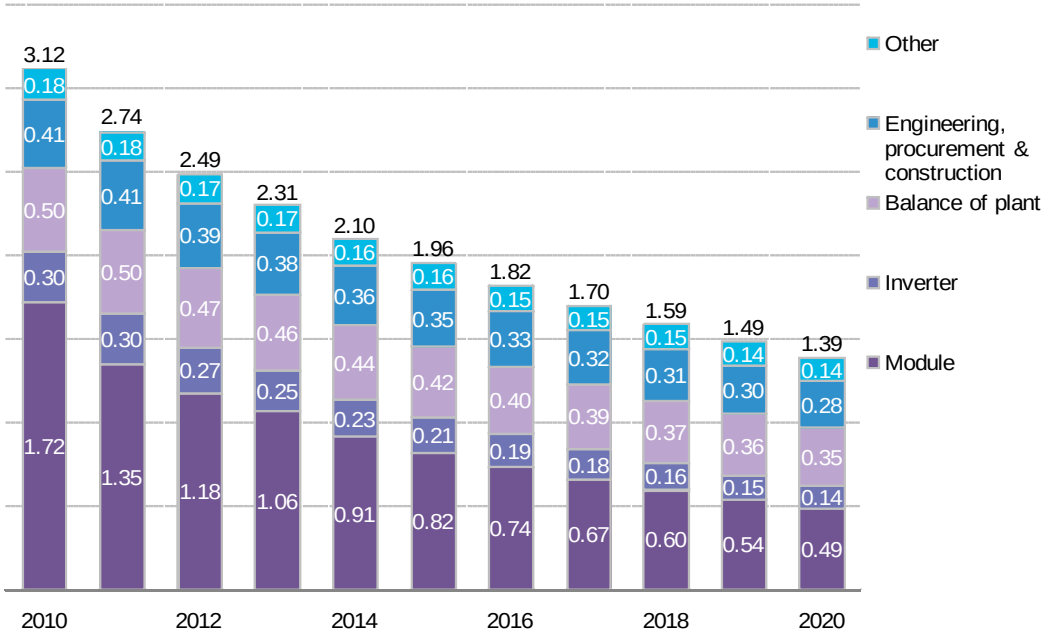


Graphique 7 : Perspectives de réduction de coûts pour le photovoltaïque (en us$/W installé)



Source : Bloomberg Energy Finance – Nov 2011

Graphique 8 : Perspectives de baisse des coûts pour les centrales au sol ($/W)



Source : Bloomberg Energy Finance – Juillet 2011

La notion de rentabilité économique dépend d'un contexte qui dépasse largement le simple coût des composants. Ainsi, la rentabilité de l'électricité photovoltaïque sur le marché de gros dépend en particulier de la combinaison de facteurs géographiques propices (un fort ensoleillement) avec des conditions de marché favorables (prix de marché élevés aux heures où l'électricité d'origine photovoltaïque est produite). La CRE estime le coût évité[1] du photovoltaïque en 2009 à 49.1 €/MWh. Le coût complet du photovoltaïque en France en est encore très éloigné. C'est pourquoi, le photovoltaïque est aujourd'hui beaucoup plus intéressant dans des zones comme le sud de l'Italie ou la Californie puisqu'il y bénéficie d'un important ensoleillement et qu'il y produit en phase avec une forte demande d'électricité liée à l'usage intensif de la climatisation.

De plus, les surcoûts liés à l'intermittence en termes de back-up et de renforcement de réseau ne sont pas pris en compte dans un tel raisonnement. Or l'impact sur le réseau des sources de production intermittente n'est pas neutre sur le plan financier. ErDF qui en a réalisé l'évaluation, estime qu'en deçà d'un certain seuil, le réseau est tout à fait capable d'intégrer la production supplémentaire, mais qu'à partir de 5 à 10 GW, il doit être renforcé et les surcoûts de raccordement commencent à être importants.

Si le foisonnement des énergies renouvelables permet bien de diluer l'impact sur le réseau, l'argument doit être nuancé en Europe car le continent est caractérisé par de grandes zones caractérisées par un même climat. Pour 100 GW installés, on aurait seulement quelques GW garantis à la pointe et il faudra donc prévoir des capacités de back-up et/ou des renforcements de réseau et/ou des capacités de stockage en

(1) Prix moyen de l'électricité aux heures de production des installations photovoltaïques, pondéré par les volumes.

fonction des coûts relatifs de ces technologies à l'horizon considéré et de leur service rendu.

Le solaire photovoltaïque à concentration

Le solaire photovoltaïque à concentration est une technologie reposant sur la concentration du soleil sur de minuscules cellules photovoltaïques multi-couches à très haut rendement. Jusqu'à maintenant le déploiement de cette filière dans le monde est anecdotique mais il pourrait bien s'accélérer dans l'avenir à condition que certaines percées technologiques se fassent. En France, Soitec a récemment mis en exploitation un site de démonstration de 500 kW à Rians (Var) et Heliotrop a raccordé au réseau un module HCPV (High CPV), sur le site du CEA à Cadarache.

Le solaire thermodynamique à concentration

Le solaire thermodynamique à concentration concentre le rayonnement solaire grâce à des miroirs ou des réflecteurs dans le but de chauffer un fluide caloporteur qui va être utilisé comme dans une centrale thermique classique pour produire de l'électricité. Comme la précédente, cette technologie ne valorise que l'ensoleillement direct et par conséquent ne trouve sa légitimité que dans des zones très fortement exposées[1]. Le solaire thermodynamique à concentration présente l'avantage de fournir une production plus régulière tout au long de la journée, grâce à son inertie thermique importante. En outre, lorsque les systèmes de stockage de l'énergie spécifiques seront économiquement rentables, leur couplage avec un dispositif solaire pourrait permettre d'en faire une source de production d'électricité de base ou semi-base. Cette technologie offre également des perspectives de cogénération-chaleur[2]. Pour devenir compétitive, elle devra encore bénéficier de baisses de coûts pour l'ensemble de ses composants et également voir baisser ses coûts de maintenance. Son coût au MWh dépend de l'ensoleillement et de la manière dont cette technologie est mise en œuvre, ce qui varie fortement d'une installation à l'autre : le coût actuel serait ainsi compris entre 250 €/MWh (AIE 2010) et 450 €/MWh (Eurelectric). Le déploiement de cette technologie au nord de l'Afrique, si les coûts baissent suffisamment, est une option à envisager même s'il convient naturellement d'intégrer dans l'analyse les coûts liés au développement des interconnexions nécessaires à l'acheminement de l'électricité en Europe.

- **La rentabilité économique des technologies de stockage d'électricité dépend d'importantes percées technologiques**

Avec le développement des énergies renouvelables intermittentes, la problématique du stockage se pose de façon accrue. En outre, le stockage de l'énergie permettrait de renforcer la fiabilité et la flexibilité des systèmes énergétiques, de réduire le besoin en capacités de pointe et de fournir d'importants services aux réseaux. En cela il serait complémentaire aux efforts de maîtrise de la demande d'énergie et au déploiement de réseaux électriques intelligents.

(1) Il faut beaucoup de soleil, mais également beaucoup d'eau, à cela s'ajoute la contrainte liée au nettoyage du miroir et à l'emprise au sol.
(2) Ainsi que pour le dessalement de l'eau de mer dans les régions soumises à un stress hydrique important.

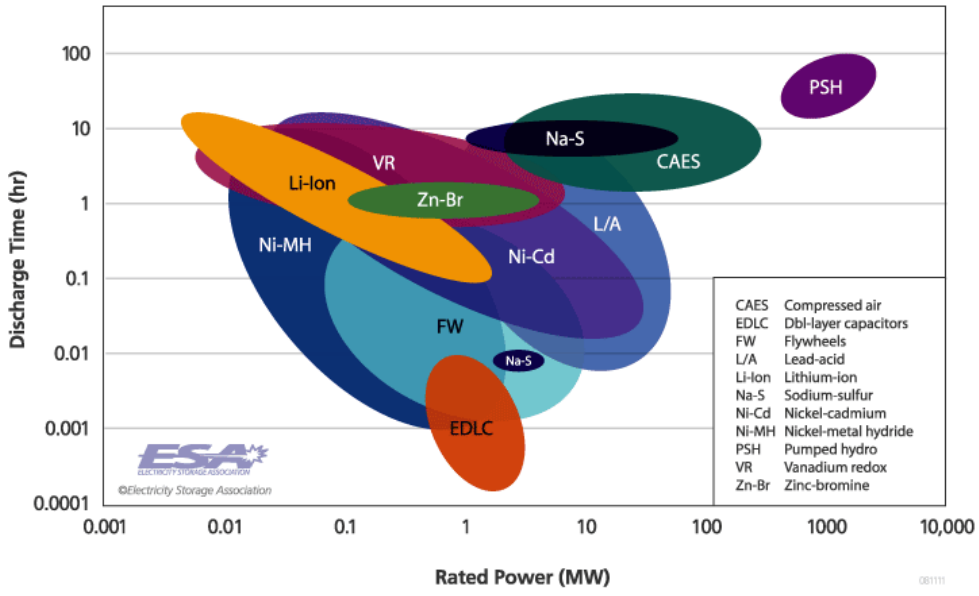
Grandes familles de technologies de stockage

Les solutions de stockage d'électricité se divisent en cinq familles :

- l'énergie mécanique potentielle (barrage hydroélectrique, Station de Transfert d'Energie par Pompage ou STEP, STEP en façade maritime, stockage d'énergie par air comprimé ou CAES) ;
- l'énergie mécanique cinétique (volants d'inertie) ;
- l'énergie électrochimique (piles, batteries, condensateurs, vecteur hydrogène, supercapacités) ;
- l'énergie magnétique (stockage d'énergie magnétique par bobine supraconductrice ou *Superconducting Magnetic Energy Storage* ou SMES) ;
- l'énergie thermique (chaleur latente ou sensible).

Comme illustré sur le graphique ci-dessous, ces familles de technologies ont chacune des caractéristiques techniques différentes (puissance, énergie, réactivité, rendement, auto-décharge, coûts d'investissement, densité…), chaque technologie pouvant être utilisée pour une variété d'usages. En complément de ces technologies de stockage d'électricité qui visent une restitution sous forme d'électricité, il est important de noter également qu'il est possible de stocker l'électricité sous forme thermique pour des usages thermiques (ballons d'eau chaude, systèmes de froid). Lorsque les batteries présenteront de longues durées de vie, les véhicules électriques pourront également constituer un moyen de stockage distribué et mobile. Il existe enfin, lorsque l'on s'affranchit des considérations de coût, des possibilités de stockage offertes par une synergie entre réseaux électriques et réseaux de gaz naturel via les procédés de méthanation par exemple (combinaison d'une production d'hydrogène, notamment par électrolyse de l'eau et d'une source de CO_2 pour produire du méthane de synthèse).

Graphique 9 : Les technologies de stockage par capacité et temps de décharge

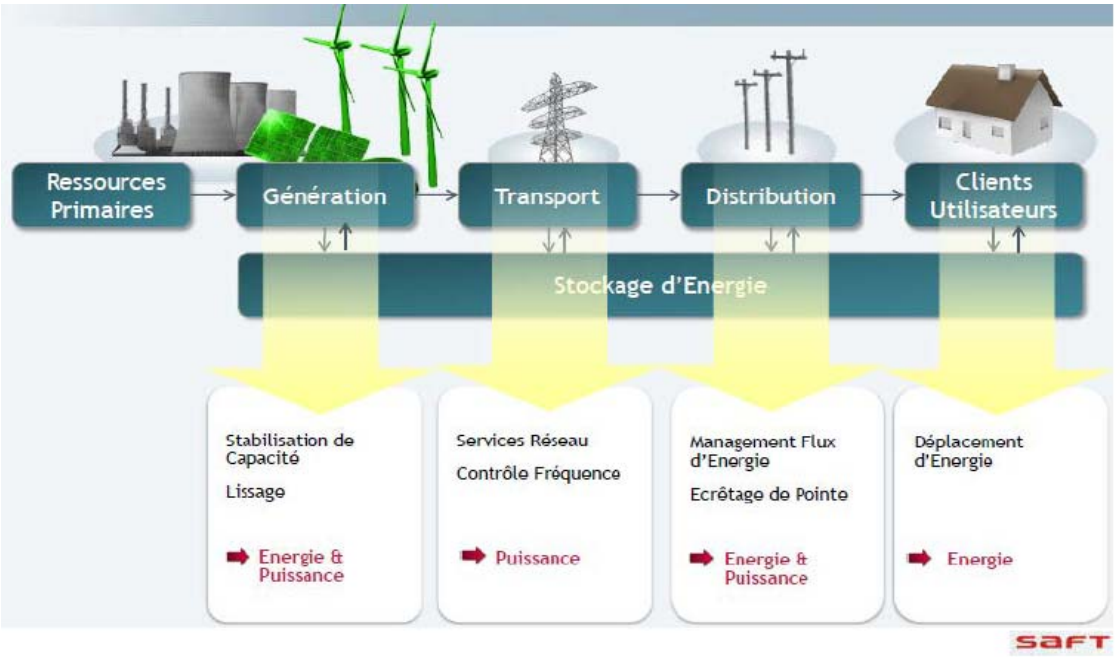


Source : ESA

Des technologies présentes sur toute la chaîne de valeur

La multiplicité des technologies de stockage existantes pour l'électricité permet donc de répondre à différents enjeux propres à la place du vecteur dans la consommation d'énergie française et ne se limitant pas à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes.

Graphique 10 : Le stockage peut être présent sur toute la chaîne de valeur de l'électricité



Source : SAFT

Sur les marchés de l'électricité (arbitrage économique, services de régulation du système électrique), les technologies de stockage de masse avec des durées de décharge de plusieurs heures (stockage hydraulique comme les stations de transfert d'énergie par pompage[1] ou STEP ou encore les installations de stockage d'air comprimé ou CAES) sont aujourd'hui en concurrence avec les turbines à combustion (TAC) et les offres d'effacement.

Des technologies de capacité comprise entre 100kW et 50MW, très réactives, bénéficiant d'un grand nombre de cycles et de bons rendements, avec des durées de décharges de quelques minutes à quelques heures sont très utiles pour une meilleure intégration des sources d'énergies intermittentes. De telles technologies (CAES, batteries Li-Ion, Zebra, Na/S, les redox-flow, certaines batteries au plomb) font l'objet de nombreux projets de démonstration, avec des perspectives de développement différentes en fonction des efforts de recherche et développement, et d'industrialisation. Elles restent néanmoins coûteuses aujourd'hui.

Le stockage d'énergie apporte également de nombreux services aux gestionnaires de réseau pour faire face aux variations brutales de fréquence ou de tension liées aux fluctuations brutales des sources renouvelables intermittentes, mais aussi pour optimiser les investissements de réseau. Ces stockages doivent être de forte

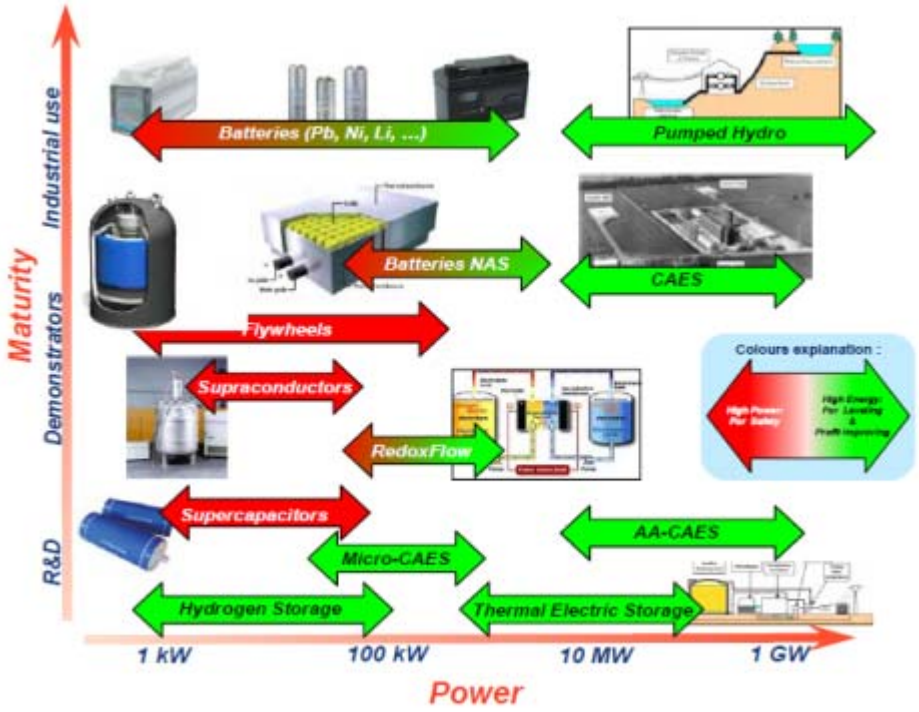
(1) Il y a également des STEP inter saisonnières comme Grand-Maison.

puissance (1 à 100MW), avec beaucoup de cycles, une grande réactivité pour faire face à des durées de charge/décharge courtes (quelques secondes à quelques dizaines de minutes). Les technologies pertinentes pourraient être certaines batteries et super-capacités, les volants d'inertie, les SMES (*superconducting magnetic energy storage*).

Plus en aval de la chaîne de valeur, le stockage d'électricité est aujourd'hui très développé pour certains marchés spécifiques, notamment pour les applications de secours et de continuité d'approvisionnement (*Uninterruptible Power Systems* ou UPS) pour les consommateurs industriels et commerciaux, en complémentarité ou en remplacement de groupes électrogènes. Concernant les consommateurs résidentiels, plusieurs projets de démonstration évaluent aujourd'hui des modèles de stockage d'énergie agrégés, par exemple au niveau des postes de transformation à l'échelle de quartiers, ou des modèles de stockage diffus dans le but de promouvoir l'autoconsommation lorsque le stockage est associé à des installations photovoltaïques ou éoliennes de petite capacité. Des puissances allant de quelques kW à quelques MW seraient alors nécessaires, pour des durées de décharges de moins d'une heure à quelques heures (Na/S, Zébra, Li-ion, plomb-acide, batteries à circulation…).

Ces différentes technologies sont aujourd'hui à des degrés de maturité technologique et économique très différents.

Graphique 11 : Degré de maturité des différentes technologies de stockage, et caractéristiques en termes de puissance et énergie restituée



Source : EDF

En fonction des applications visées, certaines technologies sont adaptées au stockage d'énergie, tandis que d'autres permettent d'absorber ou de délivrer de la puissance rapidement (supercapacités, volants d'inertie) et seraient plutôt dédiées aux réglages du système électrique. Les technologies sont décrites plus précisément dans

la suite de cette partie, en fonction de leur capacité de stockage d'énergie en volume (du plus important avec les STEP au moins important avec les SMES et supercapacités).

STEP

Les STEP représentent en France une puissance installée de 4.3 GW aujourd'hui et une production annuelle de l'ordre de 6 TWh. On peut également compter la production d'usines de type « éclusée » pour 4.2 GW en stockage journalier (les durées de remplissage pouvant varier de 2 à 400h) ou encore celle des usines de lac de barrage (9.1 GW) pour un stockage sur une période beaucoup plus longue. Les STEP sont une technologie de stockage éprouvée, fiable, de bon rendement (environ 75 %) et relativement peu coûteuse, mais les nouveaux sites sont rares en France. Les améliorations techniques de cette technologie consisteraient en une plus grande flexibilité d'utilisation, notamment via les systèmes dits à vitesse variable, en l'exploitation de nouveaux gisements hydrauliques, comme les STEP en façade maritime (ces dernières pourraient être associées à un parc d'éoliennes en mer pour en réguler la production d'électricité) et les STEP de très grande chute. Les gains de flexibilité devraient améliorer les retours économiques sans impact majeur sur les coûts d'investissements, étant donné que la majeure partie des investissements concerne le génie civil.

CAES

D'une capacité de stockage et d'une flexibilité similaire aux STEP, les CAES nécessitent, quant à elles, des sous-sols compatibles avec une caverne de stockage. Le seul site de CAES en Europe se situe à Hunthorf en Allemagne, avec une capacité de 290MW. Ce site construit en 1978 et son équivalent à McIntosh aux États-Unis ont la particularité de nécessiter un apport en gaz naturel pour réchauffer le gaz comprimé en amont de la turbine de détente, ce qui dégrade le rendement (40-50 %) et la compétitivité de la solution par rapport aux STEP notamment. Les sites de démonstration dits de seconde génération, en cours de construction près de New York et en Californie aux États-Unis, visent un rendement de 50 à 55 % en utilisant les dernières technologies disponibles. Les CAES dits adiabatiques offrent une perspective de rendement encore plus élevé (objectif visé de 65 %) à la condition de trouver une technologie adaptée de stockage thermique permettant de restituer la chaleur du gaz comprimé au gaz entrant dans la turbine. Ce sujet fait l'objet de travaux de recherche et constitue le principal verrou technologique des CAES adiabatiques. Le coût d'investissement est difficile à estimer étant donné qu'il existe peu de sites en fonctionnement dans le monde et que les équipements n'ont pas encore bénéficié des optimisations de systèmes liées à une commercialisation plus importante. Le stockage hydropneumatique d'énergie est une voie de progrès du stockage à air comprimé permettant d'améliorer significativement l'efficacité de ce type de stockage et constitue une alternative plus pratique car indépendante des contraintes géographiques et de taille adaptable.

Vecteur hydrogène

Les systèmes de stockage utilisant l'hydrogène combinent aujourd'hui un système d'électrolyse intermittente et un mix d'usages de l'hydrogène (conversion électrique via une pile à combustible, injection dans un procédé industriel ou dans des réseaux de gaz naturel, approvisionnement d'une station de distribution d'hydrogène…).

L'intérêt de ce type de système réside dans la grande flexibilité d'usage du vecteur d'hydrogène et dans le découplage énergie-puissance. Les puissances envisagées vont de quelques dizaines de kW à plusieurs MW, avec des capacités en énergie, dimensionnées par la taille des réservoirs, de plusieurs heures à plusieurs mois en fonction de l'application du système. Pendant leur utilisation, les électrolyseurs et les piles à combustible dégagent de la chaleur (entre 20 et 50 % de l'énergie du système selon la technologie), dont la valorisation améliore la rentabilité économique du système. Les systèmes en cours de démonstration, notamment à Berlin, utilisent un système d'électrolyse couplé à une pile à combustible. Les recherches en cours visent à créer des modules réversibles, capables de réaliser l'électrolyse et l'oxydo-réduction, pour réduire sensiblement les coûts d'investissement qui restent très élevés.

Stockage électrochimique

Le stockage électrochimique[1] concerne des applications de stockage propres aux réseaux électriques mais aussi des applications pour la mobilité. Il comprend une large gamme de couples d'oxydo-réduction qui sont décrits ci-dessous du plus mature au plus amont :

- Les technologies plomb-acide sont matures et très utilisées dans les applications de secours et de continuité d'approvisionnement (UPS) dans les secteurs industriels et tertiaires. Aujourd'hui, les véhicules électriques n'utilisent plus ce type d'accumulateur pour la traction. Malgré le développement considérable des technologies lithium-ion et nickel hydrure métallique, le faible coût des accumulateurs au plomb conduit les industriels à les utiliser dans de nombreux usages, en particulier pour les véhicules à moteur thermique, équipés ou non d'un dispositif de « stop & start », ainsi que pour certaines applications stationnaires. Les nouveaux systèmes, dits plomb-acide avancés, sont en cours de démonstration pour valider leur plus grande durabilité (en nombre de cycles). Ces technologies devraient être commercialement disponibles d'ici 2015.
- Les systèmes de batterie à base de Nickel (NiCd et NiMH)[2] sont commercialisés aujourd'hui pour les applications industrielles et embarquées, et font l'objet de démonstration pour des applications de stockage stationnaire Les batteries nickel-hydrure métallique ont une capacité énergétique massique environ deux fois supérieure à celle des accumulateurs au plomb. Elles sont en outre moins polluantes que les Ni-Cd et peu sensibles à l'effet mémoire qui, dans leur cas, est aisément réversible. Pour ces raisons, elles sont actuellement le standard de l'industrie automobile pour les véhicules électriques hybrides et équipent les Toyota Prius ainsi que les Lexus.
- Les systèmes de batteries sodium-soufre (Na/S) sont commercialement disponibles à l'heure actuelle avec plus de 4000 cycles. La technologie a prouvé sa fiabilité pour les applications requérant des capacités de l'ordre d'1 MW. Son coût est encore élevé mais on peut espérer, dans une certaine mesure, le réduire par effet d'échelle. Un démonstrateur est en fonctionnement à la Réunion depuis juillet 2010, il peut restituer 1 MW pendant 7h.

(1) Ces technologies sont également décrites dans *La voiture de demain : carburants et électricité*, rapport de la mission présidée par Jean syrota, août 2011, La Documentation française,
(2) *La voiture de demain : carburants et électricité*, rapport de la mission présidée par Jean syrota, août 2011, La Documentation française, p 51 à 87.

- Les accumulateurs lithium-ion (Li-ion)[1] sont devenus majoritaires dans les appareils électroniques grand public (téléphones, ordinateurs portables, etc.) et sont également utilisés dans de très nombreuses applications industrielles. À titre d'exemple, ils équipent les satellites mis en place dans le cadre du programme Galileo ainsi que de nombreux drones, ils servent au démarrage de l'alimentation de secours de l'Airbus A350 XWB ou du chasseur multirôles F-35 Lightning II JSF. L'enjeu actuel est de déterminer si ce type de batteries peut permettre le développement du véhicule électrique à un coût raisonnable ou s'il n'est qu'une mode transitoire de quelques années, qui restera marginale par rapport au moteur thermique classique. La mise au point de la batterie lithium air[2] permettrait d'obtenir des performances nettement meilleures. Sa mise au point demande cependant des sauts technologiques qui devraient demander plusieurs années, voire dizaines d'années.
- Les accumulateurs Na/NiCl, dites Zebra, ont été mis au point en 1985 en Afrique du Sud pour des applications stationnaires. Ils se distinguent par l'utilisation d'un électrolyte en céramique à plus de 250°C. Dotés d'une bonne durabilité (supérieure à 1 000 cycles) et d'une bonne densité d'énergie (voisine de 120 Wh/kg), ces accumulateurs doivent être équipés d'un système de gestion électronique de la charge pour fonctionner au mieux. Ils présentent néanmoins un certain nombre d'inconvénients et leur température de fonctionnement en limite l'usage pour les transports ; leur puissance spécifique, voisine de 150 W/kg, est pénalisée par la conductivité réduite de la céramique et peut amener à les utiliser en liaison avec un supercondensateur. Ces batteries doivent êtes maintenues en température, ce qui entraîne une décharge journalière de 10 % à 20 %. Leur mise en température prend 24 heures. Ces batteries ont notamment été utilisées dans les transports collectifs (autobus en Italie).
- La famille des batteries à circulation, dites redox-flow, englobe plusieurs types tels que celles au vanadium et au zinc-brome (Zn/Br) notamment. Ces deux dernières technologies font l'objet de projets de démonstration. D'autres technologies encore au stade de recherche et développement incluent les couples fer-chrome (Fe/Cr), hydrogène-brome (H2/Br) et plomb liquide. Dans l'ensemble, ces technologies sont assez sûres du fait de leur faible densité d'énergie, avec de bons rendements (60-75 %) et une bonne durée de vie annoncée (plus de 10 000 cycles). Il est à noter que le vanadium est une ressource critique et est toxique.

De nombreuses améliorations technologiques font actuellement l'objet d'importants travaux de recherche. Citons simplement[3] : lithium-ion avancé, zinc-air rechargeable, sodium-ion à électrolyte aqueux, lithium-soufre, lithium-air, métal-air. Le Réseau National du Stockage Electrochimique de l'Energie (RS2E)[4] étudie également sur la possibilité d'utiliser à plus long terme des matériaux organiques naturels pour mettre au point de nouvelles batteries. Les baisses de coûts attendues seront également conditionnées par l'évolution des coûts des matières premières.

Volants d'inertie

Les volants d'inertie sont des technologies de stockage de puissance pour de courtes durées (jusqu'à une heure). Les systèmes de 1 kWh à plusieurs centaines de kWh sont

(1) Ibidem, pages 66 à 87 et 229 à 273.
(2) Ibidem, pages 82 à 86.
(3) Ibidem, pages 76 à 87.
(4) Armand M. et Tarascon J.-M. (2008), « Building better batteries », Nature, 451, p. 652-657.

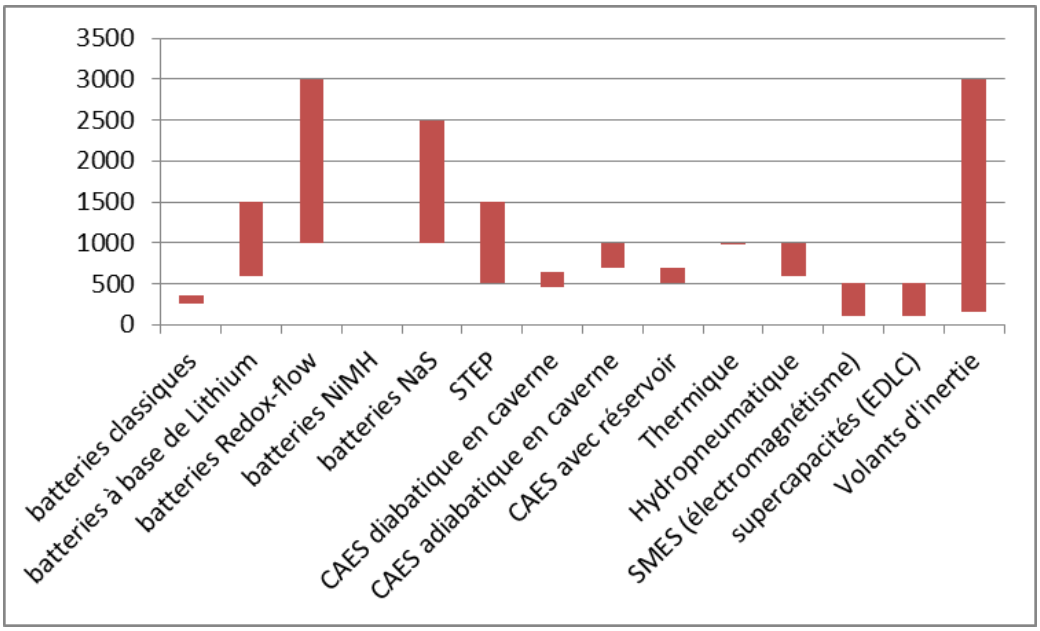
commercialisés pour des applications de continuité d'approvisionnement (UPS) sur les sites industriels et tertiaires. La technologie est caractérisée par un taux de maintenance très faible, et un très bon rendement de conversion. Les travaux de développement en cours visent à augmenter le rendement et à réduire le taux d'auto-décharge. Des projets de démonstration de plusieurs MW sont en cours de construction, notamment aux États-Unis, pour valider les applications de régulation de fréquence.

SMES et supercapacités

En ce qui concerne les technologies de stockage pour les réseaux électriques, les bobines supraconductrices ou SMES fournissent une réponse rapide et présentent une grande efficacité de conversion d'énergie, permettant la stabilisation en fréquence ou en tension du réseau de façon ponctuelle. Mais c'est une technologie au stade de la démonstration. Les supercapacités sont, quant à elles, caractérisées par une forte densité de puissance (5-10000 W/kg) mais par une faible quantité d'énergie et des temps de décharge courts (quelques secondes à quelques minutes) et un nombre quasiment illimité de cycle. Des perspectives de réduction des coûts existent notamment liées aux matériaux utilisés.

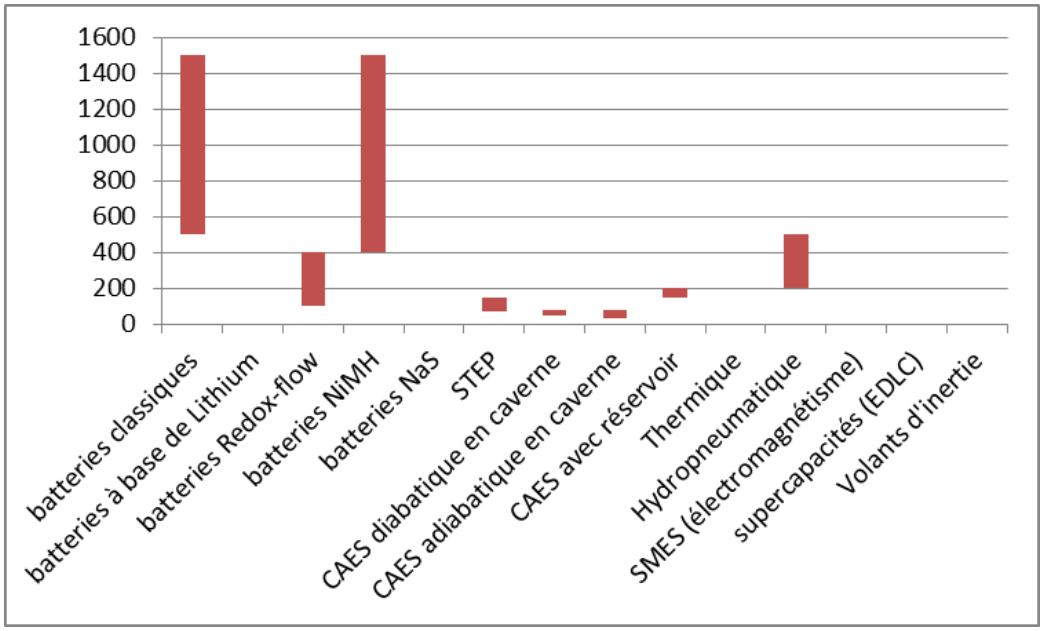
Coûts des technologies de stockage

Graphique 12 : Coûts actuels d'investissement par technologie (€/kW)



Source : Ademe

Graphique 13 : Coûts actuels d'investissement par unité d'énergie par technologie (€/kWh[1])



Source : Ademe

La rentabilité économique des installations de stockage d'électricité dépend du modèle économique de ces installations, donc de la rémunération des services apportés au système électrique et aux utilisateurs, de la variation des prix sur les marchés de l'électricité, de la prise en compte des caractéristiques techniques de l'installation (rendement) au regard des investissements réalisés. Ainsi, si les STEP[2] existantes sont considérées comme matures et compétitives, l'écart des prix base et pointe sur les marchés d'électricité et la rémunération des services systèmes ne sont pas jugés suffisants par les producteurs d'électricité pour permettre la construction de nouvelles installations de ce type. Les coûts complets des technologies de stockage en général, que l'on pourrait souhaiter comparer à ceux des technologies de production traditionnelles, sont particulièrement délicats à calculer. Ils dépendent notamment du prix de l'électricité stockée et de la durée de vie de la technologie, que l'on peut difficilement prévoir. Pour le stockage électrochimique par exemple, la durée de fonctionnement est difficilement mesurable et très dépendante de l'utilisation que l'on en fait.

Degré de maturité des différentes familles de technologies

Le marché mondial du stockage d'énergie est en forte croissance, tiré notamment par les pays développés et émergents avec des objectifs importants de développement d'énergies renouvelables intermittentes. D'ici 2050, un large portefeuille de

(1) A ne pas confondre avec les coûts complets généralement exprimés en €/MWh
(2) D'une manière générale, en France, le différentiel entre le prix de l'électricité restituée et le prix de l'électricité soutirée est réduit par la nécessité de payer le TURPE lors du soutirage de l'électricité. En milieu insulaire, où l'on observe un taux élevé de pénétration d'énergies renouvelables intermittentes, le stockage de l'énergie électrique est une composante importante de la stabilité du réseau et devient très vite économiquement rentable compte tenu des prix de revient locaux de l'électricité (entre 120 et 180 €/MWh en 2009).

technologies pourrait se développer. Les quelques lignes qui précèdent en ont donné un certain nombre d'exemples.

Rappelons néanmoins toutes les incertitudes qui s'attachent à ces développements : la batterie rechargeable de Gaston Planté en 1859, améliorée par Camille Faure en 1881, a donné le coup d'envoi à la fabrication des premières voitures électriques. Le lancement de la Ford T en 1908 a sonné le glas de l'ère électrique et le début de l'âge moderne de l'automobile. Puis, l'histoire du véhicule électrique tout au long du vingtième siècle et jusqu'à nos jours montre que celui-ci a souvent été lancé suite à des évènements ponctuels (chocs pétroliers par exemple) pour être ensuite retiré du marché.

Tableau 1 : Degrés de maturité des différentes familles de technologies de stockage d'électricité

Maturité	Famille de technologies
Mature	STEP, Pb-acide
Commercialisée	CAES de 1ère génération, Pb-acide, NiCd, Na/S
Démonstration	CAES de 2nde génération, Li-ion, NiMH, Pb-acide avancé, batteries à circulation Zn/Br et vanadium
Pilote de recherche	Li-ion avancé, Na/NiCl2, batterie à circulation Fe/Cr, CAES adiabatique, stockage thermique
Laboratoire	Zn-air rechargeable, Li-ion avancé, lithium-soufre, lithium-air, métal-air

- **Les énergies renouvelables non intermittentes offrent des perspectives intéressantes en France et à l'export**

L'hydroélectricité, si elle n'est exploitée qu'à 35 % de son potentiel dans le monde aujourd'hui, a des perspectives de développement encore notables en France, mais limitées lorsque l'on prend en compte l'ensemble des contraintes environnementales. Le potentiel technique global restant à exploiter en France serait théoriquement d'environ 28 TWh par an[1]. Ce chiffre pourrait néanmoins être réduit à moins de 13 TWh/an, voire à 3 ou 4 TWh/an si l'on s'interdit tout aménagement sur les zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF).

Les énergies marines renouvelables, encore globalement inexploitées faute de technologies techniquement et économiquement matures, laissent entrevoir un marché mondial émergent avec des perspectives de croissance non négligeables. En France, le Grenelle de l'environnement prévoit 3 % d'énergie renouvelable marine et d'éolien off-shore dans la consommation finale en 2020. Le caractère régulier et prédictible des énergies marines et leur facteur de charge pouvant être supérieur à d'autres énergies renouvelables permettraient une utilisation de ces énergies en semi-base et base, limitant ainsi les contraintes liées à l'intermittence de la production, avec les répercussions que cela implique sur le réseau.

Plus précisément, l'énergie marémotrice, prédictible et régulière, admet des coûts de production difficilement quantifiables mais variant autour de 100 €/MWh[2], ses

(1) cf. rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, HFDD-Minefi, mars 2006.
(2) Le coût d'une usine marémotrice est là encore compris dans une large fourchette : si le coût de l'énergie de l'usine marémotrice de la Rance semble nettement supérieur à 100 €/MWh, il est néanmoins

perspectives de développement sont cependant limitées. Le principal frein réside dans l'impact environnemental. Les hydroliennes qui permettraient l'exploitation de l'énergie des courants font également partie des technologies les plus matures parmi les énergies marines renouvelables. Les coûts sont aujourd'hui élevés (200 à 250 €/MWh) mais les industriels espèrent atteindre des coûts de 150 €/MWh à l'horizon 2020, notamment en travaillant à diminuer les coûts d'installation et de maintenance. L'énergie houlomotrice, très régulière et très prédictible, est encore au stade de la recherche ou de prototype mais offre des perspectives prometteuses, notamment dans les îles où le coût de production de l'électricité est en général plus élevé. L'énergie thermique des mers, disponible en continu, permet de produire de l'électricité (ou du froid) dans les régions où la différence de température entre eau profonde et eau de surface est d'au moins 20°C. La France métropolitaine ne serait donc pas concernée, mais l'export et l'Outre-mer[1] offrent des débouchés intéressants à horizon 2025. Enfin, l'énergie osmotique, trop peu mature pour une contribution avant 2030, consiste à exploiter la différence de pression entre l'eau douce et l'eau salée par migration de l'eau douce au travers d'une membrane, mais demeure très chère à l'heure actuelle.

La biomasse, enfin, fournit un potentiel valorisable pour la production d'électricité et surtout de chaleur, en particulier pour le bâtiment, les réseaux de chaleur collectifs et dans le tertiaire. La production d'électricité à partir de biomasse est actuellement réalisée à grande échelle dans des centrales à biomasse avec des rendements électriques relativement bas (de 30 à 35 %). La cogénération met à disposition de la chaleur et de l'électricité avec un rendement global nettement plus élevé que celui des filières séparées. De plus, elle présente l'avantage d'avoir un bilan carbone meilleur que celui des centrales thermiques traditionnelles, mais il faut prendre garde à l'impact environnemental plus global et notamment à la qualité de l'air. Une autre technologie de cogénération, utilisant la gazéification de la biomasse, est actuellement en développement, mais les cogénérateurs par gazéification de biomasse sont encore récents sur le marché et la technologie doit progresser en termes de fiabilité et de coût d'exploitation. Enfin cette biomasse lignocellulosique est également envisagée pour alimenter les futures unités de production de biocarburants de seconde génération, ce qui peut se traduire par une concurrence d'usages et conduire à des contraintes sur la ressource disponible.

La géothermie offre également un potentiel pour la production d'électricité régulière mais les coûts dépendent du contexte géologique. La filière affiche des taux de croissance important à l'international, en France l'exploitation des gisements est encore à ses débuts avec une forte dynamique de développement industriel. Deux principales voies sont à distinguer : la production dite « conventionnelle » exploitant des réservoirs géothermiques dans des zones volcaniques, réservée à l'Outre-mer, et les systèmes géothermiques améliorés (« EGS ») exploitant des zones de failles naturelles à grande profondeur (3 – 5 km). La France dispose aujourd'hui de deux sites de production électrique à partir de géothermie. La centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe affiche une capacité installée d'environ 14 MWe. Le projet EGS de Soultz-sous-Forêts en Alsace est pionnier en matière de recherche, développement et déploiement de cette technologie (1,5 MWe). Ainsi, l'Outre-mer présente un contexte géologique et politique favorable à la géothermie, qui pourrait

possible dans des configurations favorables d'obtenir un coût du MWh proche de 100 €/MWh, voire même inférieur.

(1) Des projets pour la production d'électricité en Martinique et pour la production de froid en Réunion sont à l'étude.

jouer un rôle important dans l'atteinte des objectifs d'autonomie énergétique, tandis que les technologies EGS pourraient trouver un fort potentiel de déploiement en France métropolitaine, sous réserve de réduire les coûts et de maîtriser les impacts environnementaux[1]. A l'international, l'AIE[2] table sur la mise en route de 50 projets d'EGS d'ici 2020.

- **Les technologies nucléaires**

Les réacteurs de technologie actuelle (générations 2 et 3) à uranium

Les réacteurs à eau (bouillante ou pressurisée) sont développés depuis les années 50. Ils consomment de l'uranium (environ 6 000 t/an pour les 58 réacteurs français d'EDF). Les réacteurs actuels sont dits de 2de génération, alors que l'EPR (en construction à Flamanville, dans le Cotentin) est un réacteur de 3ème génération.

La différence essentielle est que ce dernier réacteur intègre dès sa conception des améliorations en termes de sûreté, intégrant le REX de Three Mile Island et de Tchernobyl :

- une protection renforcée contre les agressions externes de tout type, qui aurait dans ce cas précis apporté une protection efficace contre le tsunami (diesels opérationnels) ;

- une redondance augmentée des fonctions de sûreté dont la séparation et la protection sont accrues ;

- la prise en compte des accidents graves dans le dimensionnement du réacteur : enceinte renforcée, apportant une grande autonomie sans rejet en cas de fusion du cœur, conception évitant l'endommagement de l'enceinte par risque hydrogène, récupérateur de corium… Il est à noter que ces dispositifs sont passifs.

Les réacteurs existants sont, quant à eux, réévalués tous les 10 ans environ par l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Des prescriptions en découlent, qui visent en particulier à réévaluer leur niveau de sûreté, au regard des meilleurs technologies disponibles.

De plus, à la suite de l'accident de Fukushima, des évaluations complémentaires de sûreté ont été menées par les exploitants, sur prescription de l'ASN. L'évaluation complémentaire de sûreté consiste en une réévaluation ciblée des marges de sûreté des installations nucléaires à la lumière des événements qui ont eu lieu à Fukushima, à savoir des phénomènes naturels extrêmes (séisme, inondation et leur cumul) mettant à l'épreuve les fonctions de sûreté des installations et conduisant à un accident grave. L'évaluation porte d'abord sur les effets de ces phénomènes naturels ; elle s'intéresse également au cas d'une perte d'un ou plusieurs des systèmes importants pour la

(1) Pour augmenter la perméabilité de ces réservoirs, fracturés naturellement et profonds de plusieurs milliers de mètres, une stimulation par voie hydraulique ou chimique peut s'avérer nécessaire. Le projet mené à Soultz-sous-Forêts a permis de passer du concept dit « hot dry rock HDR » d'injection massive sous très haute pression (qui s'apparente à la fracturation hydraulique des réservoirs de gaz de schiste) à l'utilisation de techniques d'injection contrôlée à pression limitée. La proximité du concept initial du HDR avec des techniques mal acceptées par la population dans le cadre des gaz de schistes nécessitera une vigilance particulière. Un possible amalgame entre ces techniques pourrait mener vers un refus de la géothermie EGS.
(2) AIE, technology roadmap, geothermal heat and power, 2011.

sûreté mis en cause à Fukushima (alimentations électriques et systèmes de refroidissement) quelle que soit la probabilité ou la cause de la perte de ces fonctions ; enfin elle traite la gestion des accidents graves pouvant résulter de ces évènements..

Le recyclage des combustibles usés

Le traitement – recyclage est un choix stratégique national qui a été fait dans les premières décennies du développement du nucléaire en France et qui s'inscrit dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Le recyclage des combustibles peut permettre une économie d'uranium allant jusqu'à 25 %, via la réutilisation du plutonium (et la fabrication du combustible MOX) et de l'uranium encore utilisable, via un nouvel enrichissement (combustible dit « URE »). En effet, un combustible à l'uranium naturel usé contient environ 94 % d'uranium, 1 % de plutonium, 4 % de produits de fission et 1 % d'actinides mineurs. Le traitement des combustibles usés à l'usine de La Hague permet d'extraire séparément l'uranium et le plutonium et de conditionner les actinides mineurs et les produits de fissions sous forme de colis de déchets vitrifiés d'une très grande durabilité destinés au stockage géologique. Ainsi, cette technique permet de minimiser les quantités d'actinides mises aux déchets, le plutonium[1] étant recyclé.

Enfin, la maîtrise de la technologie du recyclage des combustibles usés sera un des éléments absolument indispensables pour mener une stratégie de développement de réacteurs à neutrons rapides (cf. infra).

La gestion des déchets radioactifs en France

Les déchets produits par le parc actuel sont essentiellement constitués des déchets d'exploitation des réacteurs et du cycle (plutôt de faible activité), des déchets issus des combustibles usés (essentiellement de haute et moyenne activité à vie longue), et de déchets de démantèlement de faible et très faible activité.
Ce qui différencierait les différents scénarios concernant le parc nucléaire est essentiellement de deux ordres :

- la quantité de déchets, liée pour partie notable à la production électrique d'origine nucléaire ;
- la nature des déchets.

La quantité de déchets issus de combustibles usés est bien connue : une tonne de combustible usé (tonne de matière lourde) est conditionnée sous forme d'environ 0,8 colis de déchets vitrifiés et de moins d'un colis de coques et embout compactés. Chacun de ces colis « standards »a un volume de 180 litres. Ainsi, la production nucléaire actuelle débouche-t-elle annuellement sur un peu plus de 1200 tonnes de combustibles usés et donc un volume de colis de 400 m^3 environ (pour les déchets HA et MAVL). Ces quantités sont relativement modestes en volume par comparaison à celles issues du nucléaire historique (réacteurs de première génération) et à celles des déchets de faible ou très faible activité. Toutefois, les déchets HA concentrent 95 % de la radioactivité de l'ensemble des déchets d'origine électronucléaire. Ainsi, la

(1) Le plutonium est l'actinide quantitativement le plus radiotoxique à long terme.

radioactivité de l'ensemble des déchets issus du secteur électronucléaire croît assez linéairement avec l'exploitation des réacteurs.

La nature des déchets pourrait par contre être différente si un ralentissement important ou une sortie du nucléaire se produisait, assortie d'un arrêt du recyclage en MOX et du conditionnement des déchets ultimes des combustibles usés et conditionnés en colis « standards » à La Hague. Ce type de stratégie conduirait à devoir stocker en l'état les combustibles usés.

Les réacteurs nucléaires au thorium

Aucun réacteur industriel au thorium n'est actuellement en service, bien que des tests aient été réalisés au niveau prototype.
La mise en œuvre du thorium dans les réacteurs nucléaires permettrait de tirer parti des possibilités de conversion du Thorium 232 naturel en Uranium 233 fissile; divers systèmes sont considérés depuis des dizaines d'années.

L'avantage de cette technologie de réacteurs est d'être d'un type proche des réacteurs à eau actuels et de se passer, à terme, d'uranium. Sachant qu'il y a au total en théorie trois fois plus de Thorium (Th) que d'Uranium (U) dans la croûte terrestre, mais que les "ressources conventionnelles" actuellement identifiées sont plus faibles (16 Mt d'U - 6 Mt de Th).

Les études actuellement disponibles montrent qu'il n'est pas réaliste d'envisager de développement de ces réacteurs pendant la période d'étude de la Commission, malgré des possibilités de compétitivité (qui resteront à prouver) et compte tenu des délais inhérents à la mise en œuvre de ces techniques, en prenant en compte de surcroît que ce n'est pas le thorium qui est fissile, mais l'uranium 233 qui en provient après capture neutronique. Il faut donc du temps pour produire le stock de combustible nécessaire à ce type de parc.

Les réacteurs nucléaires de 4ème génération à neutrons rapides

Les réacteurs de 4ème génération visent à répondre à des objectifs de durabilité du nucléaire, par l'économie de la ressource naturelle et par minimisation de la quantité des déchets, de sûreté et de fiabilité accrue. De nombreux types de réacteurs sont étudiés dans le cadre du forum international génération IV (GIF), dont des réacteurs à neutrons rapides et des réacteurs à haute température (à neutrons rapides ou non).

En France, le choix a été fait de porter l'effort sur les réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium, filière qui est jugée comme étant la mieux placée pour l'atteinte d'une démonstration à une échelle industrielle. Une action de moindre envergure porte cependant sur les réacteurs rapides refroidis par gaz.

Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) réunissent en effet des avantages importants en matière de durabilité énergétique :

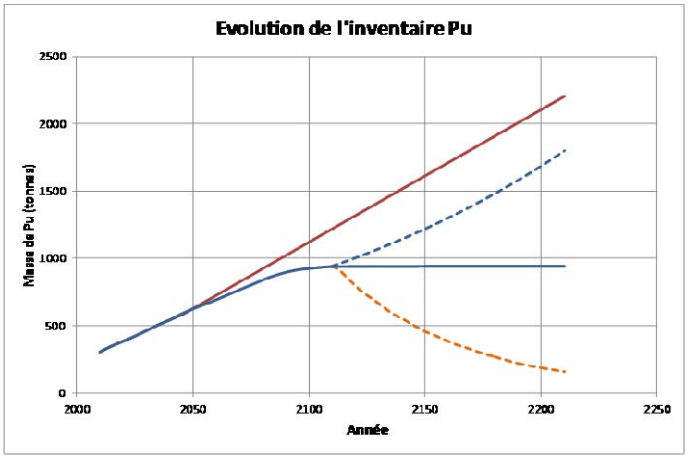
– les RNR permettent de valoriser totalement la ressource en uranium : l'uranium naturel est composé à plus de 99 % d'uranium 238, et environ 0,7 % d'uranium 235. Dans les réacteurs de génération 2 ou de génération 3, c'est principalement l'uranium 235 (isotope fissile) qui est utilisé, soit moins de 1 % de la matière première. Les réacteurs à neutrons rapides ont eux la capacité de brûler l'uranium 238 (isotope fertile) en le transformant par capture neutronique en plutonium 239

(isotope fissile) qui alimente la réaction de fission. Ainsi, le potentiel énergétique de l'uranium s'en trouve multiplié par un facteur jusqu'à 100. Il est à noter que la France dispose sur son territoire d'un stock important d'uranium 238 de par ses stocks d'uranium appauvri (près de 300 000 tonnes entreposées à Pierrelatte et Bessines), ce qui permettrait de produire de l'électricité au niveau actuel pendant plusieurs milliers d'années.

– les RNR ont la capacité de recycler efficacement le plutonium et pourraient permettre de brûler les actinides mineurs, produisant ainsi des déchets radioactifs ultimes qui pourraient être débarrassés des principaux composants les plus radiotoxiques à long terme.

En outre, ces réacteurs permettraient de gérer les stocks de plutonium et d'ajuster leur montant à ce qui est optimal, pour un parc donné. Ils permettraient aussi de faire décroître ce stock, en cas d'arrêt du nucléaire, avec cependant des constantes de temps longues (plusieurs dizaines d'années au moins).

Graphique 14 : Possibilités d'évolution des stocks de plutonium via le développement de réacteurs rapides (Courbe rouge : tendanciel sans réacteurs rapides ; courbes en tirets : évolutions possibles des stocks selon les parcs et la gestion en réacteurs rapides)



Source : CEA

Au titre des inconvénients, ces réacteurs en ont principalement trois :

– ils ne sont pas actuellement disponibles sur le marché (à l'exception de concepts russes, mais pouvant être considéré au plan de la sûreté comme moins avancés que les réacteurs à eau de 3ème génération)[1] ;

(1) Un réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium de nouvelle génération ne pourra voir le jour qu'à condition de pouvoir se situer à un niveau de sûreté au moins équivalent à celui des réacteurs à eau qui existeront alors. Il est donc nécessaire de démontrer une conception objectivement en progrès par rapport aux réacteurs précédents (Phénix et Superphénix). La R&D a donc à lever un certain nombre de verrous technologiques afin de répondre aux grands enjeux qui ont été identifiés. En particulier sur la sûreté du réacteur, le travail doit porter en premier lieu l'exclusion pratique du risque de dégagements importants d'énergie en situation accidentelle grave ainsi que la réduction au minimum des risques d'interactions entre le sodium et l'air ou l'eau.

- ils resteront probablement longtemps plus chers en termes d'investissements que les réacteurs à eau (le CEA cite des écarts de 20 à 30 % sur le coût de construction) ;
- leur acceptabilité n'est pas acquise, l'épisode de l'arrêt de Superphénix restant dans les mémoires.

La sûreté de ces réacteurs sera par ailleurs un point clé de leur développement. L'audition du CEA sur ces réacteurs a mis en évidence des caractéristiques potentielles des RNR à sodium favorables à la sûreté. Parmi celles-ci, on peut citer en particulier :

- un concept à cuve intégrée avec une grande cuve et une masse de sodium en rapport, ce qui offre une très forte inertie thermique, gage de sûreté ;
- une variante de concept serait de s'interdire les échangeurs sodium-eau (échangeur au gaz), évitant les interactions sodium et eau ;
- le circuit primaire n'est pas pressurisé ;
- la marge à l'ébullition est très grande (typiquement 300 degrés) ;
- la facilité de mise en route de la circulation naturelle du sodium pour refroidissement ;
- la possibilité d'évacuation de la puissance résiduelle, via des dispositifs actifs ou passifs, déjà testés par le passé.

Les recherches conduites par le CEA sur ces systèmes dits de 4ème génération portent sur deux concepts de réacteurs qui diffèrent par leur caloporteur et leur degré de maturité : les réacteurs rapides refroidis au sodium avec le projet de prototype ASTRID et les réacteurs rapides refroidis au gaz comme autre solution avec la mise en place d'une collaboration européenne afin de préparer la construction d'un démonstrateur expérimental de 100MWth ALLEGRO. En 2012 conformément à l'échéance fixée par la loi du 28 juin 2006, sera produit le dossier d'orientation destiné à fournir aux Pouvoirs Publics les éléments nécessaires à la prise de décision de poursuivre la construction du prototype ASTRID, qui pourrait entrer en service à l'horizon 2020 si la décision en était prise.

Le marché de ces réacteurs dépend de critères industriels comme l'économie (compétitivité et diminution des risques d'exposition aux fluctuations du prix de l'uranium) et de critères plus régaliens comme la sécurité d'approvisionnement et la gestion des déchets. En France, les parties impliquées (CEA, AREVA, EDF) considèrent qu'une première fenêtre d'opportunité pourrait s'ouvrir vers 2040. Le CEA présente dans ce rapport un examen de la question de l'anticipation en 2035 de la construction des premiers réacteurs industriels en France.

Les autres concepts de réacteurs et d'usage du nucléaire

➢ Applications non électrogènes

Des applications non électrogènes du nucléaire pourraient voir le jour dans quelques décennies, dans le monde et probablement en France. Elles ne figurent dans aucun scénario examiné par la Commission, bien qu'elles puissent jouer un rôle important en

2050. Leur émergence serait liée en particulier aux très importants progrès en cours sur les matériaux.

Ces applications du nucléaire pourraient apparaître dans les domaines suivants :

- chaleur haute température ;
- dessalement (mais hors de France) ;
- cogénération et chaleur basse température ;
- production d'hydrogène (plusieurs technologies).

A l'horizon 2050, les débouchés potentiels de ces techniques pourraient être considérables, si elles devenaient compétitives (raffinage, sidérurgie, chimie, gaz industriels, papetiers, carburants synthétiques, mobilité à hydrogène, stockage, chauffage urbain…)… Sachant qu'il n'y a pas à ce jour d'utilisation non électrogène de la chaleur nucléaire (hormis quelques utilisations marginales).

De nouveaux types de réacteurs sont à l'étude pour satisfaire notamment les besoins en haute température. Cette stratégie est une des voies de la 4ème génération au niveau international : il s'agit des réacteurs à haute température. En France, les nouvelles applications du nucléaire pourraient correspondre à des dizaines de réacteurs. Au niveau mondial, il faudrait 850 réacteurs thermiques de 600 MW pour satisfaire la seule production actuelle d'hydrogène (pour 50 Mt/an).

Mais ces programmes ne sont actuellement pas ou peu financés en Europe et dans le monde. Presque tous les états, France comprise, préconisent un financement par les industriels. Etant donnés les efforts à consentir et, surtout, l'horizon encore éloigné de mise en œuvre, la rareté du financement privé a débouché sur un quasi arrêt de ces programmes. Ainsi, en France, le CEA ne travaille plus aujourd'hui sur les applications non électrogènes de la chaleur nucléaire faute de demande industrielle.

➢ Opportunités pour la production d'hydrogène « vert » et de biocarburants

Un vecteur de stockage dont les usages potentiels seraient nombreux est l'hydrogène. L'électricité du nucléaire (aux heures creuses) et des EnR en surplus pourrait être stockée sous forme d'hydrogène qui serait ensuite utilisé soit directement dans des batteries pour le véhicule électrique par exemple, soit indirectement dans des piles à combustibles ou pour la fabrication de biocarburants. Ce procédé pourrait ainsi contribuer à la décarbonisation de différents secteurs de l'énergie, tels que les transports et l'industrie.

Actuellement, la production d'hydrogène se fait principalement par reformage du méthane. Le coût de cette transformation est de l'ordre de 2 €/kgH2. La production d'hydrogène à partir du nucléaire peut se faire selon trois voies : l'électrolyse alcaline ou à membrane échangeuse de protons, l'électrolyse à haute température (900°C)[1], la thermochimie[2] .

(1) Son coût est estimé à 4,5 €/kgH2 par le CEA.
(2) Le CEA à estimé son coût à 8 €/kgH2 en raison de la complexité du procédé (ce qui a conduit à arrêter les recherches en France sur ce procédé en 2007).

L'hydrogène est facilement stockable et ses usages pourraient être multiples[1].

La production nucléaire d'hydrogène pourrait être utilisée en synergie avec la biomasse pour la fabrication de biocarburants : l'ajout d'hydrogène multiplie par deux le rendement au kg de biomasse, ce qui permet une optimisation de la ressource.

➢ Opportunités du nucléaire dans les réseaux de chauffage basse température

Par ailleurs, des synergies peuvent être trouvées entre nucléaire et chaleur : en Finlande l'électricien Fortum s'est intéressé à un projet de chauffage de la banlieue d'Helsinki à l'horizon 2020 avec les rejets thermiques d'un projet de 3ème centrale nucléaire sur le site de Loviisa distant d'une centaine de kilomètres. Avec les progrès réalisés dans les réseaux de transport de chaleur au voisinage de 100°C, le projet est jugé économiquement viable par l'électricien Fortum[2]. Il pourrait être pertinent d'évaluer les économies d'énergie qui pourraient être réalisées en France par la réutilisation des rejets thermiques de certaines centrales électriques en privilégiant les zones où préexistent des réseaux de distribution de chaleur. Le potentiel pourrait être important, si cette technologie était acceptée.

1.2. Les réserves en énergies fossiles ne sont pas menacées à court terme

En tout état de cause, il semble évident que l'on aura encore besoin de pétrole et de gaz pendant plusieurs dizaines d'années : notamment dans le secteur des transports. Par ailleurs la forte électrification des usages sur laquelle table bon nombre de scénarios, n'a de sens que si le mix électrique continue de fournir une électricité peu chère et peu carbonée, sans quoi on pourrait se retourner vers le chauffage au gaz et envisager le développement d'autres usages.

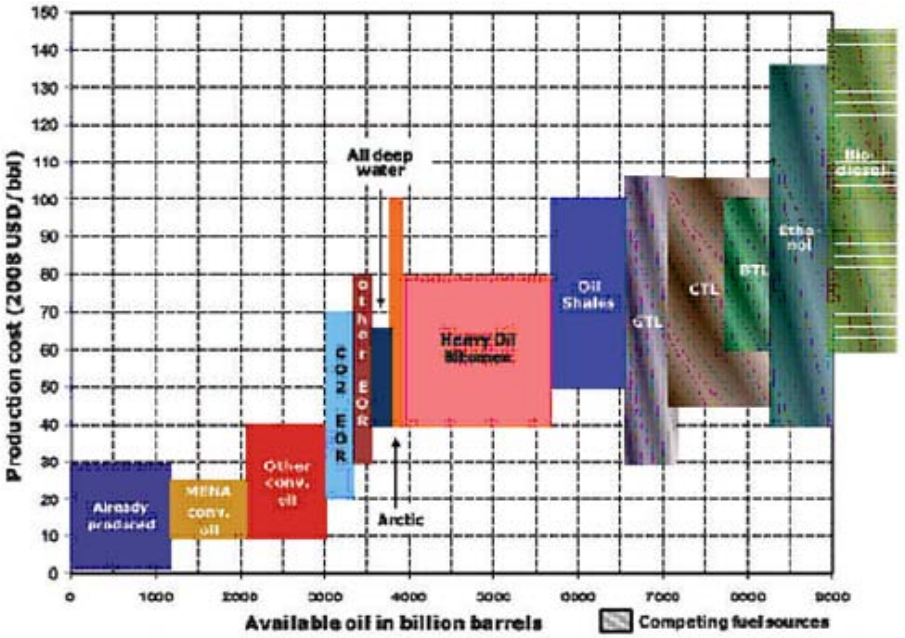
Les hydrocarbures dits « non conventionnels » jouent déjà un rôle important dans des pays comme les États-Unis qui ont vu leurs réserves plus que doubler. Si leur exploitation en Europe venait à se faire sans risque environnemental avéré et était acceptée par les populations, ils pourraient jouer un rôle croissant dans les années à venir.

Dans son scénario central « nouvelles politiques » l'AIE table sur une croissance de la consommation pétrolière de 90 à 100 mb/j entre 2010 et 2035. Un scénario de stabilité de la consommation à 90 mb/j soit 33 milliards de barils par an équivaut à une consommation cumulée entre le début de l'ère pétrolière et 2050 de 2500 milliards de baril. Cela signifie que les 3500 Mb de ressources conventionnelles seront largement entamés et qu'il faudra inévitablement faire appel, sauf dans l'hypothèse d'une très forte baisse de la consommation mondiale, à l'ensemble des ressources non conventionnelles à la fois plus coûteuses et plus délicates à développer. Dans ce

(1) Le CEA considère que le marché européen de l'hydrogène pourrait dépasser 50 Mt/an en 2050. Les premiers usages concernent essentiellement la production d'ammoniac pour les engrais et l'amendement des pétroles lourds pour en optimiser le raffinage. Les nouvelles perspectives d'utilisation à l'horizon de 2020-2030 se situeraient dans de nouveaux secteurs de la chimie, le stockage de l'énergie, les transports (directement ou en tant que constituant de carburants de synthèse), et pour l'industrie (en tant que réactif chimique ou substitut des combustibles fossiles).
(2) Le projet de Loviisa-3 conduirait à un coût de la chaleur nucléaire de l'ordre de 11 €/MWh au lieu de 18 à 25€/MWh avec l'utilisation de biomasse ou de charbon. En outre, il permettrait de réduire de 4 Mt/an les émissions de CO_2.

contexte, l'hypothèse de fortes tensions sur les prix, au-delà de la hausse tendancielle prévue, pour les 40 ans à venir constitue un scénario crédible à ne pas écarter d'emblée.

Graphique 15 : ressources disponibles et coûts de production du pétrole



Source: An updated version of the IEA's 2005 publication *Resources to Reserves: Oil and Gas Technologies for the Energy Markets of the Future* to be published later this year.
[1] *Production cost is defined as the break-even point and does not include an assumed return on investment*

Il existe des ressources abondantes en hydrocarbures dits « non conventionnels ». Le qualificatif « non conventionnel » n'étant pas forcément très précis, on distingue en général deux catégories : les hydrocarbures dont la transformation naturelle ne les a pas encore amenés à l'état d'hydrocarbures conventionnels classiques et nécessitant un raffinage spécial (pétroles lourds ou extra-lourds, sables bitumineux ou encore schistes bitumineux) et les hydrocarbures de roche-mère (huile et gaz) qui ont la même composition que les hydrocarbures conventionnels mais qui sont piégés dans leur roche-mère et n'ont pas migré dans une roche réservoir et nécessitant de ce fait des stimulations pour les en extraire. Deux techniques existent aujourd'hui pour l'extraction des hydrocarbures de roche-mère : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. C'est aux États-Unis que ces techniques se sont déployées et ont ouvert l'accès à de nombreux et très importants gisements. Ceux-ci pourraient représenter plus du double des réserves de gaz dits « conventionnels ». La révolution des gaz non conventionnels dans ce pays provient de la rentabilité de cette technologie, rentabilité qui a surpris la plupart des professionnels.

En France, à l'heure actuelle, le cadre réglementaire ne permet pas d'envisager les hydrocarbures non conventionnels comme directement exploitables, mais à l'horizon 2050, ils représentent une ressource nationale intéressante et un enjeu financier pour la facture énergétique de la France. L'encadrement de ces technologies reste aujourd'hui à bâtir à partir d'une expertise pluraliste et d'un dialogue avec la population. Le succès indéniable de leur exploitation aux États-Unis est lié notamment au fait, qu'à la différence de la France, le sous-sol contenant des substances énergétiques appartient au propriétaire du sol. Mais ce pays a bien compris les enjeux environnementaux et le président Obama a mis en place une commission visant à

proposer des règles plus strictes, visant une exploitation irréprochable d'un point de vue environnemental. En Europe son exploitation pourrait commencer en Pologne, compte tenu de la forte dépendance au gaz russe de ce pays. Une exploitation plus large sur le continent passera par un dialogue ouvert entre les différents intervenants et par l'assurance que les technologies sont sans risque en particulier pour les nappes phréatiques.

La fracturation hydraulique, bien qu'interdite en France[1], est aujourd'hui la méthode la plus efficace pour une exploitation économiquement rentable des hydrocarbures de roche-mère. La technique consiste à injecter, à très haute pression, un mélange d'eau, de sable et de substances chimiques afin de créer des « fractures » et de libérer le gaz prisonnier. Cette technique est mature et déjà utilisée lors de l'exploitation de gaz et de pétrole conventionnels. On ne s'attend donc pas à des percées technologiques majeures, mais certaines améliorations ne sont pas inenvisageables, notamment en termes d'impact sur l'environnement : consommation d'eau[2], maîtrise de la fracturation, traitement de l'eau de fracturation, impact environnemental des additifs chimiques (notamment utilisés pour maintenir les fractures ouvertes le temps que les hydrocarbures soient libérés), émissions de GES. En outre, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels se heurte à un problème d'emprise au sol[3] et de compétition d'usages pour le sous-sol, questions particulièrement cruciales en Europe où la densité de population est élevée. D'un point de vue purement technique, l'exploitation serait certainement possible dans un délai de 5 ans si elle était autorisée par la loi.

Les évolutions souhaitables consisteraient donc à réaliser de meilleures études du milieu géologique avant d'entreprendre l'exploration puis l'exploitation, à améliorer la récolte de données pour superviser l'empreinte environnementale de l'installation et à faire du suivi de la fracturation avec des techniques sismiques et micro-sismiques. On pourrait ainsi augmenter la probabilité d'avoir un forage fructueux, puisqu'aujourd'hui seulement un forage sur 5 est exploitable, ce qui pèse sur les coûts. D'une manière générale, la possibilité de remonter plus d'informations lors du forage ou de l'exploitation des puits, assurera une meilleure sûreté de l'ensemble du site de production.

Par ailleurs, des techniques alternatives à la fracturation hydraulique sont étudiées, notamment l'utilisation d'ondes acoustiques. D'autres fluides de fracturation sont également envisagés comme le propane, le CO_2, l'azote, le méthanol ou encore le GPL, qui peut être utilisé en grande quantité et être entièrement récupérable. Mais aucune piste sûre et économiquement rentable n'a été démontrée à ce jour. On doit également s'assurer de la non toxicité des fluides alternatifs utilisés.

A noter que la technologie des tubes employée dans les puits verticaux est mature et n'est pas propre à l'extraction des hydrocarbures non conventionnels, les défauts

(1) La loi du 13 juillet 2011 a interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par des forages suivis de fracturation hydraulique sur le territoire national et a décidé d'abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique.
(2) Environ 20 000m3 par puits selon GDF-Suez, soit 80 à 800 litres d'eau par tep produite selon l'IFPEN, ce qui n'est pas excessif, mais il faut l'acheminer et les ressources en eau pourraient devenir rares à l'horizon 2050. Il serait éventuellement possible d'utiliser l'eau saumâtre des nappes profondes, impropre à la consommation, mais il faudrait pour cela la traiter et la dessaler.
(3) D'après l'IFPEN, l'emprise au sol globale d'un pad (installation regroupant sur un même site plusieurs puits et têtes de puits) est de 1 à 2 hectares.

d'étanchéité observés dans certains sites d'exploitation de gaz non conventionnels aux États-Unis et largement médiatisés, relèvent d'une mauvaise manipulation de la technologie.

L'impact de l'exploitation des gaz de schiste en Europe et notamment en Pologne et en France qui présentent des gisements potentiellement très importants, ne se mesure pas tant en termes de prix du gaz, qu'en termes de sécurité énergétique. L'exploitation des gisements en Pologne et en France ne devrait pas aboutir à un prix du gaz aussi faible qu'aux États-Unis dans la mesure où les couches géologiques sont en quantité plus faibles et plus profondes. Les gaz de schiste seront donc plus chers à extraire. Il faudra également prendre en compte des réglementations environnementales qui pourront peser sur les coûts. De toute évidence, il règne une réelle incertitude autour des quantités et des coûts qui perdurera tant que les sols n'auront pas été explorés. La rentabilité des techniques d'exploitation d'un gisement ne pourra être établie en France qu'après avoir réalisé un certain nombre d'essais dans la couche géologique concernée. Cependant, la France importe la quasi-totalité de son approvisionnement en gaz aujourd'hui, dont une partie croissante en provenance de la Russie, cet effet pourrait s'accentuer avec la diminution de la production de la Norvège et des Pays-Bas. La Chine dont la demande en gaz devrait croître de façon accélérée dans les années à venir va peser sur l'offre de gaz russe, à moins qu'elle n'exploite ses propres gisements en gaz non conventionnels. Il y a donc dans les prochaines décennies une tension potentielle sur l'offre de gaz naturel qui pourrait profondément remettre en question la compétitivité des centrales thermiques ou d'autres valorisations du gaz et justifier que l'on s'intéresse à l'exploitation des gaz de schiste en France.

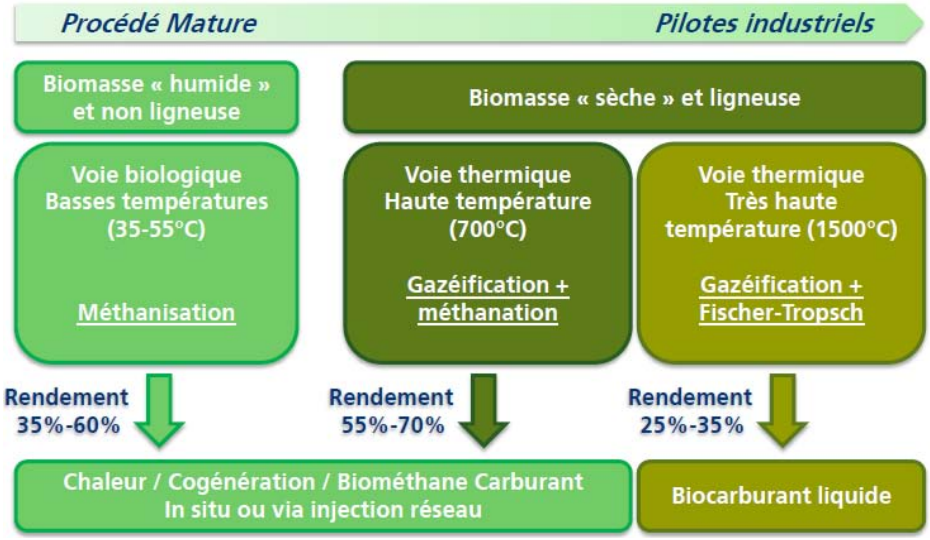
1.3. Les perspectives du biogaz

La conversion en biogaz de la biomasse se fait aujourd'hui par digestion anaérobie, c'est la méthanisation. Le biogaz obtenu peut être utilisé pour la production de chaleur, d'électricité, de biocarburants (Gaz Naturel Véhicule : GNV) ou être injecté dans le réseau de gaz naturel. Lorsqu'il est valorisé en carburant ou injecté dans le réseau, le biogaz doit être épuré pour respecter les prescriptions techniques des motoristes ou des opérateurs du réseau de gaz naturel, on l'appelle alors biométhane. Il existe ensuite différentes techniques de compression du biogaz selon le débit et la pression souhaités. Il peut également être liquéfié, par exemple s'il est utilisé en tant que carburant.

ATEE Club biogaz recense 197 installations de méthanisation en 2011 (contre plus de 3000 en Allemagne). La majorité des méthaniseurs en France ont recours à la technologie infiniment mélangée qui est la plus ancienne. Ce type de digesteur fonctionne généralement autour de 35°C avec des bactéries mésophiles. Les bactéries thermophiles agissent à des températures plus élevées (50-65°C), leur utilisation est rare mais commence à se développer, notamment dans les installations de très grande puissance. Les procédés de méthanisation de première génération valorisent les déchets, la deuxième génération vise à utiliser la biomasse ligno-cellulosique, qui peut aussi être convertie en biométhane et chaleur avec des procédés thermiques (projet Gaya, via la gazéification avec une industrialisation possible après 2020), la troisième génération, au stade de la recherche vise à s'affranchir de la contrainte ressource en produisant des microalgues (stade de la recherche).

A l'heure actuelle le biogaz est le plus souvent brûlé pour la production de chaleur et/ou d'électricité, toutefois des décrets viennent d'être pris pour développer l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel avec, entre autre, l'instauration d'un tarif d'achat entre 45 et 125 €/MWh.

Graphique 16 : Maturité des procédés de production du biométhane



Source : GrDF

1.4. Les perspectives du méthane synthétique

Le méthane de synthèse est aussi obtenu par méthanation si du CO_2 (qui peut être d'origine fossile ou issu de la biomasse) est disponible (cf encart méthanation dans le corps du rapport).

1.5. L'hydrogène pourra-t-il prendre sa place comme vecteur énergétique ?

L'hydrogène n'est pas une source d'énergie primaire, mais un vecteur énergétique qui nécessite la mise en place d'une filière complète : fabrication, stockage, distribution, usages et applications, dans des conditions de sûreté garantie pour ses utilisateurs. L'hydrogène est une technologie ambitieuse qui doit encore relever de nombreux défis technologiques avant de pouvoir se développer significativement. C'est la raison pour laquelle son développement ne peut être que très progressif et s'envisager sur plusieurs décennies.

L'hydrogène peut être produit à partir d'une énergie primaire (énergies fossiles, biomasse) ou de l'électricité via des procédés d'électrolyse. L'hydrogène étant gazeux en condition normale de température et de pression, il est généralement stocké sous pression (entre 30 et 700 bars), sous forme liquide (cryogénique) ou à l'état solide par combinaison avec un substrat (notamment hydrures métalliques). En fonction des usages, il est soit distribué à partir d'un site de production centralisé, soit produit près ou sur le site d'utilisation.

Fabriqué aujourd'hui pour des usages industriels[1], l'hydrogène pourrait être utilisé pour des applications énergétiques, sous réserve d'en montrer la rentabilité. L'hydrogène peut ainsi être utilisé au même titre que le gaz naturel dans des mélanges avec du gaz naturel. Il peut être incorporé aujourd'hui jusqu'à 6 % en volume sans modification réglementaire et dans les 5-10 ans il pourrait l'être à hauteur de 20 % en volume (Hythane®) sous réserve de validation technique des infrastructures gazières et des équipements connectés. Dans ce dernier cas, sous condition d'un hydrogène produit sans émission de gaz à effet de serre, cette substitution de 20 % en volume du gaz naturel permettrait de réduire de 7 % les émissions de CO_2 à effet calorifique équivalent. L'hydrogène peut également être utilisé dans des piles à combustible pour diverses applications stationnaires (secours, cogénération de puissance…), nomades et de mobilité ; dans la production de BtL (Biomass-To-Liquid), ou encore dans les secteurs de la chimie, du raffinage ou de la sidérurgie.

- **Les procédés de production d'hydrogène**

Plusieurs procédés existent pour la production de l'hydrogène, mais présentent un intérêt économique et un bilan environnemental variable. L'hydrogène étant produit aujourd'hui à 95 % via vaporéformage du gaz naturel, émetteur de CO_2, il existe de forts enjeux économiques et environnementaux à réussir la transition vers une production d'hydrogène émettant peu voire pas de CO_2.

Les principaux procédés de production d'hydrogène sont les suivants :

– Le vapo-réformage : réaction d'oxydo-réduction entre du méthane et de la vapeur d'eau pour le vaporéformage du gaz naturel par exemple. Les hydrocarbures utilisés aujourd'hui pour la production d'hydrogène sont en très grande partie d'origine fossile, mais peuvent être remplacés par des hydrocarbures de récupération ou d'origine biologique (biogaz, biométhanol, bioéthanol). Les sites de production centralisée les plus récents sont conçus pour accueillir les systèmes de captage, stockage et valorisation de CO_2 lorsque ceux-ci seront disponibles.

– L'hydrogène peut également être produit par réformage de biogaz ou de biocarburants, notamment pour des productions, dites décentralisées, directement sur les sites d'utilisation. Les procédés thermochimiques de gazéification et de pyrolyse de biomasse solide produisent également un mélange de gaz (CO + H_2) dont on peut extraire l'hydrogène. Ces procédés offrent l'avantage d'une production peu carbonée en lien avec une production locale de biomasse.

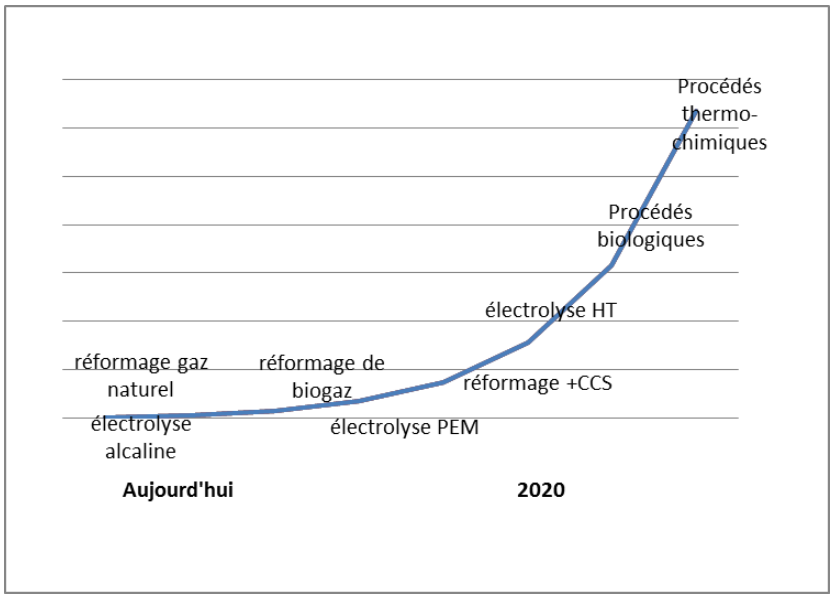
– L'électrolyse de l'eau consiste à dissocier la molécule d'eau en appliquant un courant électrique dans un milieu aqueux qui produit de l'hydrogène à la cathode et du dioxygène à l'anode. Les rendements de l'électrolyse basse température se situent autour de 50-70 %. L'électrolyse alcaline est aujourd'hui utilisée sur des sites industriels, tandis que l'électrolyse utilisant une membrane d'échange protonique (PEM) est à un stade pré-commercial. La très grande flexibilité de fonctionnement des électrolyseurs PEM et de certains électrolyseurs alcalins permet de tirer parti des productions intermittentes et peut donc participer à la valorisation de l'électricité fatale produite par les éoliennes ou les panneaux

(1) Aujourd'hui l'hydrogène est principalement utilisé dans les raffineries de pétrole dans tous les procédés d'hydrotraitement et l'hydrogène est majoritairement un co-produit de l'essence dans le procédé de reformage du naphta.

photovoltaïques. En outre, les procédés d'électrolyse de l'eau permettent la production d'hydrogène sans émettre d'émissions de CO_2 pourvu que l'électricité utilisée soit également décarbonée.

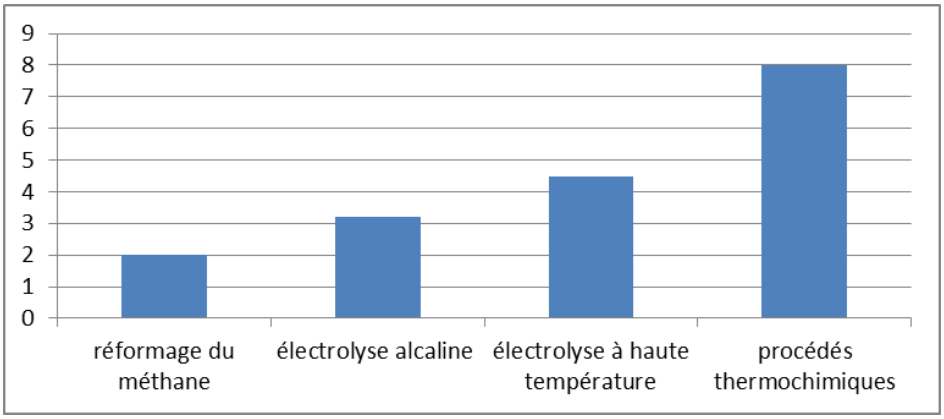
- L'électrolyse à haute température, encore au stade de recherche et développement, utilise le même principe appliqué à de la vapeur d'eau, profitant de l'énergie thermique contenue dans la vapeur. Les perspectives économiques de ce procédé sont très intéressantes lorsqu'il est couplé à une source de chaleur fatale, comme une centrale nucléaire par exemple. Le principal verrou est aujourd'hui lié à la dégradation des matériaux dans les conditions de fonctionnement, mais il pourrait être levé d'ici 2015-2020, la compétitivité de la technologie pourrait être atteinte aux horizons 2030-2040.
- Les cycles thermochimiques de décomposition de l'eau, encore au stade de recherche et développement, consistent en des séries de réactions chimiques bénéficiant d'une source de chaleur. Les cycles les plus étudiés sont celui de l'iode-soufre, le cycle hybride Westinghouse et le cycle UT-3. Aujourd'hui, la recherche sur ces procédés est ralentie voire a été arrêtée.
- La photolyse, encore au stade de recherche et développement, consiste à utiliser le même processus que l'électrolyse en utilisant l'électricité produite par une cellule photoélectrochimique exposée au soleil dans un milieu aqueux.
- La bioproduction, encore au stade de recherche et développement, consiste à produire de l'hydrogène à partir de micro-organismes et de micro-algues notamment par photosynthèse ou par fermentation de biomasse.

Graphique 17 : Horizon de maturité technologique des différents modes de production d'hydrogène



Source : à partir de ADEME.

Graphique 18 : Coût de production de l'hydrogène (€/kg) estimés par le CEA



Source : CEA

La feuille de route technologique du NEDO[1] et l'étude européenne sur la mobilité électrique à hydrogène donnent des perspectives des coûts de production de l'hydrogène en utilisant un mix des technologies de production décarbonée.

Tableau 2 : Synthèse des objectifs de coûts complets visés par les feuilles de route technologique pour la production d'hydrogène

Type de systèmes	2010	2015	2020	2030	Source
Production H2 centralisée (€/kg H2 dont production, stockage et distribution)	3.5 à 6	3	<1.5		DOE[2]
	9	4.5 à 9	4.5	4.5	NEDO[3]
	16	10	6.6	2.8 à 5.2	EU[4]
Production H2 décentralisée (€/kg H2 dont production et stockage)	3.5 à 6	< 2.5			DOE

- **Les piles à combustible**

Les piles à combustible utilisent la réaction entre un hydrocarbure (méthanol, gaz naturel) ou de l'hydrogène et l'oxygène (pur ou de l'air) pour produire de l'électricité, de l'eau et de la chaleur. Les différentes technologies de piles à combustible se différencient en fonction de technologies de membrane et de points de fonctionnement en température notamment :

– les piles à combustible alcalines fonctionnent avec un électrolyte d'hydroxyde de potassium, et admettent des rendements publiés de l'ordre de 60 %, et des températures de 60 à 90°C, à partir d'hydrogène ;

– les piles à combustible à membranes échangeuses de protons, appelées Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC), fonctionnent avec une membrane de

(1) New Energy and Industrial Technology Development Organization
(2) The Department of Energy Hydrogen and Fuel Cell Program Plan, September 2011.
(3) Roadmaps for Fuel Cell and Hydrogen Technology, 2008, NEDO.
(4) A portfolio of power-trains for Europe : a fact-based analysis, November 2010, Coalition of industrials.

polymère, avec des rendements publiés de l'ordre de 30 à 50 %, dans des températures de 60 à 100°C, à partir d'hydrogène ;

- les piles à combustible à méthanol direct, appelées Direct Methanol Fuel Cells (DMFC), fonctionnent avec une membrane de polymère, pour des rendements publiés de l'ordre de 30 %, dans des températures de 90 à 120°C, à partir de méthanol ;
- les piles à combustible à carbonate fondu, appelées Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC), fonctionnent avec un électrolyte en carbonates de métaux alcalins, pour des rendements publiés de l'ordre de 50 %, dans des températures d'environ 650°C, à partir d'hydrogène, méthane ou de gaz de synthèse ;
- les piles à combustible à oxyde solide, appelées Solid Oxyde Fuel Cells (SOFC), fonctionnent avec un électrolyte en céramique, avec des rendements publiés de l'ordre de 50 à 60 %, dans des températures de 800 à 1000°C, à partir d'hydrogène, méthane ou de gaz de synthèse.

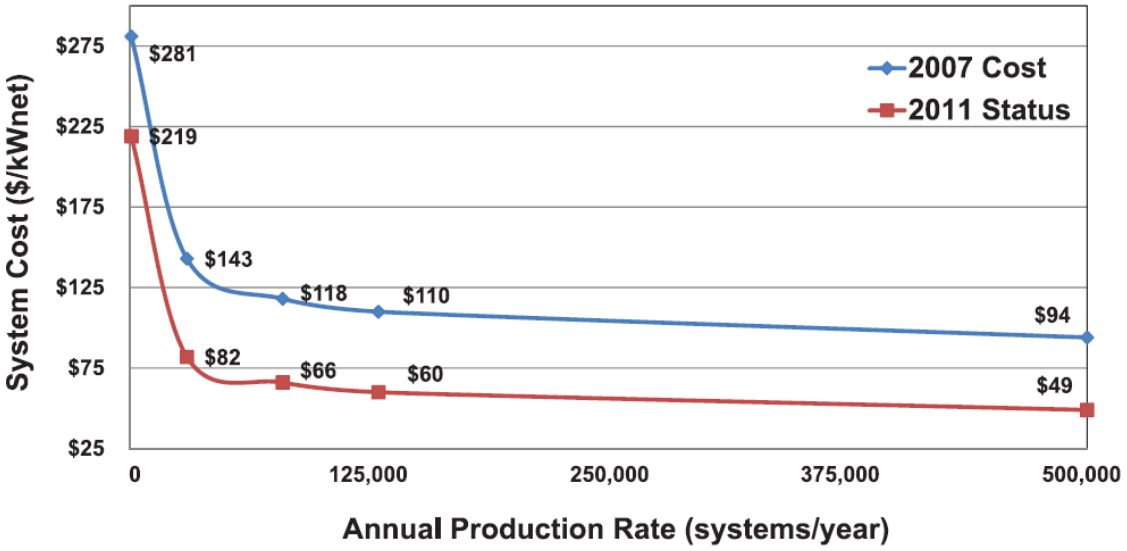
Le tableau ci-dessous résume les perspectives de coûts pour les systèmes de piles à combustible issues des feuilles de routes du NEDO, du DOE et de l'étude européenne sur la mobilité électrique à hydrogène.

Tableau 3 : Synthèse des objectifs de coûts d'investissements visés par les feuilles de route technologique pour la production d'hydrogène et les systèmes de pile à combustible

Type de systèmes	2010	2015	2020	2030	Source
PAC MCFC stationnaires (€/kW)	3000 à 4500		1000 à 1500		DOE
	2000 à 2500	1500			Fuel Cell Energy
PAC PEMFC stationnaires (€/kW)	6000 à 11000	4500 à 6000	< 3500	< 3500	NEDO
PAC SOFC stationnaires (€/kW)	6000 à 10000	10000	1500 à 3500	1500 à 3500	NEDO
PAC PEMFC embrarquées (€/kW)	500	100	< 40	< 40	NEDO
	220 à 780	42 à 252	16 à 98		EU

Il est important de noter que l'évolution des coûts, notamment des piles à combustible embarquées, dépend fortement des effets d'industrialisation et de volumes. Les estimations européennes incluent ainsi la réduction des coûts due à la croissance de la flotte de l'ordre d'un millier de véhicules en 2010, à 100 000 véhicules en 2015, puis à un million de véhicules en 2020. Le tableau ci-dessus repose sur l'hypothèse, qu'il reste à démontrer, qu'un passage d'une production de quelques centaines à une centaine de milliers de systèmes permettrait de réduire les coûts unitaires d'un facteur 3.

Graphique 19 : Estimation des coûts par unité de systèmes de piles à combustible embarquées en fonction des capacités de production annuelle



Source : The Department of Energy Hydrogen and Fuel Cell Program Plan, September 2011

La large palette des applications hydrogène offre la possibilité de substituer à des énergies fossiles de l'hydrogène produit à partir d'une énergie décarbonée, sous réserve que les coûts de production de l'hydrogène et des systèmes l'utilisant deviennent compétitifs. Les premières applications concernent les chariots élévateurs et l'alimentation de relais de télécommunication, et pourraient concerner à l'avenir la cogénération de forte puissance et la cogénération résidentielle.

Les travaux d'amélioration listés ci-dessous permettront d'accélérer la diffusion de ces technologies :

- allonger la durée de vie et augmenter la fiabilité des piles à combustibles ;
- diminuer le recours en métaux précieux pour les piles basse température ;
- réduire la corrosion et améliorer la tenue en température des piles haute température ;
- réduire les coûts des procédés d'électrolyse basse et haute température, ainsi que les technologies de stockage de l'hydrogène, notamment via l'industrialisation de ces systèmes.

En conclusion, les énergies renouvelables intermittentes ne permettent pas aujourd'hui de s'extraire complétement de la contrainte fossile (notamment à cause de la nécessité de disposer de capacités thermiques de *back-up*). Dans un avenir plus lointain, l'avènement du stockage de l'électricité pourrait concurrencer ces centrales thermiques. En outre, ces technologies semblent indispensables pour la gestion de la pointe électrique. Il est donc nécessaire de poursuivre les recherches sur les différents procédés de stockage de l'énergie. En attendant que ces technologies soient rentables, les centrales thermiques resteront privilégiées. La recherche pour le captage et le stockage du carbone constitue donc une priorité. La valorisation du CO_2 en tant que matière première pourrait également permettre de surmonter les difficultés

liées à l'acceptabilité du stockage. Quelles que soient les percées technologiques dans le domaine du captage ou de la valorisation du CO_2, la rentabilité économique de ces technologies dépendra du signal prix du carbone. Enfin, il serait souhaitable de lancer un programme scientifique sur les gaz de schiste, comme l'a recommandé la mission CGIET/CGEDD sur le sujet, dans un souci de sécurité énergétique et de stabilisation des prix, le gaz pouvant être valorisé dans de multiples usages à condition d'en maîtriser l'impact environnemental.

2. La demande d'énergie

On s'intéresse ici aux technologies développées dans le but d'augmenter l'efficacité énergétique dans les différents secteurs, de répondre à de nouveaux usages ou encore de réduire la demande d'énergie. L'estimation des gisements d'économie d'énergie par certains auteurs de scénario est à trouver dans l'annexe Analyse des scénarios – Demande.

2.1. Le secteur du bâtiment présente un important gisement, encore difficilement exploitable

L'essentiel des gains peut être obtenu dans le résidentiel tertiaire existant aujourd'hui.

Les progrès sont faits ou peuvent être faits dans plusieurs directions :

- la réduction des déperditions thermiques par la construction et l'isolation ;
- l'amélioration de la performance des équipements utilisés (cela peut entraîner ou renforcer une substitution des énergies fossiles vers les énergies renouvelables ou de récupération) ;
- le pilotage plus fin de l'ensemble des ressources et des consommations en énergie.

• L'isolation thermique des bâtiments

Dans la construction de nouveaux bâtiments, on peut choisir des matériaux particulièrement performants en termes d'isolation, mais il faut prendre garde à la consommation d'énergie lors de leur fabrication pour que cela ait un sens de les favoriser (notamment la fabrication des matériaux pour les parois lourdes, type béton et brique, est fortement consommatrice d'énergie). Le bois offre également des propriétés intéressantes.

Concernant les isolants traditionnels (laine minérale, polystyrène expansé, ouate de cellulose), l'amélioration des résultats se fait essentiellement par le renforcement de leur épaisseur (20-30 cm) ce qui est possible en construction mais inenvisageable en rénovation par l'intérieur du bâtiment. Les innovations résident dans l'utilisation d'isolants d'origine végétale ou animale (paille, liège, laine de mouton, laine de chanvre, lin, coton) qui, à conductivité thermique équivalente, nécessitent une consommation d'énergie pour leur fabrication bien inférieure. Il existe également des isolants minces (aérogels ou panneaux isolants sous vide), intéressants pour la rénovation des bâtiments par l'intérieur. Les aérogels sont des matériaux issus des nanotechnologies, ils sont remplis d'air à 99 % et forment des matelas flexibles d'une

épaisseur de 5 à 10 mm. Pour l'instant, un seul fabricant américain diffuse ce produit en Europe. Ce produit est aujourd'hui très cher : 1800 €/kg, mais pourrait tomber à 400 €/kg (soit 40 €/m2) si on utilise un aérogel issu des déchets agricoles de riz. L'aérogel d'argile, plus facile à fabriquer que l'aérogel de silice, le plus utilisé, constituerait également une voie de progrès et de réduction des coûts possible. Les panneaux isolants sous vide coûtaient en 2005 de 40 à 60 €/m^2, mais des recherches sont conduites en Allemagne où un développement à l'échelle industrielle est par ailleurs en cours. Pour ne pas empiéter sur les surfaces utiles, on peut également isoler par l'extérieur, des matériaux existent avec de bonnes propriétés d'adhérence et de résistance, mais peu de progrès sont encore attendus.

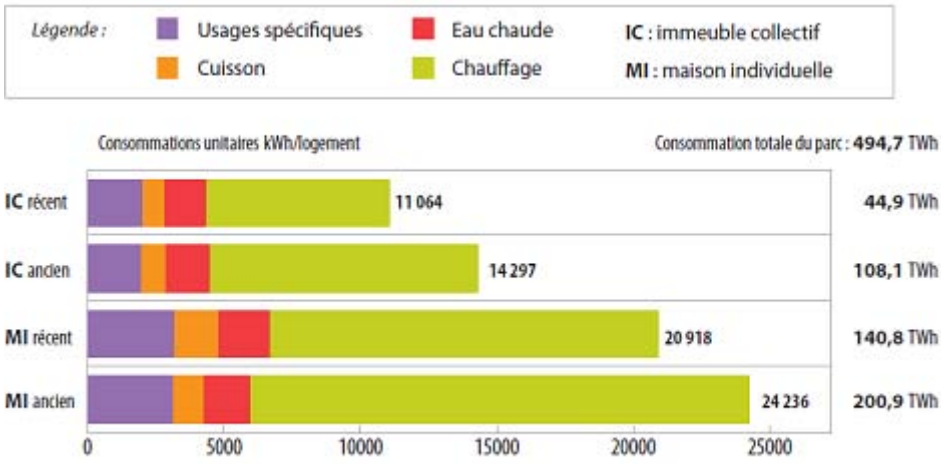
Au-delà de leurs bonnes propriétés énergétiques, les recherches doivent aboutir à des matériaux également intéressants sur le plan de l'acoustique, hydrique, sanitaire et environnemental, et être de plus en plus aisés à mettre en place, ceci dans le but de diminuer les coûts d'installation et de faciliter leur diffusion.

Concernant les ouvertures, le triple vitrage offre de bonnes performances thermiques associées à une protection contre le bruit extérieur et une amélioration du confort, en réduisant l'effet de paroi froide. Mais son utilité est très relativement limitée dans un pays à climat tempéré. Les vitrages à adaptation tels les électrochromes, qui changent de couleur lorsqu'une charge électrique leur est appliquée, seront sur le marché d'ici 1 ou 2 ans, les photochromes peuvent reproduire des effets similaires mais restent chers, les thermochromes existent également. Le vitrage photovoltaïque augmente le potentiel de production d'énergie des logements collectifs qui bénéficient de moins de surface de toit par rapport au nombre d'habitants. Toutefois, leur inclinaison et leur orientation n'étant pas optimales, le rendement peut être divisé par deux. De plus, il faudra que les panneaux n'empêchent pas le passage de la lumière, ce qui implique l'utilisation des technologies en couches minces ou les cellules photo-électrochimiques de type Grätzel, dont la composition n'est pas chère mais dont l'élaboration l'est et pose un problème de durabilité.

- **Les équipements plus efficaces sur le plan énergétique**

Les consommations principales du secteur du bâtiment correspondent aux usages suivants : le chauffage principalement, l'eau chaude sanitaire, la ventilation et l'éclairage pour les plus importants. Des technologies existent et se développent pour répondre à chacun de ces usages.

Graphique 20 : Consommation d'énergie finale par usages des résidences principales



Source CEREN ADEME, Les chiffres clefs du bâtiment 2009

Chauffage

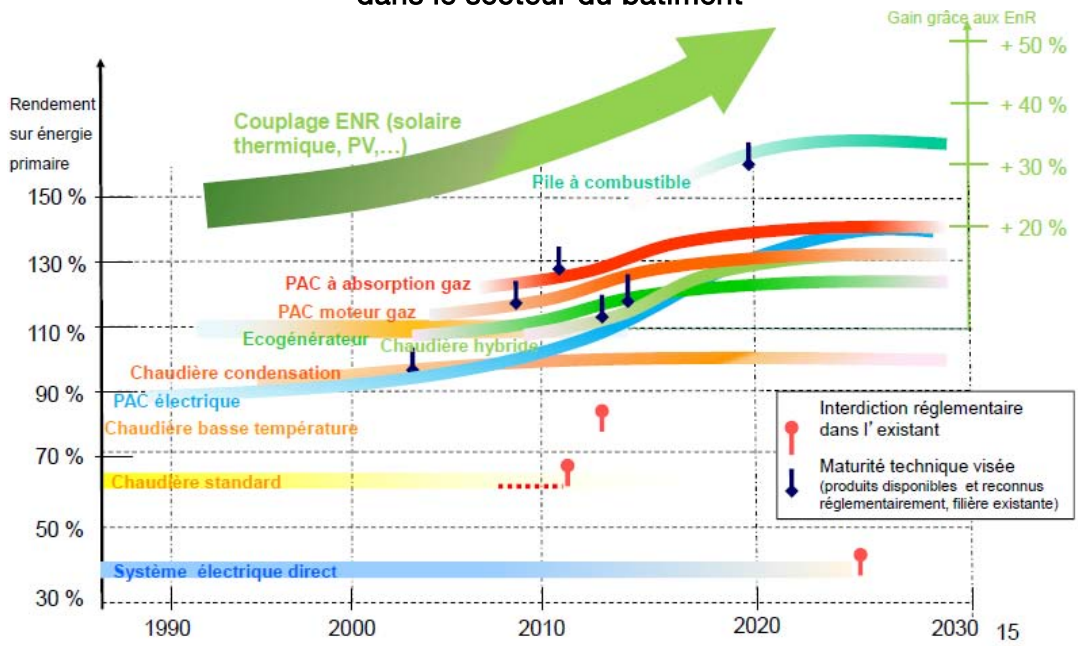
En ce qui concerne le chauffage, on observe un essor important des pompes à chaleur. Les pompes à chaleur sont capables de transférer de la chaleur prélevée dans l'environnement (source froide) vers l'intérieur d'un bâtiment (source chaude). Le coefficient de performance de la pompe à chaleur (COP) caractérise le rendement de l'appareil. Il dépend notamment du type de source froide : air, sol ou eau et de la température de sortie voulue. La meilleure source froide étant celle qui a la température la plus élevée possible et la plus stable, cela favorise les pompes à chaleur géothermiques. Mais celles-ci coûtent encore plus cher : 18 000 €HT contre 12 000 €HT[1] pour la pompe à chaleur aérothermique, ce qui peut représenter un frein à l'investissement, mais en toute rigueur il faudrait considérer ces coûts en prenant en compte les performances propres à chaque technologie pour véritablement les comparer. Concernant la température de sortie, on constate que plus l'air ou l'eau produit en sortie est chaud[2] plus le rendement de la pompe se dégrade. La pompe à chaleur hybride combine une pompe à chaleur et un brûleur gaz à condensation, ce qui permet un basculement de la pompe à chaleur vers la chaudière lorsque la température extérieure diminue trop et que les performances de la pompe à chaleur se dégradent. Les voies de progrès possibles pour les pompes à chaleur sont à trouver dans le recours à de nouvelles sources de chaleur (air vicié évacué par exemple, chaleur des eaux grises), l'utilisation de nouveaux capteurs géothermiques moins contraignants et moins coûteux qui ne nécessitent pas de creuser profondément sachant que le forage représente 50 % des coûts d'une installation géothermique classique, l'utilisation de compresseurs à vitesse variable, l'amélioration des performances de réversibilité de la pompe etc.

La micro-cogénération, encore au stade du développement en France, offre une solution alternative pour la production de chaleur mais aussi d'électricité. Elle fait référence à des appareils de faible puissance (jusqu'à 10 kWe) permettant de couvrir

(1) Source : ADEME.
(2) Un chauffage à partir de radiateurs anciens nécessite une eau plus chaude qu'un plancher chauffant.

les besoins thermiques et électriques à l'échelle d'un unique bâtiment. On en distingue plusieurs types selon que sa technologie fait appel à des moteurs à combustion interne, technologie aujourd'hui dominante bien connue et maîtrisée de longue date, des moteurs à combustion externe où le combustible sert à faire fonctionner un fluide (hélium ou azote sous forte pression par exemple, eau ou huiles organiques) qui travaille en circuit fermé, ou encore à une pile à combustible qui produit de l'électricité grâce à une réaction électrochimique inverse de la réaction d'électrolyse de l'eau. Certaines piles fonctionnent également à haute température en n'utilisant que du gaz naturel et non de l'hydrogène.

Graphique 21 : Horizon de maturité des différentes technologies thermiques dans le secteur du bâtiment



Source : AFG

La géothermie en tant que source de chaleur est une solution notamment mise en avant par le Grenelle de l'environnement[1]. Il existe plusieurs types de géothermie : la géothermie très basse énergie, basse énergie, moyenne et haute énergie qui sont exploitées par des technologies différentes[2]. La géothermie très basse énergie est d'autant plus performante que l'écart de température entre source chaude et source froide est plus faible. Elle ne permet pas une utilisation directe de la chaleur mais peut nécessiter la mise en œuvre d'une pompe à chaleur pour élever la température de la chaleur prélevée au niveau souhaité. Le marché français se chiffre à environ 10 000 unités vendues par an, et se situe ainsi parmi les plus importants en Union Européenne, derrière la Suède et l'Allemagne. L'utilisation de la géothermie basse énergie pour l'alimentation de réseaux de chaleur dans le bassin parisien et aquitaine avait quant à elle été un grand succès entre 1970 et 1985. La filière a ensuite traversé une période difficile liée à un coût relativement faible du pétrole et des difficultés opérationnelles (corrosion, etc.). Le développement et la maîtrise des technologies

(1) Le Grenelle de l'environnement et le plan de développement des énergies renouvelables fixent des objectifs ambitieux : notamment la multiplication par environ six de la production d'énergie issue de la géothermie d'ici 2020 grâce au développement des réseaux de chaleur et de l'utilisation des pompes à chaleur géothermiques dans le résidentiel et le tertiaire.
(2) Voir également la partie 1.1

basés sur un important retour d'expérience de la première vague de réalisations ont permis de consolider la filière, et depuis les années 2000 de nouveaux projets apparaissent. Aujourd'hui environ 150 000 équivalents logements en Ile-de-France sont chauffés par ce biais, mais la filière pourrait tirer parti d'une baisse des coûts de forage, d'une amélioration des rendements, de la poursuite des efforts de recherche sur la maîtrise des impacts environnementaux, et d'une diversification des usages (industriels et agricoles) et des couches géologiques sollicitées.

Enfin, les réseaux de chaleur ont vu un regain d'intérêt récent notamment grâce à l'opportunité qu'ils représentent pour le développement des énergies renouvelables et de récupération (ENR&R). En effet, la part des ENR&R dans les réseaux de chaleur était de 32 % en 2008 (dont 20 % UIOM). Elle devrait passer à 77 % en 2020 (COMOP10 post Grenelle de l'environnement). Mais les réseaux de chaleur, qui pourraient fournir davantage de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid à l'avenir, bénéficieront davantage d'améliorations technologiques que de réelles ruptures technologiques. Les améliorations concernent principalement l'élargissement des applications des réseaux (réseau d'eau tiède (18 à 32°C) pour un chauffage de base ou de rafraîchissement, réseau basse température (70°C environ) permettant la diversification des sources de chaleur mais aussi l'utilisation de matériaux composites, réseau de froid pour la distribution d'eau glacée[1]), l'amélioration de ses performances environnementales, et l'amélioration de l'efficacité énergétique de la distribution et de son fonctionnement en « réseau intelligent ». Parallèlement, des outils de stockage de chaleur et de froid vont également se développer, par exemple, le stockage intersaisonnier de chaleur fatale comme la géothermie à double sens[2] ou le stockage de froid par stockage de chaleur latente (sous forme de glace) ou de chaleur sensible (sous forme d'eau glacée), le premier procédé semblant plus prometteur. Les déchets peuvent être valorisés énergétiquement à travers les réseaux de chaleur mais peuvent nécessiter un traitement particulier en fonction de leur provenance, les différents procédés pouvant faire l'objet d'améliorations.

Eau chaude sanitaire

Les technologies envisagées pour répondre au besoin en eau chaude sanitaire croissant sont de deux types : les chauffe-eau solaires et les chauffe-eau thermodynamiques.

Le premier présente le défaut de nécessiter une source additionnelle d'énergie pour les mois d'hiver où le solaire ne répond pas à l'intégralité des besoins. Sa performance dépend en outre de la capacité de conversion du capteur optique qui peut être améliorée et des pertes thermiques par convection, conduction et rayonnement. C'est l'une des techniques les plus efficaces aujourd'hui.

Le chauffe-eau thermodynamique consiste quant à lui en un système composé d'une pompe à chaleur sur air extrait pour le chauffage du ballon, comportant en général un appoint électrique.

(1) Le réseau de froid parisien, Climespace, est le premier réseau européen de distribution de froid, de par sa longueur et le nombre de bâtiments raccordés.
(2) Le projet Geostocal prévoit de stocker une part de l'énergie issue de l'UIOM (usine d'incinération des ordures ménagères) du SYCTOM d'Ivry sur Seine dans la nappe du Dogger, pour en déstocker 31 GWh l'hiver. Pour cela, un puits à double sens sera utilisé.

Ventilation

Une bonne isolation doit s'accompagner d'une ventilation performante. Or aujourd'hui la ventilation est à l'origine de 20 % des déperditions thermiques. Avec une ventilation mécanique contrôlée (VMC) double flux, l'air neuf de l'extérieur est réchauffé, avant injection, dans un échangeur, par l'air vicié récupéré. Son coût peut néanmoins être élevé. La ventilation peut être associée à une pompe à chaleur pour récupérer toutes les calories de l'air vicié ou à un puits canadien qui en améliore les performances.

Les puits canadiens permettent de récupérer la chaleur en hiver ou le froid en été stocké dans le sol, avec comme seule consommation d'énergie, celle des ventilateurs qui permettent de faire transiter l'air par le puits. Mais leur performance dépend du gradient de température entre le jour et la nuit ou l'été et l'hiver. Cette technologie est concurrente des technologies de ventilation double flux avec échangeur et pompes à chaleur réversibles avec diffuseur basse température. Par contre, elle pose des problèmes sanitaires liés à la qualité de l'air ou à la pollution des sols.

Eclairage

Concernant l'éclairage, des technologies sont en cours de développement avec notamment les technologies des lampes fluorescentes[1]. Aujourd'hui, il existe deux types d'équipements : les tubes fluorescents et les lampes fluorocompactes. Des progrès peuvent encore être faits pour améliorer le confort visuel et également l'allumage des tubes, qui est aujourd'hui relativement long. Les lampes fluorescentes à induction constituent une technologie intéressante à creuser, car elles disposent d'un meilleur rendement, d'un allumage facilité, d'une durée de vie plus longue même si elles sont aujourd'hui plus coûteuses. Par ailleurs, les diodes électroluminescentes (LED), mises au point assez récemment, voient leur marché en nette progression depuis une dizaine d'années. Mais leur utilisation pour le grand public n'est pas encore totalement au point car elles présentent des problèmes de performance, de qualité de l'éclairage, de surchauffe, et d'effet néfaste sur la vision. Les LED organiques ou OLED, technologie complémentaire aux LED puisqu'elles produisent une lumière plus diffuse, admettraient les mêmes performances tout en offrant un meilleur rendu des couleurs. Certains acteurs étudient cette technologie en Allemagne.

- **Le coût de l'efficacité énergétique**

Grâce aux technologies aujourd'hui disponibles, une rénovation totale peut atteindre d'excellents niveaux de performance mais aux coûts actuels, elle ne présente pas de réel intérêt économique (une rénovation totale du logement coûterait entre 20 000 et 30 000 euros). En revanche des actions ciblées ou groupées, cohérentes avec les caractéristiques propres au logement, peuvent s'avérer très rentables.

Dans le secteur du bâtiment, dont le parc est très hétérogène, il est peu conseillé de raisonner sur les coûts complets moyens des actions d'efficacité énergétique. Le service rendu d'une action d'efficacité énergétique est en effet très dépendant des caractéristiques du logement, les calculs des coûts devraient donc se faire au cas par cas, en fonction des caractéristiques du logement ; et, pour une offre intégrée, un

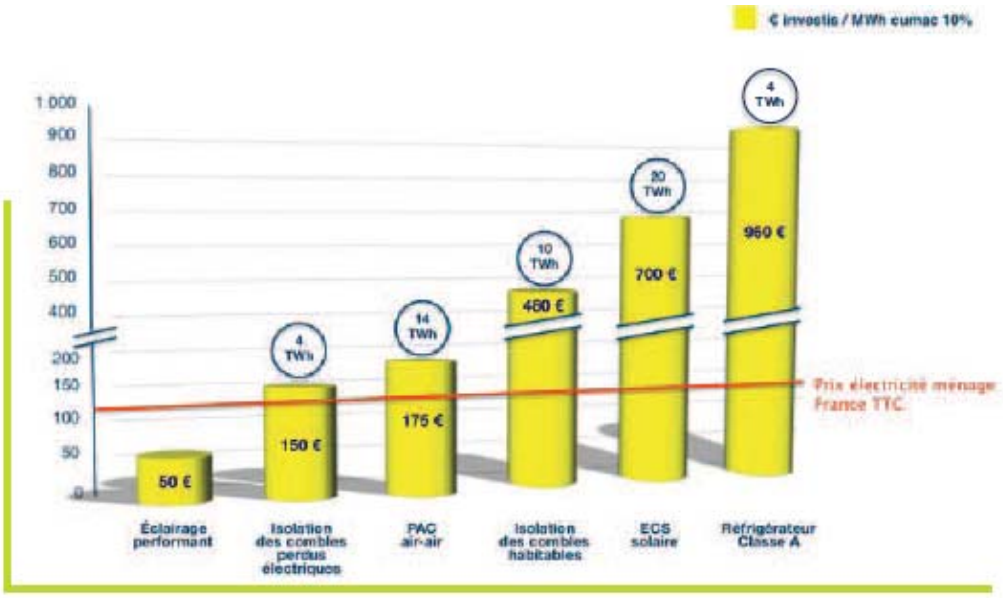
(1) Une décharge dans de la vapeur de mercure produit un rayonnement UV qui va être transformé en lumière visible par de la poudre fluorescente disposée sur la paroi du tube.

bouquet d'actions, plutôt que pour une action isolée. En outre, l'efficacité énergétique peut être associée à d'autres objectifs tels que l'amélioration du confort (isolation phonique..), l'action engagée prend alors davantage de valeur et sa rentabilité est accrue, même s'il devient difficile de la chiffrer économiquement.

Mais aucune analyse de cette finesse n'est disponible.

Naturellement, les gestes le plus rentables aujourd'hui consistent à éviter le gaspillage, ou encore à redéfinir la notion de confort en acceptant de diminuer de quelques degrés la température de son logement par exemple. Mais si on cherche à comparer les coûts complets des actions d'efficacité énergétique requérant un changement d'équipement ou une amélioration physique du logement, il apparaît que les actions les plus intéressantes économiquement sont à trouver dans l'éclairage performant et l'isolation des combles : dans ce dernier cas, l'économie d'énergie est importante et permet donc de rembourser les travaux. L'isolation par l'extérieur serait également intéressante si on arrivait à mutualiser les coûts fixes (échafaudage).

Graphique 22 : Ordre de mérite de certaines actions d'efficacité énergétique



Source : UFE

Concernant le mode de chauffage, il sera particulièrement dépendant des caractéristiques propres au logement. Ainsi il est intéressant d'avoir recours au chauffage électrique pour des bâtiments très efficaces et aux pompes à chaleur Air/Air pour des logements très ou moyennement efficaces. Ces dernières sont aujourd'hui compétitives et pourraient bénéficier de baisses de coûts avec une réduction des marges des producteurs ou grâce à l'innovation (dégivrage), mais requièrent une garantie de la qualité du montage et une meilleure acceptabilité de l'air soufflé en France. Les pompes à chaleur Air/Eau ou hybride sont pertinentes pour des logements difficiles à rénover mais ce sont des produits moins matures, seulement compétitifs pour des logements qui n'ont pas accès au réseau gazier. Les solutions au gaz sont par ailleurs très performantes : la chaudière à condensation est parfaitement mature et standardisée, mais plus capitalistique qu'un convecteur électrique, elle a plus de sens dans un logement moins bien isolé ; la microcogénération quant à elle,

arrive avec quelques produits sur le marché et de bons arguments en termes de service rendu, d'efficacité globale, de bâtiment à énergie positive.

- **Vers une plus grande intégration des systèmes**

Les logements peuvent également devenir un site de production en énergie décentralisé notamment par le biais du photovoltaïque et de l'éolien, à condition de régler la question du coût et de procéder à certaines améliorations propres au photovoltaïque en bâti (ventilation des modules pour éviter les risques d'échauffement et de perte de rendement, acceptabilité des assurances). Concernant le petit éolien, plusieurs problèmes se posent également, à commencer par le fait que les maisons sont en général situées dans des endroits peu ventés ou avec un vent irrégulier (milieu urbain), et que l'installation crée une nuisance esthétique et sonore.

La maison peut également être un lieu de stockage d'énergie et notamment de chaleur grâce aux matériaux à changement de phase par exemple (dans les ballons d'eau chaude ou les conteneurs dédiés[1]), ou via le stockage thermochimique[2]. Ce deuxième type de stockage ne peut être intégré dans le bâti mais doit être entreposé à côté du bâtiment principalement pour des raisons de maintenance et de durée de vie. Il coûte cher aujourd'hui mais des perspectives de simplification importantes existent. Un démonstrateur pourrait être réalisé d'ici 2 à 3 ans, et on pourrait envisager un usage sur des marchés de niche d'ici moins de dix ans.

L'orientation des réglementations thermiques pour les bâtiments à énergie positive conduit à une intégration des systèmes énergétiques (pilotage actif, micro-cogénération, pompes à chaleur hybrides, stockage d'énergie…) et à une optimisation des flux énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froid). Les énergies ne seraient plus vues comme concurrentes, mais complémentaires. La géothermie offre également des perspectives intéressantes en termes de synergie énergétique locale. En effet, les réseaux de chaleur pourront associer différentes énergies : géothermie, biomasse et solaire. Leur couplage avec des réseaux de froid permettrait de bénéficier de la récupération d'énergie de l'un pour alimenter l'autre et ainsi augmenter l'efficacité énergétique de l'ensemble. La gestion globale de ces systèmes énergétiques locaux passera également par des systèmes de stockage des énergies, auxquels la géothermie peut contribuer de façon majeure grâce au stockage de chaleur journalier ou intersaisonnier.

- **L'apport des réseaux intelligents et de la gestion active**

L'évolution des besoins, la pluralité des technologies disponibles, la capacité du logement à produire de l'énergie renforcent la nécessité d'une approche intégrée, mobilisant des dispositifs d'intelligence et d'optimisation. Des gains énergétiques significatifs peuvent être apportés par les couplages entre les différents besoins et les différentes technologies. Les besoins de chauffage et de ventilation, d'eau chaude, de l'ensemble des appareils consommateurs d'électricité, d'alimentation du véhicule

(1) Le principe consiste à utiliser la chaleur latente d'un matériau, c'est-à-dire la chaleur accumulée/restituée lors d'un changement de phase. Divers matériaux à base de paraffine ont été développés pour avoir des températures de changement de phase répondant aux différents besoins.
(2) Une liaison chimique ou physique se casse sous apport d'énergie puis se réassemble en libérant de la chaleur.

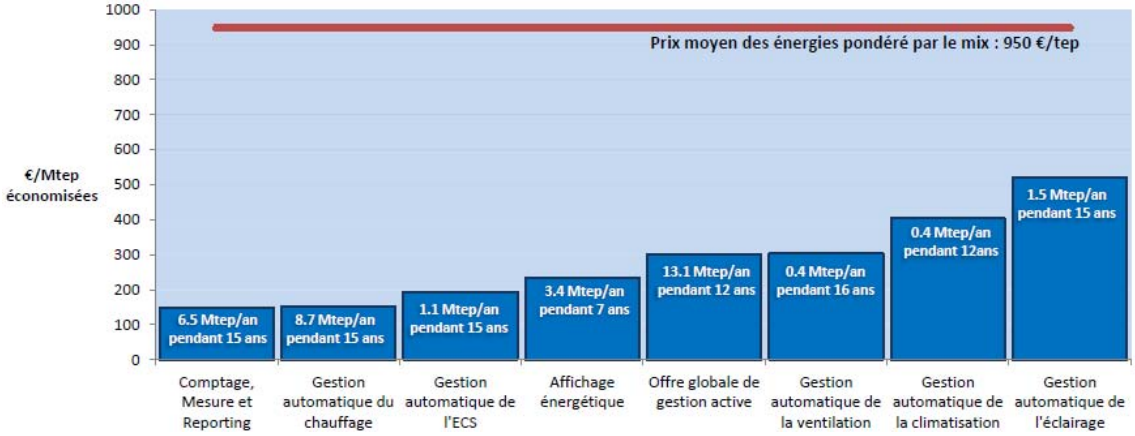
électrique, et les possibilités de production d'énergie locale, de stockage et de régulation pourraient à terme être dimensionnés par une approche systémique, en fonction de l'occupation des lieux et des conditions météorologiques. Le bâtiment disposerait alors d'une véritable intelligence, et pour cela, une étude au cas par cas s'impose pour prendre en compte les caractéristiques propres au bâtiment ou à son environnement. Cette approche systémique peut s'adresser à un bâtiment ou à un « îlot énergétique », dans la recherche d'une optimisation des coûts et des services rendus via des synergies d'équipements et d'actions d'efficacité énergétique. La meilleure performance de l'offre intégrée, la mutualisation des coûts fixes d'installation et une utilisation intelligente pourraient permettre de diminuer les prix de la rénovation, aujourd'hui considérés comme rédhibitoires, tout en optimisant les résultats.

Une plus grande intelligence dans les usages serait d'autant plus envisageable si l'on est capable de mesurer les performances, de contrôler les appareils en fonction du besoin réel et de fournir des offres tarifaires adaptées. Le déploiement des compteurs communicants, en parallèle des mesures de sous-comptage[1], prévues dès aujourd'hui dans le cadre de la RT2012, puis le déploiement d'autres capteurs (de température, d'éclairage, de qualité de l'air, de ventilation, de production et de consommation d'énergie) permettront d'augmenter l'intelligence des systèmes de l'habitat via des dispositifs de contrôle-commande gérés directement par les utilisateurs. En appui de la nouvelle intelligence des bâtiments, des solutions de communication (CPL, Wifi, Zigbee, réseaux courant faible) offriront la possibilité de collecter les données de mesure (température intérieure, taux de CO_2, luminosité, présence, détection d'ouverture de porte ou de fenêtre) en vue d'un traitement local, voire d'une interface avec les gestionnaires de réseaux. Ces solutions de communication pourraient se développer dans l'optique d'une gestion énergétique en propre ou en combinaison avec des services de sécurité, de télésurveillance, et d'aide à domicile pour les personnes âgées.

Il semble vraisemblable qu'une proportion importante de ces technologies sera déployée d'ici 2030 dans le cadre des programmes de construction, de rénovation et de réhabilitation de quartiers. Une généralisation à terme de ces systèmes à l'échelle d'îlots ou de quartiers permettrait aux gestionnaires de réseaux de déployer des technologies de gestion locale des réseaux ; de limiter, en particulier pour l'électricité, les sollicitations sur les réseaux en optimisant les flux ; d'améliorer la qualité de fourniture et d'optimiser les investissements.

(1) Mesure à l'aval du compteur, pour chaque type d'usage et non par foyer comme c'est aujourd'hui fait pour les consommations de gaz et d'électricité, par les gestionnaires de réseaux.

Graphique 23 : la gestion active au niveau du bâtiment rassemble des actions d'économie d'énergie rentables économiquement



Source : Gimelec

L'intelligence des bâtiments et des îlots s'intégrera à plus grande échelle dans l'architecture des réseaux énergétiques (électricité, gaz, chaleur, froif) intelligents dits smart grids[1]. Le réseau électrique coordonne aujourd'hui les besoins et ressources de tous les producteurs, opérateurs de réseaux, utilisateurs finaux et acteurs du marché de l'électricité pour opérer l'ensemble du réseau de la façon la plus efficace possible en minimisant les coûts et les impacts environnementaux tout en maximisant la fiabilité, la résilience et la stabilité du système. Le déploiement des technologies smart grids devrait permettre dans le contexte français et européen de contribuer à répondre à la problématique de la pointe, à une meilleure intégration des énergies renouvelables intermittentes, au développement de nouveaux usages électriques (mobilité électrique, équipements d'information et de communication) et à la réduction des émissions de gaz à effet de serre[2].

(1) Un « smart-grid » est un réseau électrique couplé à un réseau d'information et de communication pour contrôler et gérer l'acheminement de l'électricité à partir de toutes les sources de production vers les utilisateurs finaux.
(2) On peut espérer une réduction directe des émissions grâce à une meilleure efficacité énergétique des réseaux (réduction des pertes en ligne, optimisation des réglages des équipements réseau, effacement à la pointe), ou indirecte par le biais de l'intégration d'une forte capacité d'énergies décarbonées et d'une gestion intelligente de la charge des véhicules hybrides et rechargeables par exemple.

Tableau 4 : Fonctionnalités clef apportés par les technologies des réseaux électriques intelligents (rapport Energy Technology Perspectives 2010 de l'AIE)

Technology areas	Description
Electricity generation control, automation and power electronics	Communication with, and the intelligent control of, generation sources are part of a smart grid, but not the generation itself. For example, power electronics technologies that allow wind generation to supply reactive power are essential to the smart grid. The wind turbine is not.
Advanced computing and grid control software	The data created from embedded sensor and metering technology will require significant computing and system control software to enable the use and management of the grid and to meet stakeholder needs.
Embedded grid sensing, automation, measurement and control technology	This technology provides the information and control capability to optimise grid operation and manage power flows within the constraints of the grid technology. Flexible alternating current transmission systems, phasor measurement units and automated switch gear are examples.
Communication infrastructure	The infrastructure required for two-way communication including wireless, internet and satellite communications may use existing or specialised methods.
Conductor technology and approaches	Advanced conductor technology such as high temperature superconductors (HTSs) can enable electricity systems to respond to operating changes more quickly, benefiting automated control, which will be especially important with the increase in remote variable renewable generation. High voltage direct current configurations can also offer management and control benefits to the grid.
Electrical load control and advanced meters	Advanced metering at residential, commercial and industrial levels can give customers and electricity providers the information they need to be able to respond to operational signals either by choice or automatically. Smart meters* can enable demand response initiatives.
Energy storage	Energy storage can be used as a load or as a generation source to help peak load management. Storage could also be used to provide ancillary services such as reactive power for frequency and voltage support.
EV charging infrastructure	The EV charging infrastructure will have an impact on grid operation. It must be capable of being managed intelligently.

* The European Smart Meters Industry Group (ESMIG) defines four minimum functionalities of a smart meter: remote reading, two-way communication, support for advance tariffing and payment systems and remote disablement and enablement of supply.

Source : AIE

La diffusion des technologies smart grids est donc essentielle pour l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais cette diffusion est tributaire de l'aboutissement des travaux de normalisation en cours et des investissements consentis par les régulateurs d'énergie[1]. En effet, le réseau électrique est interconnecté, les perspectives des smart-grids doivent donc s'élaborer dans la concertation avec les pays voisins, et les technologies développées doivent pouvoir s'exporter pour mieux valoriser une filière. L'harmonisation des réglementations et des standards est donc nécessaire à la structuration d'une filière, et à l'estimation des coûts.

En conclusion, de nombreuses technologies existent pour améliorer le bâtiment existant et le neuf mais les coûts restent élevés. Le déploiement de systèmes intégrés

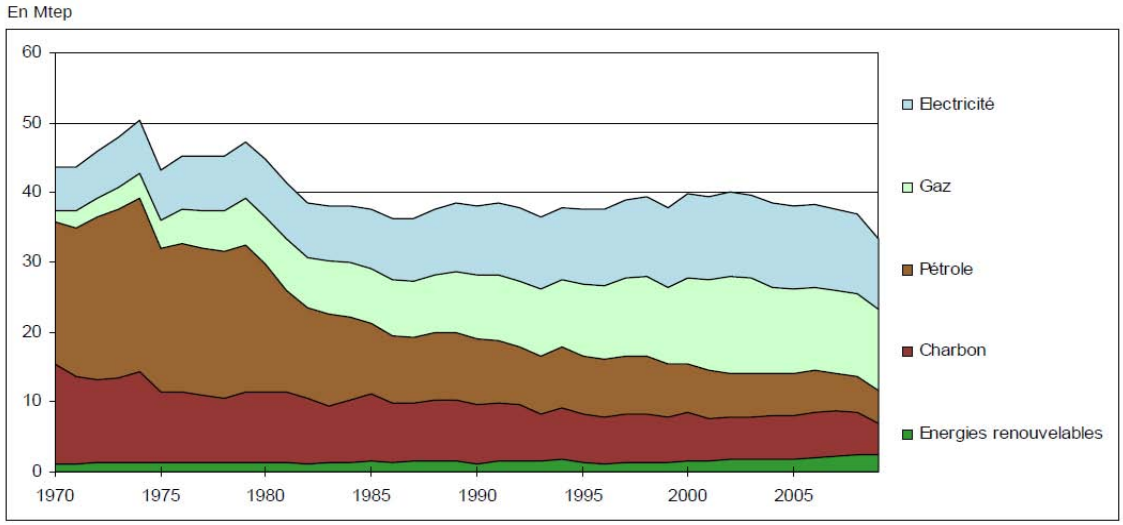
(1) A plus long terme, selon le SRA 2035 de la plateforme européenne smart-grid, les membres de la communauté européenne devront investir plus de 750 Mds€ dans les infrastructures d'énergie électrique dans les 30 ans à venir, répartis à parts égales entre la production électrique et les réseaux (90 Md€ pour le transport et 300 Mds€ pour la distribution), l'AIE évalue les investissements à 480 Mds€ d'ici 2035 pour Europe et l'European electricity grid initiative a estimé le montant à 15 Mds€ pour la France.

(combinant pilotage actif, production locale, stockage d'énergie, gestion de charge de véhicules électriques) dans les bâtiments dépendra d'outils de financement compatibles avec les moyens du marché résidentiel, et de leur adoption par la filière du bâtiment et des gestionnaires de réseaux énergétiques. Les réglementations thermiques 2012 puis BEPOS vers 2020 influeront le rythme d'adoption de ces systèmes. Quoiqu'il en soit, le rythme de renouvellement du parc de logement n'excédant pas 1 % par an, la transition sera donc longue. Mais au-delà de 2030, on pourra observer une modification plus prononcée du parc de bâtiments avec un déploiement important des bâtiments à énergie positive, si on parvient à lever un certain nombre de barrières organisationnelles et juridiques (le cadre législatif n'est pas aujourd'hui adapté aux offres intégrées, les pratiques en matières d'assurance ne sont pas compatibles avec une vision en éco-quartier ou en îlot).

2.2. Le secteur de l'industrie a déjà beaucoup exploité son potentiel mais il existe encore d'importants gisements

La consommation d'énergie du secteur de l'industrie[1] a fortement diminué cette dernière décennie et on observe en particulier une réduction de sa consommation en énergie fossile, non parfaitement compensée par la hausse de sa consommation en électricité.

Graphique 24 : Consommation d'énergie finale dans l'industrie corrigée des variations climatiques, en Mtep, entre 1970 et 2009

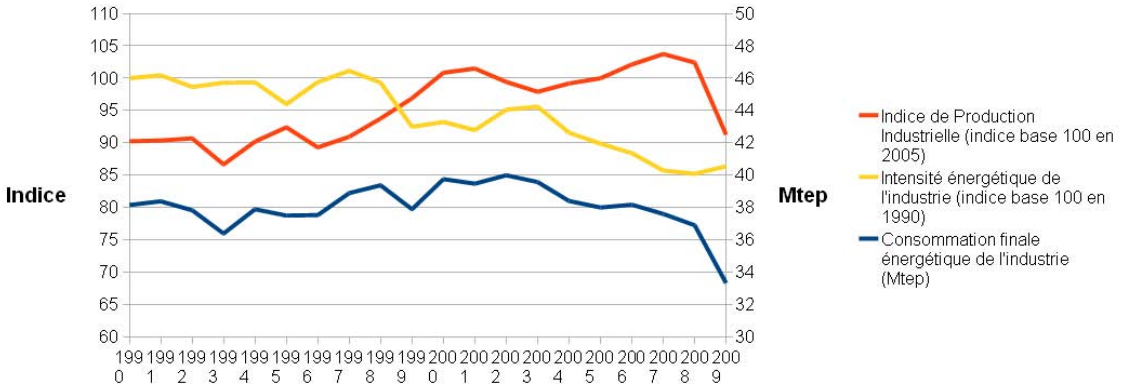


Source : SOeS, bilan de l'énergie 2009

Sur le long terme, le découplage entre consommation d'énergie et activité industrielle, sensible depuis 2003 (cf. figure ci-dessous), témoigne de gains d'efficacité énergétique.

(1) Le secteur de l'industrie, au sens du bilan de l'énergie, comprend les industries agro-alimentaires, la sidérurgie et la construction, mais ne comprend pas ce qui est transformation de l'énergie (centrales électriques, raffineries, pertes de distribution, etc.).

Graphique 25 : Consommation d'énergie finale dans l'industrie corrigée des variations climatiques, en Mtep, entre 1970 et 2009



Source : SOeS

Ces gains peuvent s'expliquer par des effets de structure de l'économie et par une sensibilisation croissante au développement durable, mais aussi, par une recherche de compétitivité qui incite l'industrie, dans un contexte d'énergie chère et de régulation des émissions de gaz à effet de serre, à renforcer ses efforts d'économies d'énergie. Toutefois, à court terme, la crise économique a ralenti les investissements nouveaux et a conduit en 2009 les usines à des rythmes de fonctionnement qui ne sont pas optimaux du point de vue de la gestion énergétique, entraînant une augmentation de l'intensité énergétique du secteur industriel.[1]

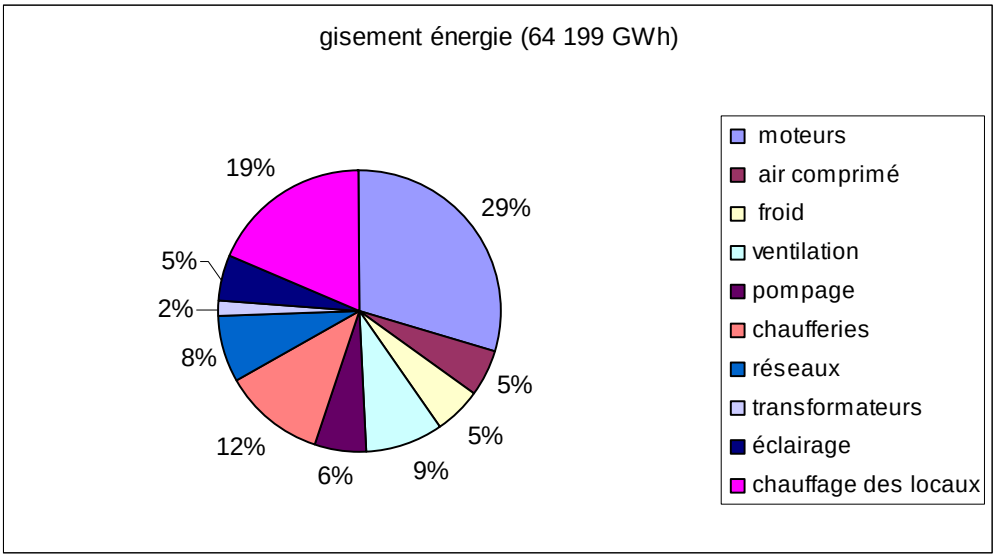
- **Les économies d'énergies dans les opérations transverses**

Il existe encore d'importants gisements aujourd'hui, aussi bien dans les opérations transverses (applicables à tous les secteurs industriels) que dans les opérations spécifiques à chaque secteur.

Selon une étude du CEREN[2] (Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie) portant sur les économies d'énergie dans les opérations transverses[3] de l'industrie, le gisement d'économies d'énergie se monterait à 23 TWh de combustibles et 41 TWh d'électricité, soit respectivement 54 % et 39 % des consommations aujourd'hui imputables à ces activités.

(1) Figures et éléments de contexte issus du Plan National d'Action en matière d'Efficacité Energétique – Juin 2011.
(2) Etude CEREN « Gisements d'économie d'énergie dans les opérations transverses de l'industrie », 2010.
(3) La production, le transport et la distribution de fluides caloporteurs, le chauffage des locaux, les pertes des transformateurs électriques, l'éclairage, les moteurs électriques, la production d'air comprimé, la production de froid, la ventilation et le pompage.

Graphique 26 : Gisement technique d'économies d'énergie par opération



Source : ADEME / CEREN

Les actions les plus efficaces en termes de réduction des consommations énergétiques seraient à trouver dans : l'utilisation de moteurs synchrones à aimants permanents (12 TWh d'économie) et/ou des moteurs à vitesse variable (11 TWh), la déstratification[1] et l'intermittence du chauffage pour le chauffage des locaux (2 à 4 TWh), le réchauffeur d'air et l'économiseur pour les chaufferies (1.5 à 2.5 TWh), la suppression des fuites pour les réseaux d'air comprimé ou de chaleur (2 TWh) et l'optimisation du réseau hydraulique pour les installations de pompage (1.5 TWh).

Concernant les moteurs, leur consommation représenterait en 2007 70.5 % de la consommation électrique industrielle. Les actions d'économie d'énergie à mettre en œuvre font référence à des technologies matures : moteurs asynchrones de classe d'efficacité IE2 (diffusion industrielle) et IE3 (diffusion encore limitée), dispositifs de variation de vitesse sur les moteurs (diffusion industrielle), variation électronique de vitesse avec un moteur asynchrone à aimants permanents (technologie naissante mais développement envisageable avant 2030), amélioration de la transmission entre le moteur et la machine entraînée (diffusion industrielle), gestion technique centralisée pour des utilités[2] (diffusion industrielle). Le développement des moteurs à aimants sans électronique de pilotage pourrait constituer un premier pas. Le taux de renouvellement annuel des moteurs est de 5 % par an, il faudra donc attendre 2020 pour que la moitié ait été remplacée mais cela représente un gisement important qui devrait être exploité dans les toutes prochaines années (cf Règlement CE640/2009).

La valorisation de la chaleur fatale fait également l'objet de recherches : les technologies de récupération de chaleur, notamment pour les fluides basse température (<90°C), représenteraient un gisement estimé à 40 TWh sur l'ensemble des secteurs industriels. Une des solutions consiste à relever le niveau de température de ces fluides à l'aide de pompes à chaleur haute température (élargissement du

(1) Dispositif de brassage d'air utilisé dans les locaux industriels comportant une grande hauteur sous plafond afin de limiter l'écart de température entre le sol et la partie haute des locaux.
(2) On appelle utilités électriques les pompes, ventilateurs, compresseurs.

domaine de fonctionnement des PAC communément utilisées dans le résidentiel / tertiaire). Actuellement des pilotes industriels fonctionnent à 100°C. Les verrous technologiques sont liés à la montée de la température et concernent les fluides frigorigènes et les compresseurs. Le coût actuel de ces technologies constitue également une barrière. Les technologies THT sont encore émergentes et la PAC THT 140 °C devrait être testée en laboratoire à partir de décembre 2011. Les principales industries concernées sont les industries chimique, agro-alimentaire et papetière.

Dans le même ordre d'idée, la compression mécanique de vapeur est une technologie mature qui consiste à utiliser de la vapeur « usagée » et à lui redonner, par compression, des niveaux de température et de pression utiles dans le procédé. L'obstacle à sa diffusion est à trouver dans le coût des équipements du fait de la complexité du traitement des buées. Cette technologie est classiquement utilisée pour la distillation et la concentration par évaporation (notamment dans le dessalement de l'eau de mer). De nouvelles applications seraient également possibles.

Les actions d'efficacité énergétique transverses à l'industrie présentent des temps de retour assez variables, souvent de l'ordre de quelques années. Certaines peuvent être à coût quasi nul (optimisation d'un réglage) ou faible (réduction de fuites sur le circuit d'air comprimé, isolation de réseaux de chaleur), d'autres demandent des investissements plus conséquents (changements d'un équipement, automatisation).

- **Les économies d'énergie dans les procédés spécifiques à chaque secteur**

Des économies d'énergie sont également possibles en améliorant les procédés propres à chaque secteur industriel. Les technologies sont alors spécifiques et les gains d'efficacité énergétique s'inscrivent dans une démarche d'innovation, pouvant requérir des ruptures.

En parallèle de la recherche d'une démarche de réduction de la consommation d'énergie, on observe dans l'industrie un recours à la substitution énergétique, les industriels faisant le choix de remplacer dans leurs procédés le pétrole et surtout le charbon par du gaz, de l'électricité ou des énergies renouvelables, lorsque les techniques le permettent. Si ces choix ne se justifient pas toujours par la recherche d'une meilleure efficacité énergétique, dans les faits, le transfert vers des sources d'énergie moins carbonées se traduit souvent par l'utilisation de technologies plus récentes et donc plus performantes.

Les technologies existantes permettraient d'augmenter le recours à l'électricité de 20.6 TWh/an à horizon 2020 par de tels effets de substitution, et l'émergence de nouvelles technologies au-delà de 2020 pourrait entraîner des transferts à hauteur de 40 à 50 TWh/an dans le secteur de la sidérurgie et de 35 TWh/an dans le secteur de la chimie et du raffinage.

Exemple d'électrification des procédés

Les fours électriques, qui pourraient représenter une consommation de 10 TWh/an, pourraient connaître un renouveau dans les industries du raffinage avec le développement des fours à induction, et dans l'industrie du recyclage des métaux, avec les fours à arc, technologie encore essentiellement utilisée dans l'industrie de la métallurgie. L'utilisation de l'induction dans l'industrie est un procédé classique, les

évolutions technologiques sont d'ordre incrémental, la rupture technologique est à trouver dans l'utilisation de l'induction dans de nouveaux secteurs notamment celui du raffinage, pour le chauffage des hydrocarbures ou dans l'industrie de l'aluminium.

Exemple de progrès technologiques sur un procédé

L'électrolyse directe du minerai de fer à partir d'électricité est un procédé de rupture à l'étude, qui fait l'objet d'un développement à l'échelle de pilote de laboratoire permettant de produire quelques kilogrammes de fer. Le déploiement industriel semble encore lointain (au-delà de 2030).

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait être une technologie susceptible de remplacer la production d'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel à moyen long terme. (cf.1.5)

2.3. Le secteur des transports et en particulier le véhicule particulier

Dans le domaine des transports, il y a assez peu de ruptures technologiques envisagées à l'horizon 2030-2050. Hormis l'électrification du véhicule (hybrides ou VE), les progrès consisteront davantage en l'optimisation de techniques existantes. A part le secteur ferroviaire qui repose encore largement sur la traction électrique, les autres modes de transport reposent sur une traction thermique, les questions portent alors sur la synthèse des différents carburants, leur utilisation et l'adaptabilité des moteurs à recevoir ces nouveaux types de carburants.

- **Les progrès techniques sur les équipements**

En ce qui concerne le véhicule particulier, les grands axes de recherche concernent principalement l'amélioration du rendement des moteurs, le développement de la motorisation électrique et les possibilités d'allègement du véhicule. A l'horizon 2050, trois types de motorisation sont envisageables : la motorisation thermique, hybride thermique-électrique et électrique à batterie. Pour tous ces types de véhicules, des programmes de recherche et développement sont en cours pour réduire la consommation énergétique et s'affranchir autant que possible des ressources fossiles.

Le véhicule thermique

D'importants gains sont attendus via le downsizing du moteur. Le downsizing consiste à réduire la cylindrée d'un moteur sans en détériorer les performances. Dans le moteur, plus petit et plus léger, les pertes par frottement interne sont minimisées, ce qui conduit à une réduction de la consommation de carburant. En exploitant plus avant ce concept, on peut espérer, à performance égale, une réduction de la consommation au kilomètre de 25 %. L'évolution des procédés de combustion de l'essence et du diésel d'ici 2020 permettra également de diminuer la consommation de carburant et de réduire des émissions de NOx. De plus, la commande électronique des soupapes, permettant de contrôler l'ouverture et la fermeture des soupapes pour déterminer l'activation ou non d'un cylindre, devrait également permettre une diminution des consommations de près de 10 %. La commercialisation de ce système est prévue à court terme (1 à 3 ans). De telles innovations permettront de réduire

significativement les émissions de CO_2 des véhicules, mais pour aller plus loin on peut recourir au GNV, au biocarburant ou encore hybrider la motorisation.

Le véhicule hybride thermique-électrique : hybridation faible ou forte, avec ou sans batterie rechargeable

Les innovations possibles dans ce domaine portent sur l'optimisation de la circulation du flux d'énergie entre moteur thermique, batteries et moteur électrique, en fonction de l'usage visé. Pour un usage urbain par exemple, le moteur électrique et les batteries seront davantage mis en avant, tout en veillant à minimiser la masse du véhicule. Compte tenu de la faible autonomie des batteries, le moteur thermique sera prépondérant pour un usage routier. Concernant la batterie en elle-même, la batterie Nickel-métal-hydrure (NiMH) est la batterie la plus largement utilisée pour ce type de véhicule : sa faible capacité la réserve à des véhicules hybrides non rechargeables. Au contraire, les véhicules hybrides rechargeables utilisent majoritairement la batterie Li-ion. Cette dernière procure une autonomie plus grande avec une énergie massique de 120 à 200 Wh/kg[1] mais sa durée de vie n'excède pas quelques années, tandis que la batterie NiMH peut durer 15 ans et est également moins chère. Néanmoins, des progrès techniques et économiques sont attendus à court et moyen terme pour la batterie Li-ion qui devraient promouvoir son utilisation avec l'augmentation de son énergie massique[2], de sa durée de vie à 8 voire 10 ans, une utilisation plus sûre (diminution des risques d'incendie par l'ajout d'additifs), et une diminution des coûts d'investissement.

Le véhicule électrique : véhicule tout-électrique à batteries, véhicule à pile à combustible, véhicule électrique à prolongateur d'autonomie par un petit moteur thermique ou une pile à combustible[3].

La commercialisation auprès du grand public de ce type de véhicule a commencé récemment en France. L'avenir de ces véhicules dépend notamment des progrès qui pourront être réalisés sur la batterie Li-ion. A plus long terme, 2030-2050, on peut envisager l'apparition d'une batterie Li-Air utilisant l'oxygène présent dans l'air pour fonctionner et disposant d'une densité de puissance de 500 à 1000 W/kg théoriquement[4], mais de nombreux verrous techniques subsistent encore aujourd'hui.

Les véhicules équipés de piles à combustibles possèdent une plus grande autonomie que les véhicules tout électrique à batteries et peuvent être rechargés rapidement. Cette pile à combustible peut être dimensionnée en tant que prolongateur d'autonomie couplé à une batterie de forte capacité, ou en tant que source principale d'énergie couplée à une batterie de puissance pour les phases d'accélération. Les architectures proposées aujourd'hui dans les prototypes et flottes d'expérimentation, et dans les premières séries annoncées pour 2015-2020, incorporent des piles à combustible de type PEM (membrane échangeuse de protons). Ces dernières possèdent de bonnes propriétés en termes de facilité d'utilisation, de température de fonctionnement, de compacité et de coût en comparaison des autres technologies de

(1) On espère également augmenter son énergie massique de 50 % ou plus à l'horizon 2015 selon le CEA.
(2) Dans le but de doubler leur autonomie aujourd'hui à près de 100 km.
(3) Les piles à combustibles qui produisent électricité et chaleur par oxydation d'un carburant et réduction d'hydrogène. Le carburant peut y être liquide ou gazeux : hydrogène, gaz naturel, méthanol, éthanol, biogaz, GPL, essence, gazole (voir 1.5).
(4) Ce qui permettrait d'atteindre une autonomie supérieure à 300 km.

piles à combustible. Le coût des premières séries annoncées reste néanmoins extrêmement élevé en comparaison des moteurs thermiques : la Huyndai ix35 coûtera ainsi 45000$ dans sa version utilisant une pile à combustible pour 30000$ dans sa version thermique. Ce surcoût est principalement lié au coût des piles à combustible et à celui de la fabrication du réservoir, qui doit pouvoir garantir un niveau de sécurité au moins équivalent aux véhicules thermiques.

Tableau 5 : Perspectives de réduction de prix des piles à combustible

Année	2010	2015	2020	Source
Stade de développement	démonstration	pré-commercial	pré-commercial	NEDO Fuel Cell and Hydrogen 2009-2010
Durée de vie (heures)	3000	5000	> 5000	NEDO Fuel Cell and Hydrogen 2009-2010
Coûts d'investissement €/kW			20-30	US Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program Plan, Sept 2011
	500	100	< 40	NEDO Fuel Cell and Hydrogen 2009-2010
	220-780	42-252	16-98	A portfolio of power-trains for Europe : a fact-based analysis

L'investissement dans une infrastructure de distribution d'hydrogène, aujourd'hui inexistante, constitue un autre obstacle au déploiement de ce type de véhicules pour les particuliers, d'autant plus que le coût d'investissement aujourd'hui est d'environ un million d'euros par station.

Le véhicule thermique fonctionnant au gaz naturel

Même s'il est déjà utilisé par un certain nombre de pays, l'Italie en particulier, les perspectives de développement du Gaz Naturel Véhicule (GNV), en tout cas pour le véhicule particulier, font débat. Les difficultés sont liées notamment au volume du réservoir à gaz, moins dense en énergie qu'un combustible liquide, au développement nécessaire d'un réseau de distribution, ainsi qu'à l'absence de normes internationales concernant la teneur en méthane. Malgré cela, la technologie reste prometteuse en cas de décorrélation durable des prix du gaz et du pétrole, en particulier en ce qui concerne le transport de marchandises pour lesquels des projets commerciaux existent déjà.

L'utilisation du biogaz et de l'Hythane (mélange constitué de 20 % hydrogène et de 80 % gaz naturel) pour ces types de motorisation poserait donc les mêmes problèmes.

Quelle que soit la motorisation du véhicule, un important levier de baisse de la consommation en carburant réside dans la réduction de sa masse, la réduire sans remettre en question le confort est donc le principal enjeu. Pour y parvenir, des progrès peuvent être réalisés en travaillant sur la structure et les matériaux. Mais on peut également envisager de nouvelles architectures, par exemple le moteur-roue qui consiste à disposer un moteur à l'intérieur de chaque roue.

- **Les biocarburants et carburants alternatifs**

Biocarburants

En ce qui concerne les biocarburants, la première génération est produite à partir de sucre, d'amidon ou d'huile issus des organes de réserve de plantes vivrières. Elle se caractérise par des technologies de conversion globalement matures et déjà commercialisées. L'éthanol produit pour les moteurs à essence est actuellement obtenu par fermentation des sucres ou d'amidon issu de betterave, canne à sucre, maïs, blé… et le biodiesel est produit à partir d'huiles végétales extraites de graine de colza ou de tournesol en Europe, de palme ou de soja ailleurs. L'éthanol peut également être incorporé à l'essence sous sa forme d'éther, l'ETBE ou éthyl tertio butyl éther, ce dernier est produit par réaction avec de l'isobutène issu des raffineries ou de la pétrochimie.

Les biocarburants dits « avancés » à savoir de 2ème et 3ème génération n'ont pas encore atteint le stade industriel et sont au stade de recherche et développement.

La deuxième génération utilise la ressource ligno-cellulosique (plantes entières, ligneuses ou herbacées, résidus agricoles ou sylvicoles, déchets verts) ce qui étend considérablement le gisement exploitable, qui n'est plus en compétition directe avec les ressources alimentaires mais peut interférer avec les projets de production de chaleur et d'électricité. Les biocarburants de deuxième génération peuvent être produits par voie thermochimique ou par voie biochimique.

La voie thermochimique permet de produire des carburants de synthèse, des bioliquides ou des gaz par gazéification de la biomasse. Cette voie permet également d'obtenir des hydrocarbures liquides grâce à la synthèse catalytique Fisher-Tropsch (FT). L'ensemble de ce procédé permettant la production d'hydrocarbures liquides à partir de biomasse par synthèse FT est appelé BtL (Biomass To Liquid). Ce carburant de synthèse présente plusieurs atouts : il est plus « propre » que le diesel fossile puisqu'il ne contient ni soufre, ni composé aromatique et réduit significativement le contenu en oxyde d'azote et en particules. Il a un indice de cétane proche de celui du diesel fossile. Même s'il n'existe pas encore d'unité industrielle au niveau mondial pour ce type de carburant, le bilan environnemental de ce procédé (gazole Fisher-Tropsch à partir de déchets de bois) est considéré comme très bon : le Joint Research Center estime que la réduction d'émissions de gaz à effet de serre peut atteindre 95 %. Enfin cette voie peut aussi produire du biocarburant aviation (jet) de synthèse.

Cependant, ce procédé nécessite de lourds investissements. Par ailleurs, les verrous technologiques sont importants : il est nécessaire d'améliorer l'efficacité énergétique du procédé, l'ensemble des étapes (pyrolyse, gazéification, catalyse FT) étant très énergivore. Les rendements de conversion de la biomasse sont assez faibles : 14 à 17 % sans ajout d'énergie supplémentaire au procédé de combustion (procédé autothermique) avec la possibilité d'atteindre 20 à 25 % avec ajout d'énergie supplémentaire (procédé allothermique). A noter que d'après le CEA, l'ajout d'hydrogène multiplierait par deux le rendement massique au kilogramme de biomasse, ce qui permet une optimisation de la ressource, avec des carburants compatibles avec les moteurs actuels (démonstrateur pré-industriel Syndièse).

La voie biochimique permet de produire de l'éthanol et plus globalement des alcools à partir de la cellulose de la plante. Les étapes de fermentation des sucres en éthanol,

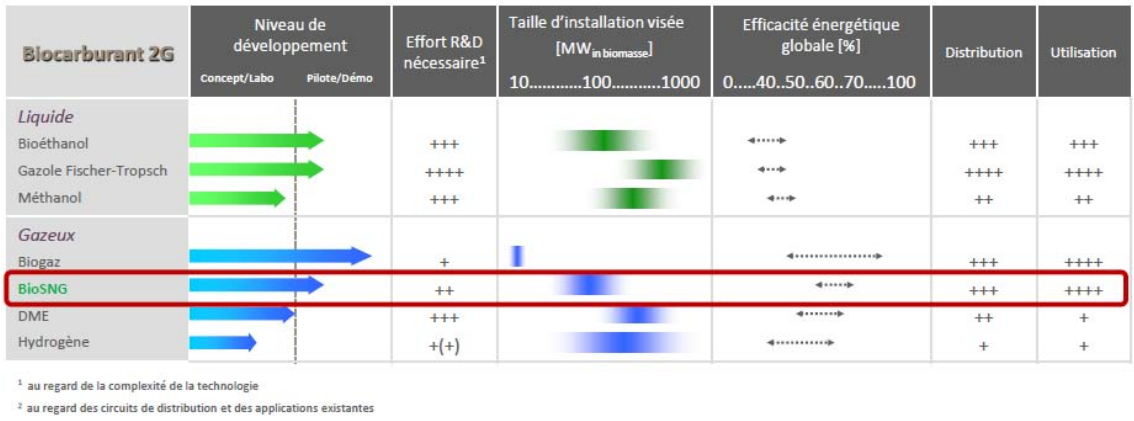
distillation et purification de l'éthanol sont les mêmes que pour la première génération, mais l'étape préalable consistant à traiter la matière lignocellulosique et la transformation de la cellulose en glucose est bien plus complexe.

Aujourd'hui sur ces deux voies, deux grands projets de démonstration sont en cours : BioTfuel et Futurol, financés par les pouvoirs publics.

Parmi les carburants gazeux, le biogaz s'obtient par méthanisation traditionnelle et en fonction de la ressource utilisée, il peut appartenir aux carburants de génération 1 ou 2, alors que le bioSNG (Synthetic Natural Gaz) s'obtient par gazéification et méthanation, suivi d'une épuration.

Les technologies de conversion des biocarburants de deuxième génération ne sont pas matures et nécessitent encore quelques années de recherche et développement pour atteindre le stade industriel à partir de 2020. Par contre, une étude de la direction générale du trésor de juin 2011[1] montre que les bilans environnementaux pour les procédés de seconde génération sont nettement meilleurs que ceux de la première, que ce soit au niveau de l'impact sur l'effet de serre ou au niveau des autres impacts environnementaux. Les coûts de production des procédés de seconde génération étant nettement supérieurs à ceux des procédés de première génération, il en résulte néanmoins des coûts à la tonne de CO_2 évitée élevés. Aussi, les technologies de seconde génération nécessiteraient un soutien public important jusqu'en 2020 au moins. Dans l'objectif d'une part de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports d'ici 2020, le soutien à la recherche est donc fondamental afin de favoriser l'optimisation des différentes filières alternatives et de ne pas engager des ressources publiques trop importantes sur une technologie en particulier.

Graphique 27 : Place du bioSNG face à ses compétiteurs



Source : GDF-Suez

La troisième génération mobilise les ressources telles que les microalgues et macroalgues en condition autotrophe (capacité à synthétiser de la matière organique à partir de matière minérale) et exploite les sucres, amidon, huiles ou cellulose qui en sont extraits. Il faut noter qu'il n'y a pas encore de réel consensus sur la définition de la 3ème génération. Certains y incluent également l'ensemble des microorganismes ou y classent les biocarburants où la biomasse utilisée ne provient pas de surfaces

(1) Lettre Trésor-Eco n°89 de juin 2011, Etude prospective sur la seconde génération de biocarburants : une analyse de leur efficacité économique et environnementale.

terrestres. La 3ème génération fait également appel à des voies biochimiques afin de transformer les lipides ou les sucres en hydrocarbures.

Au-delà de leur intérêt en termes de ressources, l'utilisation de ces microalgues et macroalgues pourrait constituer une alternative intéressante aux biomasses utilisées pour la production des biocarburants de la première génération de par leur rendement élevé à l'hectare et l'utilisation de surfaces non cultivables. Ainsi, selon les conditions de production, leurs rendements en huile peuvent être de 10 à 30 fois supérieurs à ceux du colza (de 10 à 40 t d'huile/ha/an).

Les techniques de conversion pour la 3ème génération sont matures mais les moyens de production de la ressource ne sont pas prêts, même à moyen terme, la technologie ne devrait pas commencer à se déployer avant 2030. L'ADEME a lancé, courant 2011, un appel à manifestations d'intérêt dédié à cette nouvelle génération de biocarburants.

Dans le cadre des Investissements d'Avenir, il existe plusieurs appels à projet qui soutiennent le développement des biocarburants avancés. Parmi les plus importants, on peut citer l'appel à projets « démonstrateurs » de l'Ademe au sein du programme Energie et Economie circulaire ainsi que les appels à projet « biotechnologies et bioressources » et « démonstateurs pré-industriels » du programme « santé et biotechnologies ». Ce dernier est un soutien au développement des biotechnologies industrielles indispensables au développement des voies biochimiques. Par ailleurs, le programme Investissement d'Avenir vise également à créer des Instituts d'Excellence d'Énergies Décarbonées.

En termes de prix, le développement des biocarburants sont conditionnés par deux variables clés : le prix du pétrole et les prix des matières premières utilisées. Les progrès technologiques sur les biotechnologies pour les voies biochimiques ou sur l'efficacité énergétique des procédés pour les voies thermochimiques pourront rendre les biocarburants avancés compétitifs.

Carburants alternatifs d'origine fossile

Les carburants alternatifs d'origine fossile (CtL, GtL) reposent sur la production de diesel et kérosène à partir du charbon et du gaz naturel. La filière de production la plus répandue est la conversion du gaz naturel ou du charbon en gaz de synthèse (« syngaz ») par gazéification suivi de la conversion de ce gaz en liquides par la synthèse Fisher-Tropsch comme pour le BtL. Les recherches en cours se concentrent sur deux procédés : la synthèse FT avec gazéifieur sur lit fixe ou sur lit bouillonnant. La première technologie est en très bonne voie. Deux unités sont opérationnelles au Qatar pays riche en ressources gazières : Oryx GTL (34 000 bbl/j) de la société sud-Africaine Sasol et Pearl GTL (140 000 bbl/j) réalisé par Shell, les deux en coopération avec la société nationale Qatargas. Une troisième, Escravos GTL (34 000 bbl/j) est en cours de construction au Nigeria. Ces unités ont été marquées par d'importantes difficultés techniques à la mise en route et une très forte hausse des coûts. Ainsi l'investissement de Pearl GTL se situerait entre 12 et 18 milliards de dollars à comparer aux 5 Md$ envisagés au départ. Néanmoins, le contexte a changé avec un prix du pétrole qui pourrait durablement dépasser les 80 $/b, ce qui est susceptible de redonner un nouvel élan à cette technologie. La seconde technologie a été validée en France mais les recherches en cours visent à améliorer la performance du catalyseur

ainsi que sa résistance mécanique. Le coût de l'investissement reste toutefois le point bloquant de cette technologie, sans parler des impacts environnementaux.

Par ailleurs, des progrès peuvent être faits qui profiteraient à l'ensemble des voies biochimiques et thermochimiques des carburants. Par exemple, les catalyseurs, qui interviennent dans les procédés de conversion de la biomasse ou des ressources fossiles, pourraient voir leur rendement augmenter, leur besoin en opération de maintenance diminuer et bénéficier d'une plus grande flexibilité dans la qualité des ressources qui y sont introduites. L'apport d'hydrogène est nécessaire à différentes étapes de la production de carburants alternatifs, notamment lors de l'ajustement du syngaz et de l'hydrogénation des huiles végétales ou pyrolytiques. L'amélioration du procédé de production de l'hydrogène contribuerait donc à la production des carburants alternatifs. De même pour le captage et stockage du CO_2 issus des filières CtL, GtL et de la méthanisation.

Compte tenu des différents verrous technologiques à lever d'ici là, à l'horizon 2030, le véhicule particulier de demain pourrait être un véhicule léger (d'un peu moins de 800 kg), possédant une motorisation hybride thermique-électrique, équipé d'un moteur à 3 cylindres, à performances limitées et consommant un biocarburant de 2ème génération.

Auditions sur le thème Technologies	Intervenants rencontrés
Stockage	ATEE (Marc Hiegel)
CCS, gaz de schiste	IFPEN (F. Kalaydjian)
Hydrocarbures	UFIP (O. Gantois, C.Chavane)
MDE, gestion de l'intermittence ENR/stockage	ADEME (P. Douillard ; L. Meunier ; T. Gaudain ; N. Thonnay)
Filière gaz, CCS	AFG (H. Malherbe ; L. Lu)
méthanation et utilisations CO2	IFPEN (L.Forti)
Smart Grids	CRE (E. Rodriguez ; R. Picard ; MH. Briant)
MDE et stockage	Gimelec (H. Vérité)
Flexibilité gaz/élec ; compteurs évolués ; gaz-to-power ; injection biogaz	GRDF GDF (A. Mazzenga ; J. Lemaistre ; O. Guerrini ; JP. Reich)
Photovoltaïque	INES (P. Malbranche)
Technologies de production de l'électricité	EDF (J.P. Boutte)
BtL	CEA (J-G Devezeaux)
Progrès des réacteurs gen III grâce à la R&D (dont sûreté)	CEA (Ph Billot)
Le programme Gen IV	CEA (F. Gauché)
Déploiement Gen IV et Scénario d'accélération Gen IV	CEA (B Boullis)
Applications non électrogènes du nucléaire	CEA (A. Porracchia)
Synergies nucléaire et ENR	CEA (F. Carré)
Progrès technique du nucléaire	AREVA (R. Berger)
Accélération du programme Gen III	AREVA(R. Berger)
Le recyclage des combustibles usés	AREVA (R.Berger et C. Drevon)
Gestion des déchets	ANDRA (F. Boissier)
Sûreté des réacteurs et des installations du cycle dans le contexte général et post Fukushima	ASN (A.C. Lacoste Président et M.P. Comets Commissaire)
Situation du nucléaire en France et dans le monde	GDF-Suez (P. Pradel)
Situation du parc existant France	EDF (Dir Stratégie et direction Production Ingenierie) (Y. Giraud ; L. Joudon)
Gen 3, international et renouvellement du parc	EDF (direction Production Ingenierie) (Y. Giraud)
Déconstruction, Combustible, déchets	EDF-DPI(Y. Giraud – A. Keramsi)
Cycle du combustible pour les réacteurs vus de l'exploitant	EDF (DCN) (M. Pays)

Cette annexe a bénéficié de l'apport de la mission de Prospective technologique du CAS présidée par Jean Bergougnoux.

Annexe 7

Réseaux et marchés

Cette annexe évoque l'évolution des réseaux électriques et gaziers en lien avec le mix énergétique, ainsi que les impacts attendus de ces évolutions sur le fonctionnement du marché, et notamment des prix.

1. La construction du marché européen de l'énergie et les développements des réseaux électriques et gaziers associés

1.1. Une volonté européenne de créer le marché unique de l'énergie

Les trois principaux objectifs de la politique énergétique européenne, rappelés dans la communication Energy 2020[1] sont la durabilité, la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement.

Pour concourir à l'atteinte de ces objectifs, le Conseil Européen du 4 février 2011 a rappelé la nécessité de se doter « d'un marché intérieur de l'énergie intégré, interconnecté et pleinement opérationnel », afin de « permettre à la population de bénéficier de prix plus fiables et compétitifs, ainsi que d'une énergie plus durable ». L'objectif est d'achever le marché intérieur « d'ici 2014 de façon à permettre la libre circulation du gaz et de l'électricité. ». Pour autant, la réalisation d'un tel marché, initiée il y a plus de 10 ans[2], implique encore une meilleure intégration des marchés et des développements d'infrastructures importants.

(1) COM(2010) 639/3.

(2) Une série de paquets réglementaires dits « marché intérieur de l'énergie » (MIE), en 1996-98, 2003, puis 2009, ont notamment contraint les états à progressivement ouvrir à la concurrence les activités de production et de fourniture d'énergie, et à accroitre l'interconnexion et l'intégration entre marchés. A titre d'exemple, depuis 2007, les consommateurs européens sont ainsi libres de choisir leur fournisseur d'électricité ou de gaz.

Concernant l'intégration, l'extension du couplage de marchés via la définition d'orientations-cadres ainsi que de codes de réseau applicables à l'ensemble des réseaux européens est par exemple nécessaire (cf. 1.2). Pour rendre possible ces évolutions, une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), a notamment été créée en 2009 (opérationnelle depuis 2011) et travaille avec les régulateurs en collaboration avec les associations des gestionnaires de réseaux de transport ENTSO-E (électricité) et ENTSO-G (gaz).

Concernant les infrastructures, la commission a proposé le 19 octobre 2011 un règlement « concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques européennes ». Celui-ci définit un certain nombre de corridors prioritaires en matière d'infrastructures énergétiques pour l'électricité et le gaz, identifiés sur la base des schémas de développement des réseaux européens proposés par les ENTSOs (cf. 1.3).

1.2. Une convergence dans les règles de marché et d'utilisation des interconnexions

➢ Pour l'électricité

Les réseaux de transport d'électricité des pays européens sont depuis longtemps connectés les uns aux autres, à la fois pour permettre une assistance mutuelle des gestionnaires de réseaux en cas de déséquilibre offre/demande, mais aussi pour bénéficier de la complémentarité des parcs de production dans le cadre de transactions commerciales transfrontalières. Dans un contexte de libéralisation des marchés de l'énergie, les interconnexions permettent également de développer la concurrence sur les marchés nationaux. Néanmoins, les capacités de transit au niveau des interconnexions étant limitées, des méthodes d'attribution des capacités (ou « gestion des congestions ») sont nécessaires.

➢ Vers une convergence des méthodes d'attribution des capacités aux interconnexions électriques

Initialement, les capacités aux interconnexions étaient attribuées par des contrats de long terme, qui ont ensuite progressivement été supprimés au profit de méthodes basées sur le marché[1].

Dans un premier temps, ces méthodes ont d'abord été définies au cas par cas entre pays. Ensuite, dès février 2006[2,] elles se sont inscrites dans le cadre des initiatives régionales électricité (ERI), qui impliquent à différents niveaux les autorités de régulation nationales, les gestionnaires du réseau de transport (GRT), et tous les acteurs concernés (notamment les marchés organisés). Aujourd'hui, la France est impliquée dans 4 des 7 initiatives régionales[3] (cf. ci-dessous).

(1) L'arrêt de la CJCE C-17/03 du 7 juin 2005 a mis fin à la priorité d'accès accordée aux contrats de long terme, et les règlements européens imposent de « mettre en place des méthodes, indépendantes des transactions, non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés ».
(2) Ces initiatives ont été mises en place par l'ERGERG (European Regulators' Group for Electricity and Gas), qui a depuis disparu et dont le rôle a été repris par l'ACER.
(3) FUI (R-U et Irlande) ; Centre-ouest (Allemagne, Benelux) ; Sud-ouest (péninsule ibérique) ; Centre-sud (Italie, Autriche, Grèce, Slovénie, Allemagne).

Figure 1 : Cartographie des initiatives régionales électricité européennes

Source : CRE.

La dernière étape de la convergence des méthodes d'attribution de capacités entre pays est actuellement en cours. Pour chaque horizon temporel (long-terme ; journalier ; infra-journalier ; ajustement), des orientations-cadres (« framework guidelines ») élaborées par l'ACER définissent des mécanismes cibles pour la gestion des congestions et l'allocation des capacités (cf. graphe). Ces orientations-cadres servent ensuite de cadre aux GRT pour l'élaboration des codes réseaux.

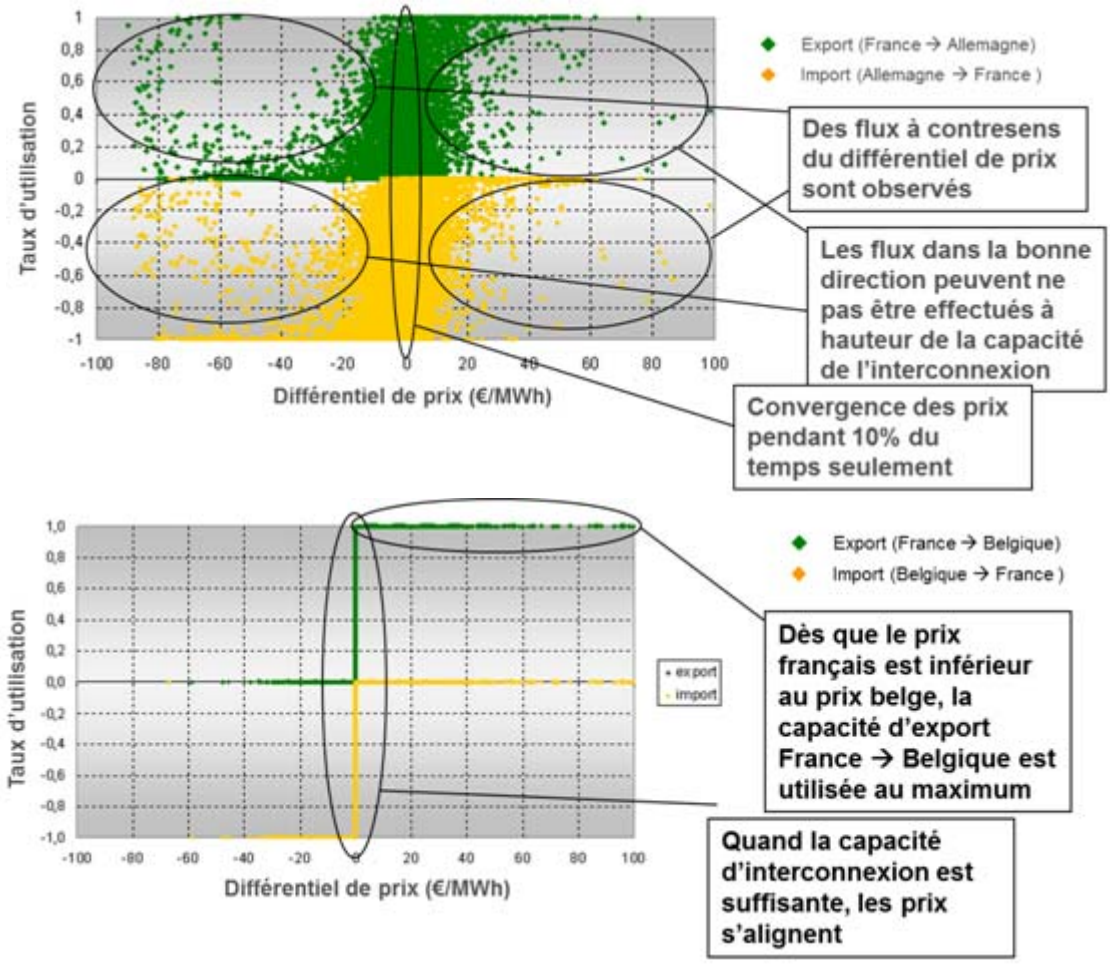
Comme le montre le Graphe ci-dessous, les échanges aux différents horizons temporels répondent à des logiques et des contraintes différentes. Par conséquent, les mécanismes cibles proposés par les régulateurs sont différents, adaptés à chacun des horizons temporels. En particulier, le mécanisme cible pour les échanges journaliers est le couplage de marchés, détaillé dans le paragraphe suivant.

Figure 2 : Description des mécanismes cibles pour les échanges d'électricité

➢ **Vers un couplage des marchés pour les échanges journaliers**

Avec un mécanisme d'enchère « explicite », l'offre et la demande sont confrontées indépendamment sur chaque marché, avec une gestion séparée des interconnexions. Au contraire, avec un mécanisme de couplage de marché la préséance économique s'applique sur l'ensemble des zones couplées, ce qui permet d'attribuer implicitement la capacité de l'interconnexion aux transactions d'énergie frontalières les plus efficaces. Ce mécanisme permet donc une utilisation optimale des interconnexions, le flux d'énergie allant toujours du marché le moins cher vers le marché le plus cher, ce qui n'est pas systématique avec un mécanisme d'enchère (cf. graphes ci-dessous). En revanche, il nécessite une coordination importante entre les gestionnaires de réseaux, les marchés organisés et les régulateurs.

Figure 3 : Comparaison d'une gestion des interconnexions par enchères explicites (France-Allemagne, avant le 09/11/2010) ou par couplage des marchés (France-Belgique)



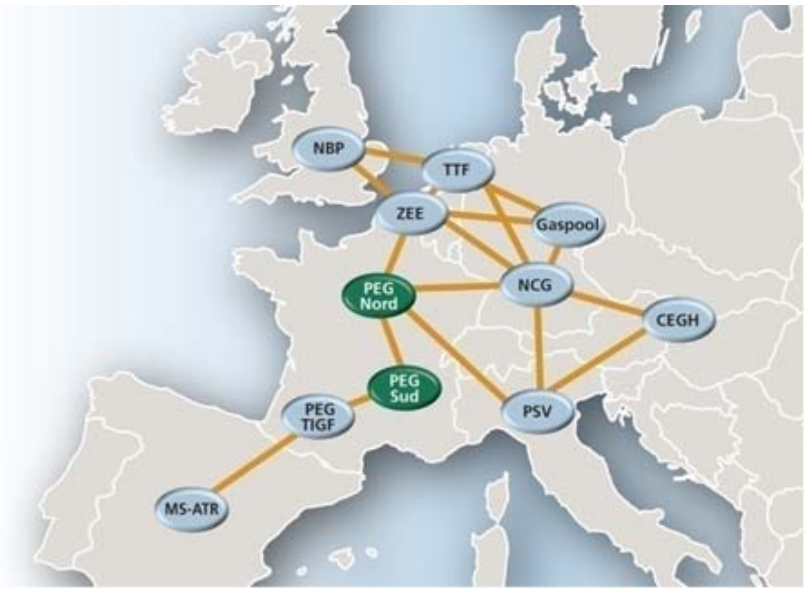
Source : CRE

➢ **Pour le gaz**

Les structures institutionnelles et les grandes étapes d'intégration des marchés évoquées dans la partie précédente se retrouvent également pour le gaz. Comme pour l'électricité, trois initiatives régionales gazières (GRI) ont été créées par l'ERGEG en 2006 (Nord-Ouest ; Sud-Sud Est et Sud) afin de promouvoir la coopération entre GRT et accélérer l'intégration des marchés, et on retrouve le principe de lignes directrices élaborées par l'ACER. Néanmoins, les enjeux des marchés gaziers sont sensiblement différents de ceux de l'électricité.

Au niveau physique, en premier lieu la ressource est répartie de manière beaucoup moins homogène. Ensuite, les réseaux gaziers offrent des possibilités de stockage importantes, à la fois grâce au stockage en conduite et par la mobilisation de stockages souterrains. Par conséquent, le développement des interconnexions relève plus d'une logique de diversification et d'optimisation des approvisionnements que d'une logique d'équilibrage et d'optimisation du parc. Enfin, le couplage du marché français avec celui de ses voisins est encore loin d'être une réalité, puisque subsistent encore au niveau national plusieurs zones d'équilibrage.

Figure 4 : Les principales zones d'équilibrage gazières en Europe de l'Ouest



Source : GRT Gaz

1.3. La planification concertée du développement des réseaux électriques et gaziers européens dans le cadre de plans décennaux

Les associations ENTSO-E et ENTSO-G ont été créées en 2008-2009 en anticipation de l'entrée en vigueur du troisième paquet législatif « marché intérieur de l'énergie » (MIE) début 2011. Leur principal rôle est d'accroitre la coopération et la coordination entre gestionnaires de réseaux nationaux, pour permettre un développement concerté des réseaux électriques et gaziers.

Une partie de l'activité des ENTSOs est d'établir des plans décennaux de développement des réseaux européens. Ces plans, à partir des projections d'évolution des offre/demande au niveau national et européen, permettent d'avoir une vision prospective des besoins de développement des réseaux transnationaux à horizon 2020, afin de coordonner l'action des gestionnaires de réseau.

➢ Plan décennal ENTSO-E

Le plan décennal d'ENTSO-E insiste sur les besoins importants de nouveaux investissements dans les réseaux électriques pour résorber les congestions actuelles ou à venir. A horizon 2020, l'ensemble des projets « d'importance européenne »[1] répertoriés par ENTSO-E représente ainsi 42 100 km de lignes (cf. Table ci-dessous), à comparer au réseau actuel de 300 000 km, et les investissements à réaliser dans les 5 prochaines années pour permettre leur réalisation représentent d'après l'ENTSO-E un total de 23 à 28 Mds€.

Tableau 1 : Synthèse des projets de lignes électriques identifiés par ENTSO-E à horizon 2020

Project tehcnology	Total Length Km	Length of new connections Km	Length of upgraded connections Km
AC	32500	25700	6900
of which >300kV	*29600*	*23200*	*6400*
DC (mainly subsea)	9600	9600	0
TOTAL	**42100**	**35300**	**6900**
of which in mid-term	*18700*		

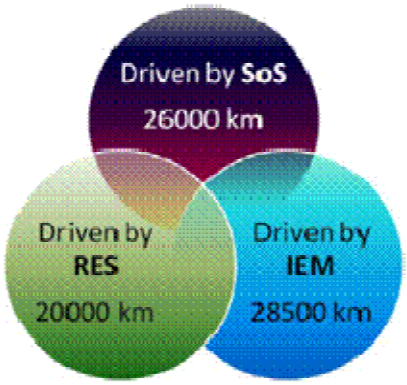
Source : ENTSO-E

La plupart de ces projets (23 200 km) consistent en la création de nouvelles lignes aériennes très haute tension (THT) en courant alternatif (AC). En effet, ce type de lignes est actuellement d'un point de vue technico-économique la solution optimale pour le transport d'électricité sur longues distances. Néanmoins, des projets utilisant d'autres technologies (par exemple lignes souterraines à courant continu) sont également planifiés, notamment pour répondre aux contraintes d'acceptabilité locale, mais avec en contrepartie des surcoûts importants[2].

Dans son plan décennal, ENTSO-E fait l'exercice de classer les projets de lignes en fonction de leur contribution à l'atteinte des objectifs européens : sécurité d'approvisionnement (security of supply SoS) ; durabilité (renewable sources ReS) ; compétitivité (integration of energy market IEM). Le résultat, sur la Figure ci-dessous, montre que les projets contribuent de manière presque égale à l'atteinte de ces trois objectifs.

(1) Ce qui correspond aux interconnexions et aux lignes THT du réseau de transport national.
(2) A titre d'exemple, le dossier de concertation sur la ligne Avelin-Gavrelle indique que le coût lié à la construction de cette ligne en souterrain atteindrait au minimum 460M€, soit 8 fois le coût du projet en technique aérienne.

Figure 5 : Contribution des projets de lignes à l'atteinte des différents objectifs européens



Source : ENTSO-E

NB : La prochaine version du plan décennal, prévue pour 2012, est actuellement en discussion au sein de l'ENTSO-E, sur la base du résultat des dernières modélisations de l'équilibre offre-demande pour la période 2011-2025 *(ENTSO-E's Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2011- 2025*).

➢ Description plan décennal ENTSOG

Comme l'ENTSO-E, ENTSO-G fait l'exercice d'identifier les projets de développement du réseau européen de gaz susceptibles de se réaliser à horizon 2020, en distinguant les projets dont la décision finale d'investissement a été prise (*final investment decision* FID) ou non. L'ensemble de ces projets[1] représente un montant d'investissement de près de 90 Mds€.

Tableau 2 : Estimation agrégée des investissements prévus dans les réseaux de gaz

Aggregation	Aggregate Cost Estimate for Infrastructure Investments (in € 10^6)
Transmission projects – FID	13,711
Storage projects – FID	4,260
LNG Projects – FID	3,570
Transmission projects – Non-FID	58,556
Storage projects – Non-FID	2,593
LNG projects – Non-FID	6,614
Subtotal FID projects	21,514
Subtotal Non-FID projects	67,763
TOTAL	**89,304**

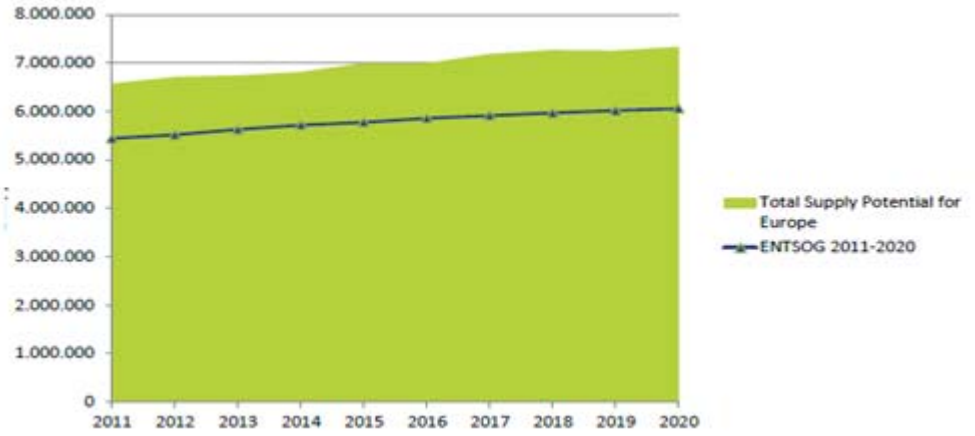
Source : ENTSO-G

(1) Certains projets n'ont pas été inclus dans l'estimation, car les montants d'investissement correspondant n'ont pas pu être rendu publics pour des raisons de confidentialité.

Dans son rapport, ENTSO-G évalue ensuite, à partir de scénarios variés, la capacité du réseau européen à répondre à la demande dans un ensemble de situations (climatiques, disponibilité des installations et des sources d'approvisionnement etc…) afin d'identifier d'éventuels besoins de renforcement du réseau.

Le résultat des modélisations effectuées montre que les projets actuellement précédemment identifiés, s'ils se réalisaient effectivement, permettraient une amélioration globale de l'adéquation offre/demande au niveau européen. Le Graphe ci-dessous montre ainsi que des marges subsistent dans le cas du scénario de demande le plus exigeant. Néanmoins, il est important de rappeler que ces marges au niveau global n'impliquent pas nécessairement une adéquation offre/demande en tout point du réseau. En particulier, ENTSO-G identifie trois régions sensibles: Danemark-Suède ; les Balkans et Pologne-Lithuanie.

Graphique 1 : Adéquation offre/demande gazière au niveau européen dans un des scénarios de l'ENTSO-G



Source : ENTSO-G

➢ **Le paquet infrastructures européen**

Les plans décennaux proposés par les ENTSO ont mis en lumière les importants besoins d'investissement dans les réseaux. A partir d'une analyse utilisant le modèle PRIMES, la commission européenne est arrivée aux mêmes conclusions, mais dans des proportions plus importantes. Dans sa communication du 17/11/2010 « Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà - Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré », elle identifie un besoin d'investissement dans les réseaux de transport d'énergie d'ici à 2020 de 200 Mds€. D'après les résultats de la modélisation, la réalisation de ces investissements permettrait de créer environ 775 000 emplois supplémentaires au cours de la période 2011-2020 et d'accroître le PIB européen de 19 Mds€ d'ici à 2020, par rapport à une croissance selon un scénario de statu quo. A noter que l'estimation de 200 Mds€ donnée par la Commission paraît sensiblement plus élevée que celle donnée dans les plans décennaux des gestionnaires de réseau (cf. *supra*), sans que cette différence ait pu être expliquée par la Commission.

D'après la Commission, la moitié seulement des investissements pourront être assumés par les marchés seuls. Une partie de ce déficit est imputable à l'acceptabilité réduite du public pour ces projets, qui engendre des délais importants pour

l'obtention des autorisations requises en matière d'environnement et de construction, mais aussi à des difficultés d'accès au financement et au manque d'instruments d'atténuation des risques adéquats, notamment pour les projets présentant des externalités positives et des avantages plus vastes sur le plan européen, mais dont la justification commerciale n'est pas suffisamment solide.

Pour répondre à ces difficultés, la commission a publié le 19 octobre 2011 une proposition de règlement « concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes ». Ce règlement identifie 12 corridors énergétiques prioritaires, sur la base des plans décennaux des ENTSO, au sein desquels les projets labélisés d' « intérêt européen » pourraient bénéficier de procédures administratives spécifiques (réduction des délais, allocation des coûts entre pays) et éventuellement d'un financement européen. La proposition de cadre financier pluriannuel (budget européen), transmise par la Commission le 29 juin 2011 pour la période 2014-2020, prévoit un budget ambitieux de 9 Mds€ pour financer ces infrastructures énergétiques.

Figure 6 : Corridors énergétiques prioritaires identifiés par la Commission européenne

Source : Étude d'impact de la Communication Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà.

1.4. Les perspectives de développement des réseaux européens à plus long terme : un supergrid ?

Le terme de « supergrid », ou d'autoroutes de l'électricité[1], est parfois employé pour parler des visions prospectives de ce que pourrait être le futur du réseau européen de transport d'électricité. En particulier, l'augmentation des besoins de transit d'électricité à la fois en puissance et en distance, amène les gestionnaires de réseau à envisager pour les nouvelles lignes électriques des niveaux de tension supérieurs ou

(1) Notamment dans la proposition de règlement concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

des lignes en courant continu[1]. Le courant continu peut également être utilisé pour des lignes souterraines (ou sous-marines), lorsqu'un tracé aérien acceptable se révèle impossible à trouver.

La réflexion autour de ce futur « supergrid » européen est initiée en particulier pour deux régions :

- la première est celle de la Mer du Nord, en raison du développement important planifié d'éoliennes en mer, dont le raccordement avec les différents pays concernés, s'il est concerté, peut servir de base à un « supergrid ». Un cadre de discussion pour l'étude de cette perspective à horizon 2030 a été mis en place, la « North Sea Countries Offshore Grid Initiative » ;
- la seconde est celle de la région Méditerranéenne, pour favoriser l'échange d'électricité entre les pays des rives Nord et Sud de la Méditerranée. Dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée, le plan solaire méditerranéen fixe en effet l'objectif de 20GW de production d'électricité renouvelable dans les pays du Sud et de l'Est de la Méditerranée, dont une partie destinée à l'export. Le consortium MEDGRID mène actuellement la réflexion sur les lignes transméditerranéennes en courant continu qui pourraient permettre de réaliser ces échanges.

Le développement de ces nouvelles lignes de transport sur grande distance (autoroutes de l'électricité), s'il est aujourd'hui technologiquement possible[2], pose néanmoins plusieurs questions. En particulier, développer un réseau maillé en courant continu est technologiquement complexe. Actuellement, les lignes en courant continu sont reliées par des convertisseurs au réseau alternatif, mais le développement d'un supergrid en courant continu posera la question de son insertion avec le réseau alternatif actuel. De plus, le statut d'un tel supergrid, ainsi que son financement serait actuellement à définir (supranational, national ?). Enfin, l'échange d'électricité entre les pays du Nord et du Sud de la Méditerranée pose encore des obstacles politiques et réglementaires importants, notamment en raison de procédures et de fonctionnement des marchés différents.

2. Les perspectives du développement des réseaux électriques et gazier au niveau français et les investissements associés

2.1. Les schémas décennaux de développement des réseaux de transport nationaux

Comme c'est le cas au niveau européen, le troisième paquet législatif MIE prévoit que chaque année les gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz soumettent à l'autorité de régulation (en l'occurrence la CRE) un plan décennal de développement du réseau.

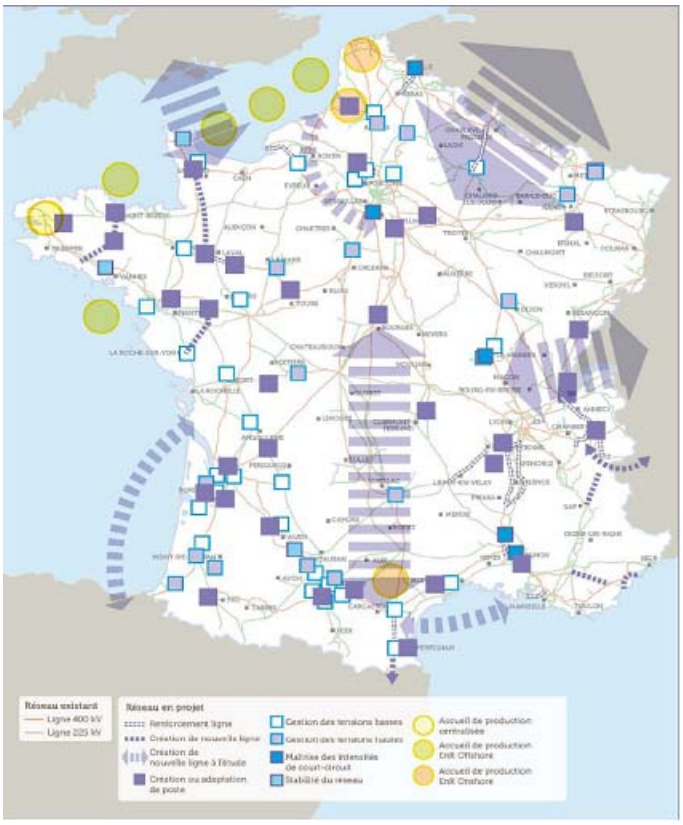
(1) Le 400 kV alternatif aérien se révèle adapté pour le transport de 2-3GW sur 200-300km, mais le 800kV alternatif aérien est plus approprié pour un couple puissance-distance de 3-5GW sur 300-1000km (source : RTE).
(2) D'après l'entretien avec MEDGRID, la faisabilité technique des câbles sous-marins en courant continu (HVDC) a été confirmée pour des profondeurs <2000 m (câble Sardaigne-Italie 500MW). En aérien, des lignes de 6,4GW sur 2000km ont été construites en Chine.

➢ Schéma décennal de développement du réseau électrique

Le premier schéma décennal est actuellement soumis à consultation par le RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Ce schéma décennal traduit les orientations de la Programmation Pluriannuelle d'Investissements de Production en vigueur. Il a pour obligation d'être en cohérence avec le plan décennal européen de l'ENTSO-E en vigueur au moment de son élaboration et servira de donnée d'entrée pour l'élaboration du prochain plan décennal européen.

Le message fort de ce plan est que les mutations actuelles du paysage énergétique appellent un développement significatif des capacités de réseau pour les années à venir. En effet, les mesures de maîtrise de la demande en énergie (MDE), les incitations aux transferts d'usage vers l'électricité (pompes à chaleur, transports électriques) et le développement d'énergies renouvelables dispersées vont entrainer une modification de la topologie des flux sur le réseau, avec notamment des fluctuations plus fréquentes, avec des amplitudes plus marquées et qui couvrent des distances plus longues. Pour permettre l'accueil de ces flux, il faut selon RTE développer le réseau français, mais aussi accroitre les capacités d'échanges avec les voisins. D'ici 2020, RTE entend ainsi accroitre d'environ 8 GW les capacités d'échange internationaux. Le graphe ci-dessous répertorie les principaux projets du RTE à horizon 2020.

Figure 7 : Projets de développement du réseau de transport d'électricité



Source : RTE

En termes d'investissements, à horizon 2020 le schéma décennal de développement du réseau électrique chiffre les investissements nécessaire pour le réseau de transport à 10 Mds€[1]. Ces investissements sont prévus pour que le réseau soit à cet horizon robuste aux principales évolutions possibles du mix énergétique.

A horizon 2030, le rythme d'investissement devrait s'accentuer légèrement. RTE estime que les investissements totaux à réaliser à cet horizon seront de l'ordre de 30 à 45 Mds€[2], soit un rythme de 1,5 à 2,5 Mds€/an en moyenne, qui nécessitera une évolution adaptée du tarif d'acheminement. Cette différence s'explique par plusieurs incertitudes à cet horizon, susceptibles de modifier sensiblement le montant des investissements à réaliser :

- la première est celle du mix énergétique à cet horizon. En particulier, RTE estime que le besoin de « respiration européenne » lié à une forte évolution du mix énergétique en France, entraînerait 15 000 MW de besoins en capacités d'interconnexions supplémentaires sur 20 ans, correspondant à un coût évalué à environ 350 millions par an sur la période pour RTE. ;
- la seconde est celle du choix du type de réseau à implanter. En particulier les montants d'investissement entre des lignes aériennes ou souterraines, sont sensiblement différents (avec un surcoût global de l'ordre de 10 Md€ pour la seconde option) ;
- enfin, la troisième est celle des délais de construction des lignes, qui peuvent être impactés notamment en raison des fortes oppositions locales que les projets ont tendance à susciter.

➢ Schéma décennal de développement du réseau gazier

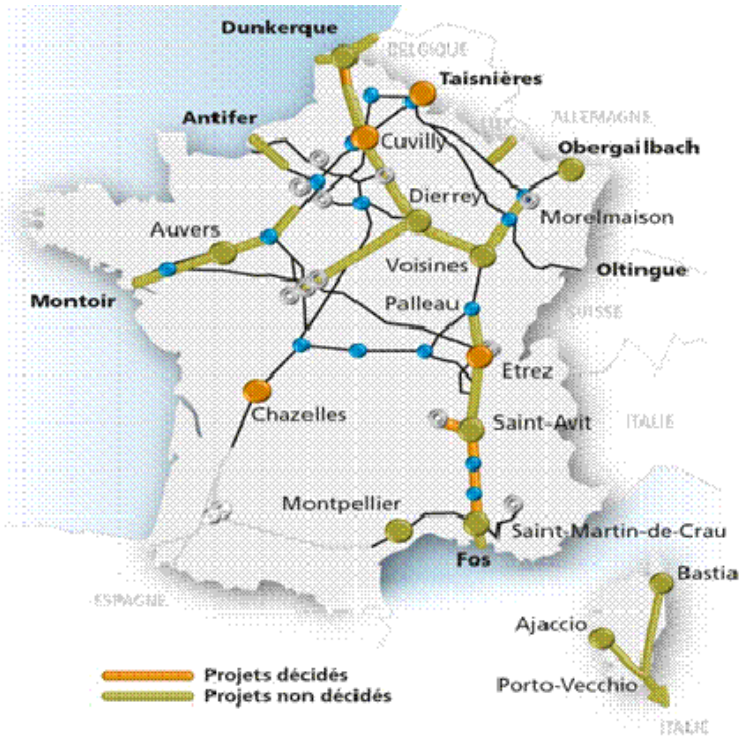
Par rapport aux autres réseaux européens, le réseau français présente l'avantage d'être très interconnecté (Begique, Allemagne, Suisse-Italie, Espagne). C'est notamment le seul pays européen à avoir un accès réparti entre flux du Nord, de l'Est de l'Europe et flux de gaz naturel liquéfié (GNL), grâce notamment à trois terminaux méthaniers.

Les principaux renforcements décidés ou envisagés par GRTgaz, détaillés dans le plan décennal de développement du réseau, sont représentés sur le schéma ci-dessous.

(1) Les 3 Mds€ à réaliser dans les trois ans se répartissent de la manière suivante : 21 % interconnexions internationales ; 27 % sécurité d'alimentation et croissance de la charge ; 19 % raccordement et accueil de la production ; 32 % sûreté système

(2) La fourchette d'investissements pour le réseau de transport dans le scénario UFE est de 36 à 44Mds€.

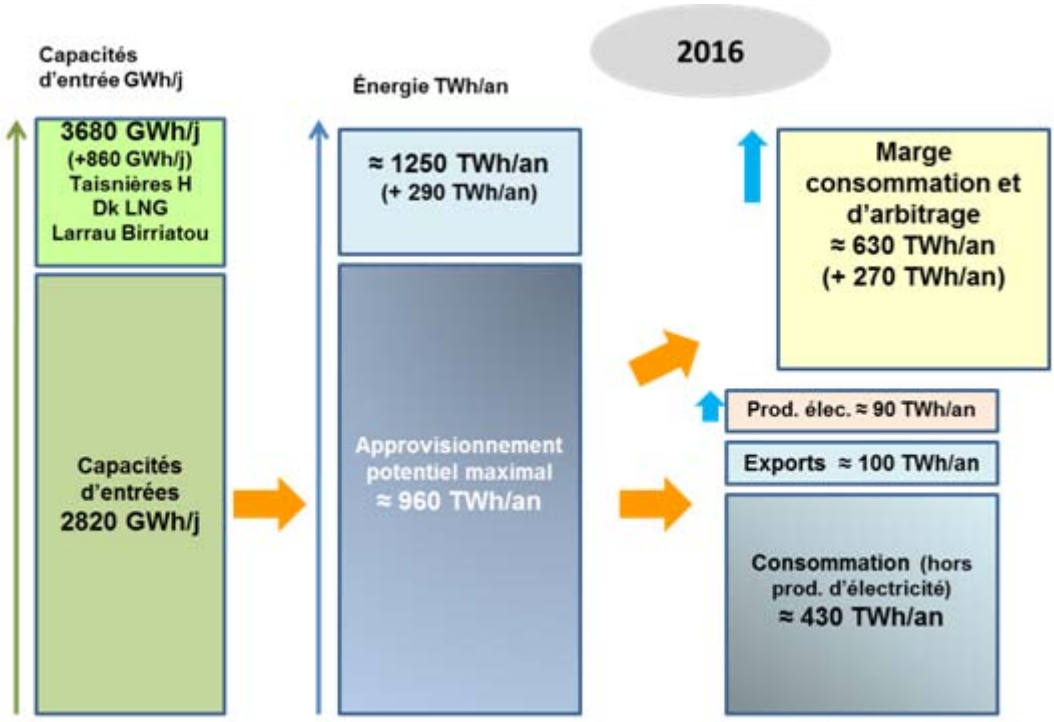
Figure 8 : Renforcements du réseau de gaz décidés ou envisagés dans le plan décennal de développement du réseau de gaz de GRTgaz



Source : GRTgaz

Lors de son audition, GRTgaz a souligné le fait que les nombreuses décisions d'investissement prises en 2011, de l'ordre de 1,6 Mds€, vont modifier profondément la robustesse, la capacité d'évolution et la manœuvrabilité du réseau de GRTgaz dès l'horizon 2016. En particulier, la flexibilité intra-journalière ainsi que les capacités d'entrées seront fortement accrues (cf. graphe ci-dessous). GRTgaz posera, d'ici 2016, 650 km de canalisations en Ø1200 mm (actuellement 30 km uniquement), et souligne la bonne acceptabilité sociale de ces ouvrage (débats publics sans opposition notable).

Figure 9 : Evolution des capacités d'entrée sur la zone de GRT gaz liées aux projets déjà décidés



Source : GRT gaz.

A horizon 2020, des développements additionnels sont envisagés dans le plan décennal, afin de permettre la fusion physique des zones Nord et Sud, et accroitre encore les capacités d'entrée par gazoduc et GNL. D'après les auditions menées, ces développements additionnels pourraient représenter des montants d'investissement de 6 à 8 Mds€, mais ils ne seront réalisé que si les échanges avec les opérateurs[1] font état d'un intérêt réel. Aussi, ces montants doivent être pris avec prudence. A horizon 2030, aucun montant d'investissement prévisionnel n'a été annoncé[2].

La flexibilité intra-journalière est un enjeu majeur pour le gestionnaire de réseau, qui est aussi le gestionnaire d'équilibre. En effet, à la différence du réseau électrique, le réseau de gaz fait uniquement l'objet d'un équilibrage journalier et c'est à GRTgaz d'assurer la modulation des clients.

Hors, entre 2009 et 2011, le parc de CCG et de Turbine à combustion (TAC) gaz est passé de 1 à 5 GW installés, ce qui a significativement accru le besoin de modulation infra-journalière. Cette tendance devrait se poursuivre, puisque GRTgaz anticipe un parc CCG&TACgaz de 8 GW pour 2016-2018, et que la modulation du parc CCG&TACgaz devrait s'accroitre pour compenser l'intermittence de la production ENR.

(1) Consistant notamment en des appels à souscription de capacités (ou « open season »)
(2) Pour avoir un ordre d'idée des investissements annuels engagés par les opérateurs des réseaux de transport de gaz, on peut s'appuyer sur la délibération de la CRE du 15 décembre 2011 qui indique les montants des programmes d'investissements approuvés pour 2011 et 2012. Ceux-ci sont en 2011 de 532 M€ et 84 M€ et en 2012 de 764 et 163 M€ (pour GRT et TIGF resp.).

Pour répondre aux besoins de flexibilité infra-journalières, GRTgaz s'appuie sur des sources de flexibilité comme l'injection de stock en conduite, la sur ou sous sollicitation des stockages, et à mis en place au 1er avril 2011 un service spécifique de flexibilité intra-journalière[1].

Actuellement, et grâce aux nouveaux projets décidés (cf. graphe ci-dessus), GRTgaz considère donc que même dans un cas de forte réduction de la part du nucléaire, la capacité gaz serait suffisante pour apporter un approvisionnement diversifié aux nouvelles centrales CCG.

NB : La zone Sud-Ouest du réseau de transport de gaz étant gérée par TIGF et non par GRTgaz, les évolutions détaillées dans ce paragraphe n'incluent pas les projets dans cette zone. Très succinctement, il peut être indiqué que TIGF est soumis aux mêmes obligations que GRTgaz, notamment en termes d'élaboration d'un programme prospectif de développement à 10 ans de son réseau. Ainsi, selon la version 2011-2020 de ce programme prospectif, TIGF va investir 400 M€ pour le développement de son réseau sur les dix prochaines années, dont 320 à 380 M€ en investissements de fluidité sur le réseau Grand Transport et le Réseau régional. Ces investissements permettront essentiellement de créer des capacités supplémentaires bidirectionnelles pour satisfaire les besoins des expéditeurs qui ont souscrit des capacités de transport entre la France et l'Espagne lors des consultations du marché organisées en 2009 et 2010. En 2015, les capacités d'interconnexion avec l'Espagne auront ainsi quasiment triplé par rapport à 2010 pour atteindre 265 GWh/j dans les deux sens.

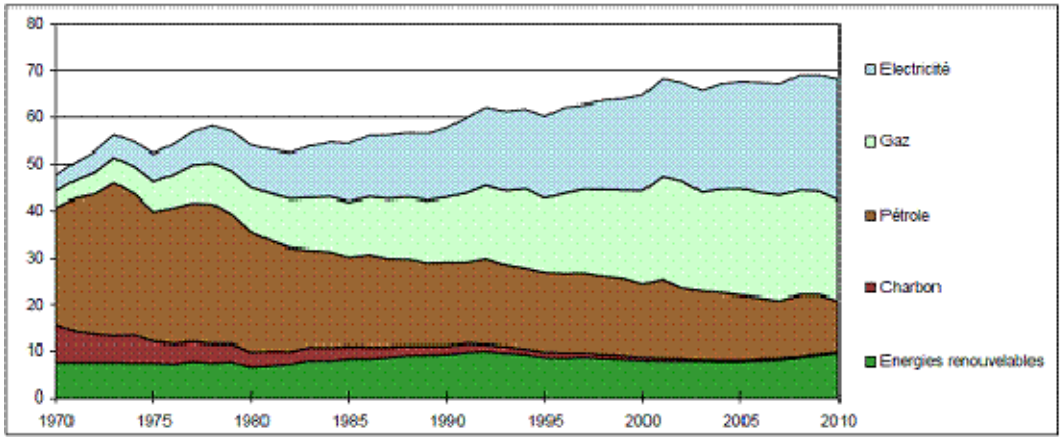
2.2. Le développement des réseaux de distribution

Les réseaux de distribution permettent d'acheminer, à partir des réseaux de transport, l'énergie jusqu'aux particuliers et entreprises. Les réseaux publics de distribution sont la propriété des communes qui peuvent soit les exploiter directement dans le cadre d'une régie, soit (cas le plus général) en confier l'exploitation à un tiers dans le cadre d'un contrat de concession. En ce qui concerne l'électricité, les gestionnaires de réseaux de distribution sont ERDF (95 % du réseau de distribution du territoire métropolitain continental), 160 Entreprises locales de distribution (ELD) et EDF (Corse, DOM). En ce qui concerne le gaz naturel, les gestionnaires de réseaux de distribution sont GRDF (95 % du réseau de distribution du territoire métropolitain continental), 22 ELD et trois nouveaux distributeurs (agréés en application de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales). A la différence des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité et de gaz, les gestionnaires des réseaux de distribution n'ont pas l'obligation de produire des plans de développement à 10 ans.

Les enjeux actuels pour les réseaux de distribution électriques et gaziers sont sensiblement différents. En premier lieu, il importe de rappeler que depuis le milieu des années 70, le programme électronucléaire français s'est accompagné d'une augmentation importante de la part de l'électricité dans la consommation finale du secteur résidentiel et tertiaire (cf. graphe ci-dessous). Par conséquent, le réseau de distribution gazier français s'est moins développé que celui de ses voisins (11 millions de clients raccordés contre 22 millions au Royaume-Uni et 19 en Allemagne), alors que dans le même temps le réseau de distribution électrique connaissait une croissance importante (1,3 millions de km de lignes fin 2010).

(1) Après publication de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mars 2011.

Graphique 2 : Consommation d'énergie finale dans le secteur résidentiel et tertiaire (Mtep)



Source : SOES, bilan de l'énergie 2010.

Le réseau de distribution gazier se trouve donc aujourd'hui dans une phase de « maturité », où l'enjeu n'est plus le développement du réseau mais plutôt son utilisation optimale et la sécurité à long-terme de son exploitation[1]. En effet, les coûts du réseau de distribution sont principalement liés aux investissements initiaux (répercutés sur toute la durée de vie des ouvrages), et dépendent très peu des volumes effectivement acheminés. Une baisse des consommations (liée à une meilleure efficacité ou à des substitutions vers d'autres énergies) aurait pour conséquence d'augmenter le tarif de transport au kWh pour l'ensemble des clients restants, et pourrait enclencher ainsi une boucle conduisant à abandonner un actif déjà financé. Les nouvelles utilisations potentielles du gaz dans le secteur des transports, ou le développement de nouvelles technologies gaz ou mixtes gaz-élec dans le secteur résidentiel tertiaire (pompe à chaleur hybrides, micro-cogénération, cf. Annexe technologies) constituent à ce titre des solutions à explorer, tout comme l'injection de biométhane dans les réseaux de distribution, rendue possible au moyen d'un tarif d'achat depuis l'automne 2011[2]. Actuellement, ce biométhane est obtenu à partir de biogaz issu de la méthanisation des déchets (déchets ménagers verts, agriculture et agroalimentaire, boues de station d'épuration…) et épuré aux spécifications du gaz naturel[3]. A plus long terme, il pourrait être obtenu à partir de la gazéification de la biomasse ligneuse (bois) ou de micro-algues. L'utilisation optimale du réseau de distribution devrait également passer par le développement de compteurs communicants gaz. Des expérimentations ont été menées en 2010, et un déploiement national est prévu à horizon 2020 (investissement total estimé pour le projet ≈ 1Mds€).

(1) Les niveaux d'investissements dans les réseaux de distribution gérés par GRDF restent néanmoins conséquents. Ainsi, la proposition tarifaire du 28 février 2008 ayant servi de base au calcul du tarif actuel d'utilisation du réseau (ATRD 3), indique que les investissements annuels réalisés en 2006-2007 et ceux prévus pour 2008-2012 se trouvent dans une fourchette de 600 à 800M€/an.
(2) L'injection de biométhane dans le réseau est devenu une réalité avec le site de Lille-Sequedin mis en service en 2011, et devrait augmenter pour atteindre 3 à 4 TWh en 2020 d'après GRDF.
(3) Le potentiel technique de biogaz brut est estimé en France à près de 210 TWh PCS à partir de déchets (étude ADEME, AFGNV, ATEE, GDF SUEZ, IFP, MEEDDAT 2008), même si les conditions économiques ne permettront pas une valorisation de l'ensemble de ce potentiel.

En ce qui concerne les réseaux de distribution électriques, après une phase d'investissement importante pour accompagner la montée en puissance de la production d'énergie nucléaire et de la consommation électrique, les investissements ont ensuite fortement baissés jusqu'en 2005. Les chroniques d'investissements fournies par la FNCCR montrent ainsi que le niveau des investissements réseaux financés par ERDF[1] est passé d'une fourchette de 2,5-3,5 Mds€$_{2010}$ dans les années 80 à 1,5-2 Mds€$_{2010}$ depuis le début des années 2000[2]. Depuis 2005, les investissements d'EDRF sont repartis à la hausse. D'après le rapport d'activité d'ERDF, les investissements 2010 représentent 2,5 Mds€, en hausse de 48% par rapport à 2007 (1,7 Mds€). Pour 2012, le niveau d'investissement financés par ERDF et retenu par la CRE dans le calcul du TURPE est de 3,7 Mds€[3]. Cette hausse est liée à trois facteurs principaux : l'accueil des nouveaux clients, en particulier le raccordement des producteurs d'énergie photovoltaïque[4] et les véhicules électriques ; l'amélioration de la qualité de la desserte des clients, avec notamment un accroissement de la mise en souterrain ; et la modernisation des réseaux, notamment avec l'expérimentation du compteur communiquant Linky (voir *infra*) et le développement de l'automatisation de la conduite des réseaux.

A horizon 2030, le rapport UFE, auquel à contribué ERDF, estime que les investissements totaux dans les réseaux de distribution (à financer par ERDF ou par les autorités concédantes) représentent de l'ordre de 100 à 110 Mds€ selon l'option choisie sur le part du nucléaire dans le mix.

2.3. L'impact du développement des réseaux sur les coûts de l'électricité

Il est important de rappeler que les investissements réalisés dans les réseaux électriques et gaziers sont in fine répercutés sur le consommateur final d'électricité. En effet, les coûts d'utilisation des réseaux sont facturés aux consommateurs (ou aux fournisseurs dans le cadre du contrat unique) par le biais de tarifs d'utilisation, élaborés par l'autorité de régulation nationale (CRE) pour rémunérer les investissements consentis.

(1) Contrairement aux réseaux de transport, une partie des investissements dans les réseaux de distribution sont également financés par les autorités concédantes.
(2) Ces montants incluent à la fois les investissements « délibérés » et les montants « imposés » (qu'ERDF ne peut pas contrôler, comprenant par exemple le raccordement des nouveaux utilisateurs et les déplacements d'ouvrage pour voirie).
(3) Source : délibération du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.
(4) D'après ERDF, 95% des raccordements liés à la production décentralisée se font sur le réseau de distribution. De plus, le nombre de nouveaux raccordements réalisés en 2010 (105 000) a été multiplié par 3,5 par rapport à 2009 d'après le rapport d'activité 2010.

3. Les conséquences d'un changement de mix énergétique sur les réseaux électriques et gaziers

3.1. L'impact du développement des énergies intermittentes pour la gestion du réseau électrique

➢ De nouveaux défis pour le gestionnaire du réseau électrique

L'électricité présente la particularité d'être un bien non stockable, en tout cas à l'heure actuelle à des conditions économiquement viables (cf. infra). Par conséquent, le gestionnaire d'équilibre du réseau (RTE) doit s'assurer à tout moment que l'offre égale la demande, et que le réseau permet d'acheminer l'électricité depuis les points d'injection (offre) vers les points de soutirage (demande). Historiquement, les points d'injection étaient constitués de centrales thermiques relativement contrôlables, à la production stable. Le développement d'un nouveau type de production, non contrôlable (bien que de mieux en mieux prévisible) et intermittent, va poser de nouveaux défis pour la gestion du réseau électrique. D'après le RTE1, ces défis sont de trois types :

- un défi géographique, car les zones d'installation de nouveaux moyens de production peuvent se situer loin des zones de production et de consommations actuelles ;
- un défi opérationnel, car l'insertion d'énergie intermittente et fluctuante va conduire à modifier structurellement les modalités de gestion de la sûreté du système électrique, notamment au niveau des réserves de capacité de production nécessaires pour la prévention des aléas ;
- un défi temporel, car si certaines capacités renouvelables peuvent se créer en trois ou quatre ans, la création de nouvelles lignes nécessite elle presque dix ans (cf. *supra* question des oppositions locales).

NB : Ces trois défis sont détaillés dans le chapitre 3

➢ Les coûts économiques liés aux externalités système

En termes économiques, les contraintes posées par les énergies intermittentes sur le système électrique et qui ne sont pas totalement répercutés sur leurs coûts de production sont considérées comme des externalités négatives. Le « World Energy Outlook» (WEO 2011) de l'AIE propose des évaluations de coûts pour les différentes externalités négatives identifiées :

- *coût de capacité* : la sécurité du système électrique nécessite de disposer de capacités de production mobilisables à tout instant. Or, une part importante de la production ENR ne répond pas à cet impératif. D'après le WEO 2011, ces coûts de capacité représenteraient 3-5€/MWh ;
- c*oût d'ajustement* : il s'agit du coût d'exploitation additionnel lié notamment aux compensations des fluctuations de fréquence du réseau et aux arrêts démarrages supplémentaires de centrales thermiques de pointe afin d'assurer en permanence

(1) Source : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande 2011.

l'équilibre du système. D'après le WEO 2011, ce coût est très variable selon les systèmes électriques (1-7€/MWh) ;

– *coût de raccordement/renforcement réseau* : il s'agit du coût lié au raccordement physique des installations de production ENR, ainsi que les coûts de renforcement du réseau amont (2-13€/MWh) associé à ce raccordement. A noter qu'en France, le raccordement est payé en intégralité par celui qui en fait la demande. Il ne s'agit donc plus d'une externalité (contrairement au renforcement).

➢ **L'importance d'une planification concertée entre production et réseau**

Afin de limiter les coûts et les défis posés par le développement des énergies intermittentes aux réseaux électriques, il importe de planifier leur développement en tenant compte du contexte de leur implantation. A titre d'exemple, deux installations photovoltaïques intégrées au bâti peuvent ainsi avoir des impacts sensiblement différents sur le réseau, selon que les profils de consommation et de production coïncident plus ou moins bien, et surtout selon que le nœud du réseau de distribution a ou non la capacité d'intégrer à tout instant cette production. Dans le cas contraire, cette production remonte vers des niveaux de tension supérieurs pour être acheminée vers d'autres nœuds de distribution, avec des impacts significatifs sur le réseau (pertes en lignes, besoins de renforcements).

Pour favoriser ce développement concerté, il importe à la fois de transmettre le bon signal prix à la production, mais également d'avoir une réflexion à différents niveaux (individuel, local, territoire) sur l'adéquation entre les gisements (offre) pour tous les types d'énergies intermittentes, et les besoins (demande).

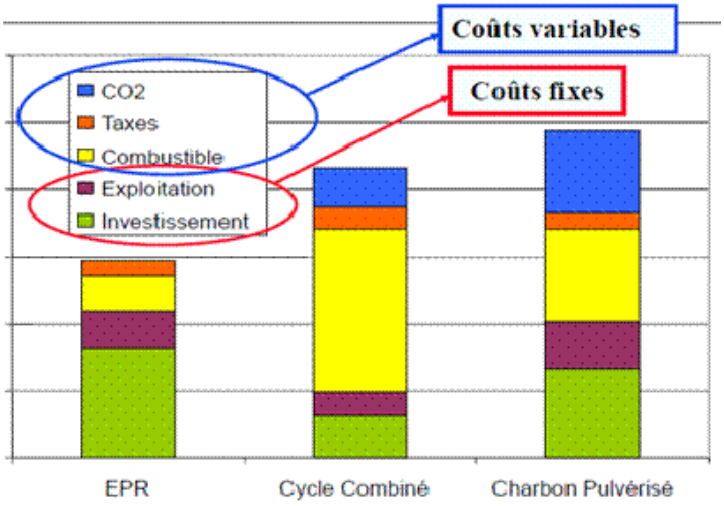
La réflexion actuellement en cours au niveau régional pour l'élaboration des schémas régionaux air-énergie-climat (SRAEC) constitue à ce titre une avancée positive. En effet, elle permet à la fois cette réflexion sur les gisements et les besoins au niveau d'une région, mais surtout la planification des besoins de réseaux associés aux développements des capacités de production envisagés. Les coûts réseaux devraient également être plus mutualisés entre les producteurs ENR, pour éviter les effets d'aubaine et favoriser un développement plus raisonné.

3.2. L'impact du développement des énergies intermittentes sur les marchés de l'électricité

➢ **Fonctionnement historique du système électrique (« merit order » et coût marginal du système)**

Dans un système en monopole et fermé, le but était de répondre au meilleur coût à la demande d'électricité, considérée comme exogène. Pour ce faire, les moyens de production disponibles étaient appelés d'un jour sur l'autre par ordre de coûts marginaux (ou variables) croissants (« Merit Order » en anglais), jusqu'à satisfaction de la demande. Les coûts marginaux correspondent aux dépenses à effectuer pour produire un kWh supplémentaire pour une centrale déjà installée. Ils ne comprennent donc pas l'investissement et certains coûts d'exploitation fixes (cf. Graphe ci-dessous).

Graphique 3 : Définition du coût fixe et du coût variable (ou coût marginal) d'un moyen de production



Source : CAS.

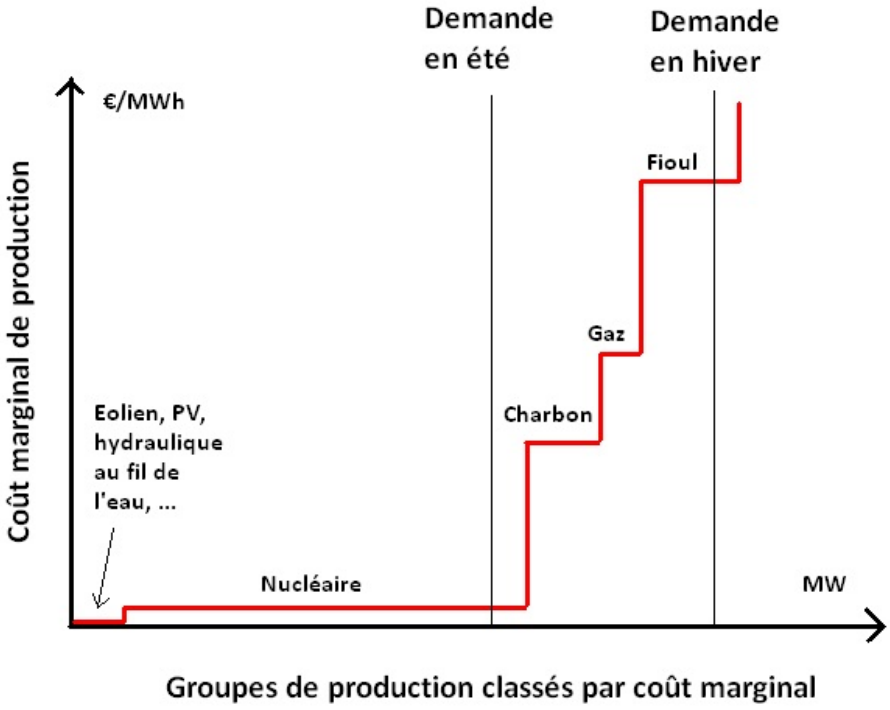
NB : ce graphe n'a pour but que d'expliquer la décomposition du coût complet de production en coût fixe – coût variable et de donner des ordres de grandeur de la part de chacun dans la formation du coût complet de production pour ces 3 filières énergétiques. La part de chacun de ces coûts peut fortement varier en fonction des hypothèses sur les coûts d'investissements, les coûts de combustibles, le taux d'actualisation retenu, etc…

Le graphe ci-dessous schématise de manière simplifiée le fonctionnement du mécanisme du « merit order », dans un parc comprenant des installations produisant à coût marginal nul (énergies renouvelables), du nucléaire, des centrales charbon et gaz pour la semi-base et des centrales fioul appelées en dernier recours pour la pointe. En réalité, des contraintes liées à la bonne exploitation du réseau électrique peuvent conduire à appeler des moyens de production parfois plus onéreux que d'autres, mais offrant des services particuliers au système électrique. Il peut s'agir par exemple de maintenir la tension sur le réseau électrique en appelant un moyen de production localisé à un endroit précis, ou encore d'utiliser des moyens flexibles pour faire face à une variation imprévue des conditions d'équilibre offre-demande sur le réseau. Pour le calcul des coûts de production de l'hydraulique, la gestion des réserves d'eau et leur utilisation éventuelle n'est pas non plus décrite ici, dans un but de simplification[1].

Comme le montre le graphique, le coût marginal du système électrique est le coût marginal du dernier moyen appelé, qui varie donc tout au long de la journée, au gré de la demande.

(1) L'eau contenue dans les réservoirs, a priori gratuite et de coût nul, est gérée selon sa valeur d'usage, qui correspond au coût du moyen thermique auquel elle pourra se substituer au mieux. Cette eau est à ne pas confondre avec celle qui coule « au fil de l'eau », qui est perdue si on ne la turbine pas, et qui a donc un coût marginal nul (comme l'éolien ou le solaire).

Graphique 4 : Mécanisme du « Merit Order »



➢ La constitution des prix de marché

Depuis l'ouverture des marchés, il faut intégrer les offres de vente ou d'achat de l'étranger (intégrant le coût d'utilisation de l'interconnexion) et les intercaler avec les capacités retenues sur coûts marginaux, ce qui amène de nouveaux équilibres. La théorie économique veut que le prix de marché qui se forme soit égal au coût marginal de la dernière centrale appelée sur la zone où s'exerce ce marché[1].

La libéralisation en Europe a ainsi permis aux pays disposant de coûts marginaux plus faibles que les autres de vendre leur production à meilleur prix, tandis que les autres profitaient de ces prix plus bas. La théorie économique montre que l'impact est favorable sur le surplus collectif global de chaque pays (producteurs + consommateurs). Néanmoins, les consommateurs de pays à bas coûts marginaux de production, non protégés par des tarifs réglementés, ont ainsi vu le prix de leur électricité grimper[2]. Cette règle ne s'applique donc pas aux consommateurs français qui bénéficient d'un tarif réglementé visant à refléter les coûts moyens de production, (cf. loi NOME). Cet état de fait perdure tant que les investissements tendant à rétablir l'optimalité du parc n'ont pas été réalisés. L'arrêt de 7 tranches nucléaires allemandes en mars dernier, suite à l'accident japonais, a par exemple eu pour effet immédiat de faire monter les prix de l'électricité en Allemagne et donc en France[3], avec un impact négatif sur les consommateurs français devant se fournir sur les marchés.

(1) Qui peut varier selon les congestions éventuelles sur les lignes d'interconnexion entre les sous-marchés
(2) Cette règle ne s'applique qu'aux quantités non réservées à d'éventuels marchés réglementés, destinés en particulier à protéger les petits consommateurs.
(3) Le prix à terme pour 2012 est passé de 53.9 en février à 59.1 €/MWh en avril 2011, soit une augmentation de près de 12 %

➢ L'impact des énergies intermittentes sur les prix de marché

L'introduction massive d'ENR sur le marché européen, dont la production est rémunérée selon un tarif d'achat, risque comme certaines études l'ont montré[1], d'engendrer des épisodes de prix négatifs, voire très négatifs lorsque la capacité de production fatale (coût marginal nul) excède la demande (cf. graphe « merit-order » *supra*). A l'inverse, ceci pourrait entrainer des prix extrêmement élevés pendant les pointes de consommation lorsque ces capacités font défaut par manque de vent ou de soleil, en raison de la possible nécessité, dans ces circonstances, de démarrer des centrales de production thermique flexibles telles que des turbines à combustion au fioul, qui présentent un coût marginal important.

➢ Une nécessaire évolution du cadre de régulation ?

La variation importante des prix de marché liée au développement des énergies renouvelables (cf. § précédent) a également des effets importants sur la rentabilité des capacités de production thermiques traditionnelles (charbon-gaz). En effet, ces dernières ont été conçues pour produire en semi-base (durée de fonctionnement annuelle 4000-6000h) mais voient leurs durées d'appel fortement réduites par les énergies fatales dont les coûts marginaux de production sont nuls. Étant donné que ces capacités sont nécessaires à l'équilibre offre/demande général, des modalités de valorisation de ces capacités sont donc nécessaires pour s'assurer de leur pérennité.

En France, une partie de la réponse pourrait être apportée par le marché de capacités en cours d'élaboration afin de faire face à la croissance de la pointe de consommation électrique. Introduit par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) il prévoit que les fournisseurs d'électricité devront acquérir des certificats de capacité de production ou d'effacement de consommation afin de prouver qu'ils peuvent satisfaire les besoins de consommation de leurs clients lors des périodes de pointe. La problématique de la pointe de consommation est distincte de celle de l'intermittence des énergies renouvelables (la première étant concentrée sur les vagues de froid en hiver, la seconde pouvant survenir tout au long de l'année) mais le design du mécanisme de capacité pourra, lorsque cela sera nécessaire, être adapté pour garantir la sécurité d'approvisionnement dans un système électrique comportant plus d'énergies renouvelables intermittentes. Un décret en Conseil d'État doit en préciser les modalités d'application d'ici la fin du premier semestre 2012.

(1) Par exemple celle du bureau d'étude Pöyri de juillet 2009 sur l'impact de l'intermittence des ENR sur les prix de marché anglais et irlandais.

4. L'apport potentiel des nouvelles solutions technologiques pour répondre aux défis posés aux réseaux par les évolutions du mix énergétique?

4.1. Le développement de réseaux intelligents (« smart-grids »)

➢ Les projets de comptage évolués

Au niveau européen, plusieurs projets de compteurs évolués sont déjà à l'étude, certains n'étant encore qu'à l'étape de la réflexion tandis que d'autres sont déjà mis en œuvre, en Italie notamment depuis 2000. L'article 13 de la directive 2006/32/CE « relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques » dispose notamment que les « États membres veillent à ce que […] les clients […] reçoivent à un prix concurrentiel des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée ».

Cette exigence a été rappelée et renforcée en 2009 par l'annexe des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz qui dispose que « Les États membres veillent à la mise en place de systèmes intelligents de mesure qui favorisent la participation active des consommateurs au marché de la fourniture d'électricité [resp. de gaz]. » Au moins 80% des usagers devront être équipés de compteurs intelligents d'électricité en 2020, cet objectif peut être conditionné à la réalisation d'une analyse coûts/bénéfices.

En France, entre 2007 et 2010, des discussions entre les gestionnaires de réseau et la CRE ont permis de cadrer les fonctionnalités attendues de ces systèmes de comptage, et ont conduit à des expérimentations menées auprès de panels de consommateurs.

➢ Compteurs électriques

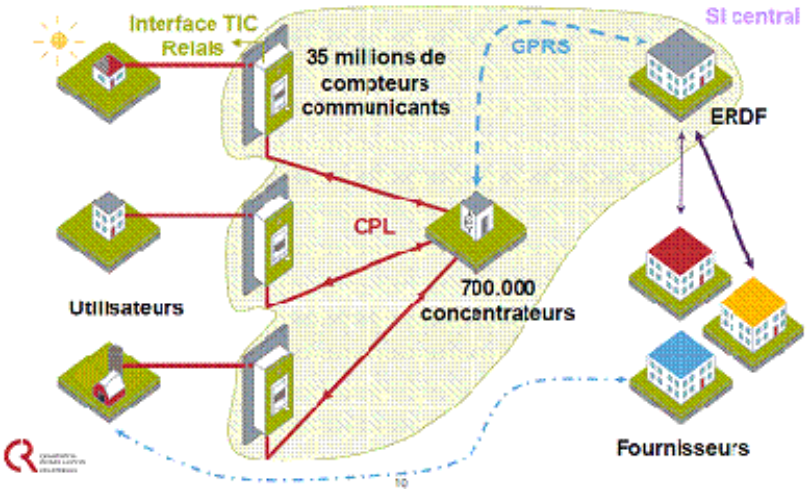
Entre mars 2010 et mars 2011, ERDF a menée une expérimentation, dénommée Linky, auprès de plus de 250 000 clients sur 2 zones (zone urbaine du Nord de Lyon, zone rurale d'Indre et Loire).

Suite à cette expérimentation, la CRE a publié le 7 juillet 2011 une délibération favorable à la généralisation des compteurs, et en novembre une proposition d'arrêté définissant les fonctionnalités et spécifications des systèmes de comptage. La prochaine étape est maintenant le lancement par le gestionnaire de réseau d'un appel d'offre, sur la base de cet arrêté, pour l'achat et le déploiement des compteurs (rythme prévu de 7 millions/ans).

Dans les faits, le compteur est doté de capacités de communication bidirectionnelle (transmission et réception des informations) et permet la relève à distance ainsi que le pilotage de la fourniture d'énergie. Comme le montre le schéma ci-dessus, la communication s'effectue entre un ensemble de compteurs installés chez les utilisateurs et un concentrateur localisé à proximité dans le poste de distribution, via la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL), qui rassemble ces données pour les

transmettre au gestionnaire de réseaux. A chaque compteur et concentrateur est associé un modem CPL qui code et décode les données en un signal électrique et les superpose au courant électrique à 50 Hertz. Ensuite, au niveau des concentrateurs, les données sont codées sous format numérique, puis transmises au système informatique du gestionnaire de réseau par l'intermédiaire du réseau de téléphonie GPRS.

Figure 10 : Architecture d'un système de comptage évolué



Source : CRE CPL=courant porteur en ligne ; GPRS= General Packet Radio Service (transmission de données par signal radio)

L'analyse technico-économique menée par la CRE évoque un investissement initial de 4 Md€, mais suggère que le projet sera globalement neutre du point de vue financier, grâce aux futures économies de coûts d'exploitation (cf. *infra*).

➢ Compteurs gaz

Dans le cas du gaz, les consommateurs les plus importants (>5GWh/an) sont télérelevés depuis 2004-2006. La généralisation des compteurs communicants pour les consommateurs moyens (>300MWh/an) a déjà été décidée, avec mise en œuvre en 2010-2012, et celle pour les petits consommateurs est envisagée pour la période 2014-2019. Là encore, l'étude technico-économique menée par la CRE en mai 2011 montre que le projet est financièrement à l'équilibre, mais qu'il aura un impact transitoire à la hausse sur les tarifs de distribution (+ 1,7 % en 2017). En 2010, quatre expérimentations ont été menées par GRDF pour étudier la technologie de comptage et de transmission des données la plus appropriée. La solution cible retenue pour minimiser les coûts globaux du projet est la transmission des données par signal radio, avec une structure à deux niveaux incluant des modules radios indépendants associés aux compteurs et des concentrateurs pour relayer l'information vers le système d'acquisition au niveau national.

➢ L'intérêt des compteurs pour la gestion du réseau

Le déploiement des compteurs évolués apporte de nombreux avantages directs en termes d'information et de gestion du réseau. On peut citer notamment :

1. Baisse du coût des relevés: les compteurs actuels nécessitent des relevés manuels, (effectués de manière conjointe pour l'électricité et le gaz[1]), qui ne seront plus nécessaires grâce aux compteurs évolués. Les réclamations liées aux relèves, ainsi que les branchements sauvages et les fraudes seraient également réduits.

2. Information au gestionnaire de réseau : l'information à la disposition du gestionnaire de réseau lui permettra d'assurer une meilleure qualité de fourniture et de mieux anticiper les développements réseau à prévoir. En effet, actuellement, les seules informations disponibles de manière systématiques se trouvent au niveau des postes sources (HTA/HTB). L'information transmise par les compteurs électriques évolués (incluant des mesures de la qualité) permettra notamment de mieux anticiper la capacité des nœuds du réseau de distribution à accueillir la production renouvelable dispersée.

3. Information au consommateur : le consommateur bénéficiera d'un meilleur suivi de sa consommation, d'une plus grande fiabilité de la facturation (sur données réelles) et d'un changement de fournisseur facilité. Les compteurs permettront également d'ajuster la puissance souscrite à ses besoins réels (valeur maximale de la puissance consommée). Ses possibilités de maitrise des consommations devraient également s'accroitre, mais leur mobilisation effective dépendra des outils développés en aval du compteur et du degré de contrôle qui lui sera laissé (cf. enjeux infra).

   De plus, le développement de ces compteurs ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité:

4. A travers la transmission de signaux tarifaires : les compteurs évolués disposeront de 10 index fournisseurs et de 4 index pour les tarifs de réseau. Chacun de ces index permettra de mesurer la quantité d'énergie consommée dans le logement pour une période tarifaire donnée (type heure pleine/heure creuse)[2], et donc aux fournisseurs d'énergie de proposer des offres tarifaires variées. En particulier, le prix payé par le consommateur devrait être mieux ajusté à la valeur réelle de l'électricité consommée (idem pour les tarifs d'utilisation des réseaux), ce qui favorisera notamment la maîtrise de la demande en période de pointe.

5. A travers la possibilité de mettre en place un contrôle actif : les compteurs évolués ouvrent la possibilité d'actionner ou d'interrompre des appareils électriques en fonction de plages horaires ou de signaux tarifaires, grâce à des contacts paramétrables. Les compteurs Linky seront dotés d'un contact interne paramétrable, similaire à celui des compteurs « bleus » existants, mais pourront également gérer sept contacts déportés supplémentaires.

(1) En cas de maintien de compteurs manuels pour l'électricité ou le gaz, la charge des relevés ne serait alors plus mutualisée.
(2) Ces index seront mesurés, à un pas de 30 minutes, et relevés à distance une fois par jour.

➢ L'évolution vers des réseaux intelligents

Les compteurs évolués apportent des bénéfices notables aux réseaux en tant que tels. Néanmoins, ils ne constituent que la première brique pour la construction d'une véritable intelligence de réseau.

A l'amont du compteur, d'autres innovations technologiques sont également à envisager (relais cicatrisants par exemple) pour améliorer la qualité de l'électricité et limiter les pertes en ligne.

A l'aval, le potentiel offert par les compteurs ne sera exploité de manière optimale que si deux défis sont résolus : 1. l'implication des consommateurs, et 2. l'interaction avec les industriels de l'aval-compteurs, notamment du secteur du bâtiment.

1. Les consommateurs doivent notamment être convaincu de l'utilité des projets en en comprendre les raisons (décarbonisation des économies, ENR) dans un contexte de hausse des prix de l'électricité. Ils doivent pouvoir comprendre les différents paramètres des offres tarifaires (disponibilité de l'information) et en trouver répondant à leurs besoins. Enfin, ils doivent avoir des garanties quant au respect de leur vie privée (confidentialité et sécurité du système) et de leur autonomie (pilotage des usages par le consommateur lui-même, peur d'un système tout automatisé).

2. Pour que les potentiels de maitrise et ajustement/effacement des consommations (identifiés dans l'annexe demande) soient pleinement exploités, il est important que les industriels de l'aval compteur, qui vont proposer aux consommateurs les outils et services de gestion active, aient une vision claire des offres tarifaires proposées par les fournisseurs, ainsi que de l'information qui sera accessible par le consommateur.

4.2. De nouvelles solutions de gestion de l'équilibre offre/demande

Une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité peut être abordée par différents prismes : celui de la demande ; celui de l'offre ; ou par une utilisation optimale des synergies entre réseaux. Dans chacun des cas, les solutions technologiques à mobiliser sont différentes, mais au final complémentaires (cf. partie 4.3).

➢ Gestion par la demande

L'annexe « demande » a montré à partir de l'analyse des scénarios existants qu'il existait de nombreux gisements d'économie d'énergie. Le développement des compteurs communicants, détaillé en 4.1, permettra de stimuler la mobilisation de ces gisements, mais ne suffira pas en tant que tel. En effet, leur mobilisation passera par le développement de nouvelles solutions technologiques, mais aussi organisationnelles :

1. Les solutions technologiques permettant une meilleure gestion de la demande, en niveau global mais surtout en profil (réduction de la pointe), relèvent à la fois de

l'architecture, de la domotique[1] et des services d'efficacité énergétique. L'évolution des techniques architecturales permettra en effet de rendre les consommations « passives » des bâtiments plus en phase avec le profil de demande souhaité, alors que les solutions issues de la domotique permettront un meilleur contrôle actif sur les différents éléments internes au bâtiment.

2. De nouvelles solutions organisationnelles sont également à mobiliser. La mise en place de certificats d'économie d'énergie au niveau français a par exemple suscité l'émergence d'ESCOs (energy savings company), dont la capacité d'investissement a rendu possible la mobilisation de gisements d'économie d'énergie non finançables par les propriétaires des bâtiments. Cette fonction est aussi assurée par les sociétés de services énergétiques, en particulier à travers les contrats de performance énergétique. L'articulation du financement et des bénéfices liés aux rénovations thermiques entre propriétaires et locataires, ainsi que lors de la revente d'un bâtiment, reste une contrainte importante. Le développement des offres d'effacements, y compris les effacements « diffus » (petits consommateurs[2]), apporte également une flexibilité de gestion de l'équilibre supplémentaire[3].

➢ Gestion par l'offre

Historiquement, la gestion par l'offre consistait à optimiser le parc de production pour que les différentes technologies de base, semi-base, et pointe (cf. 3.2) permettent de répondre au profil de demande au moindre coût pour la collectivité. Les besoins de stockage étaient assurés principalement par l'hydraulique (lacs pour le stockage saisonnier, STEP pour le journalier). Le fonctionnement de certains réacteurs nucléaire en mode « suivi de charge »[4] a également apporté par la suite des marges de gestion supplémentaires. Actuellement, les défis posés par l'insertion des énergies intermittentes rendent stratégique le développement de nouvelles capacités de stockage d'électricité. Les gisements hydrauliques n'offrant que peu de marges supplémentaires, de nouvelles solutions technologiques sont à l'étude. L'annexe « technologies » en a fait l'inventaire détaillé, en les distinguant en fonction du type d'utilisation recherché (couple énergie/puissance) et de la place du stockage au sein du réseau (centralisé vs diffus). L'analyse des coûts complets d'utilisation menée dans cette annexe montre néanmoins que parmi les nombreuses nouvelles solutions

(1) La domotique est l'ensemble des techniques de l'électronique, de physique du bâtiment, d'automatisme, de l'informatique et des télécommunications utilisées dans les bâtiments. La domotique vise à apporter des fonctions de confort (gestion d'énergie, optimisation de l'éclairage et du chauffage), de sécurité (alarme) et de communication (commandes à distance, signaux visuels ou sonores, etc.) que l'on peut retrouver dans les maisons, les hôtels, les lieux publics, etc.
(2) Concrètement, pour ces derniers, il s'agit d'organiser des coupures de 15 à 30 mn sur des appareils à usage thermique tel que le chauffage ou le ballon d'eau chaude.
(3) Actuellement, la place des effacements diffus au sein du mécanisme d'ajustement du gestionnaire d'équilibre (RTE) fait l'objet de débat. Dans sa délibération du 9 juillet 2009, la CRE proposait pour pouvoir comparer de manière objective et non-discriminatoire les offres d'ajustement par production avec les offres d'ajustement par effacement, de prendre en compte l'ensemble des effets directs et indirects sur la collectivité de ces offres, y compris les éventuels déséquilibres financiers induits par l'effacement. Cette délibération a néanmoins été depuis partiellement annulée par le Conseil d'État, considérant qu'aucune disposition législative ou règlementaire ne permet d'apprécier économiquement une offre en fonction de ses effets indirects sur la collectivité. Des amendements déposés au projet de loi consommation pourraient permettre de combler ce vide juridique.
(4) Certaines unités en France ont été conçues et fonctionnent de telle sorte qu'elles modifient quotidiennement leur production électrique de plusieurs dizaines de points de pourcentage par rapport à la puissance nominale (Pr).

technologies existantes, seuls les systèmes de stockage par air comprimé (CAES) semblent économiquement intéressants à court terme. D'ici 2030, les effets d'échelle et les percées technologiques pourraient faire baisser les prix d'autres technologies, notamment de la batterie Li-ion et Zebra ou Na/S, ainsi que les CAES de surface.

➢ Liens entre réseaux

Outre les pures solutions de gestion de l'offre et de la demande électrique (impliquant uniquement le système électrique), une meilleure gestion de l'équilibre offre/demande pourrait également passer par une meilleure exploitation des complémentarités entre réseaux électriques, gaziers, et de chaleur ou de froid. En effet, ces trois types de réseaux présentent des caractéristiques et contraintes différentes. Les réseaux électriques présentent l'avantage de pouvoir être alimentés à partir de capacités de production contribuant à la sécurité énergétique nationale (nucléaire et ENR), mais présentent la contrainte forte d'ajustement constant de l'offre à la demande, en particulier à la pointe. A l'inverse, les réseaux gaziers présentent des flexibilités et des opportunités de stockage intéressantes, mais sont actuellement alimentés à partir de gisements étrangers. Les réseaux de chaleur permettent de valoriser des énergies renouvelables ou de récupération (géothermie, chaleur récupérée de l'incinération des déchets et de procédés industriels, etc.), dans des conditions environnementales (polluants locaux en particulier) bien maîtrisées. De plus, ils sont généralement multi-énergies ce qui leur confère une flexibilité intéressante sur les combustibles utilisés (avec une part d'énergies renouvelables en croissance). Enfin, les réseaux de froid sont le plus souvent équipés d'installations de stockage, ce qui permet de participer efficacement à l'équilibrage offre/demande (en particulier pendant les pointes d'été). .

Les pertes énergétiques sur les différents types de réseaux sont également très différentes. A titre d'exemple, une note du SOeS du 7 juillet 2011 compare les pertes globales sur les différents types de réseau en France[1]. Pour le réseau électrique, le ratio « Pertes/production nette » est de l'ordre de 6% en France (2/3 des pertes se produisent sur les réseaux de distribution), alors que le total des pertes en gaz représente de l'ordre de 1% des disponibilités. Pour les réseaux de chaleur et de froid, les taux de perte évalués[2] varient entre 14 et 19%. Ce type de réseaux semble donc à privilégier pour des usages locaux, et non pour le transport sur longues distances.

Côté demande, les solutions de pompe à chaleur hybride (électricité-gaz), ainsi que de microcogénération gaz, déjà évoquées dans l'annexe Technologies, constituent ainsi des solutions intéressantes pour une meilleure gestion de la pointe électrique. Le concept d'îlot énergétique, consistant à étudier les besoins énergétiques et les vecteurs les plus appropriés pour y répondre, non plus au niveau individuel mais à l'échelle d'un quartier, est également intéressant à explorer. Actuellement, au contraire, les différentes réseaux (électriques, gaziers, chaleur) se trouvent dans des situations de compétition auprès des usagers finaux qui peuvent conduire à des situations sous-optimales d'un point de vue collectif (réseaux sous-exploités).

(1) Ces pertes sont estimées sur le périmètre national, et n'incluent donc pas les pertes éventuelles liées à l'acheminement ou au transit dans d'autres pays.
(2) Les pertes mesurées (différence entre la production thermique et l'énergie livrée en sous stations) se produisent au niveau de l'unité de production de chaleur / de froid et sur le réseau primaire jusqu'à la sous-station d'échange, située en pied d'immeuble.

Côté offre, la transformation des surplus électriques non transportables en hydrogène ou en gaz pour les injecter dans les réseaux existants constitue une solution technologique actuellement explorée par certains industriels (GDF, Air Liquide, Siemens etc..). En effet, les contraintes qui pèsent sur le réseau de transport d'électricité (évoquées supra) vont rendre difficile la valorisation de l'intégralité de la production électrique renouvelable. La transformation de l'électricité en gaz (CH_4 ou H_2), venant se substituer au gaz importé, apparait alors comme intéressante et peut s'effectuer par différentes réactions, dont la méthanation proposée par Négawatt dans son scénario.

Certaines des réactions de transformation étant fortement exothermique, la maximisation des rendements (actuellement relativement faibles) nécessitera de disposer de besoins de chaleur à proximité. De plus, certaines de ces réactions nécessiteront également l'apport de CO_2 purifié, donc devront se situer à proximité de sources de CO_2 captable, à moins de transporter le CO_2. Enfin, la capacité de certaines installations à travailler de manière intermittente (électrolyseurs alcalins en particulier) est actuellement réduite.

Toutes ces contraintes, ainsi que les coûts actuellement élevés de ces transformations, rendent ces options difficiles à mettre en place à court terme. Néanmoins, elles méritent de continuer à être explorées en raison de l'impact positif qu'elles pourraient avoir sur la gestion de l'équilibre offre/demande.

4.3. La mobilisation d'un panel de solutions pour répondre aux contraintes d'ajustement offre/demande

Au final, aucune solution miracle ne parait se dégager pour résoudre les contraintes d'ajustement offre/demande liées aux évolutions du mix énergétique. Une grande variété de gisements et de solutions technologiques, tant du côté de l'offre que de la demande, méritent de continuer à être explorées et seront vraisemblablement exploitées conjointement.

Pour illustrer ce propos, il est intéressant de citer l'étude « Energy target 2050 : 100 % renewable electricity supply » réalisée par l'UmweltBundesAmt (agence pour l'environnement allemande). Ces derniers cherchent à mettre en relation la demande électrique allemande en 2050 avec les gisements d'énergies renouvelables potentiellement mobilisables, afin d'examiner sous quelles conditions l'adéquation offre/demande électrique peut être atteinte en mobilisant au maximum les ENR.

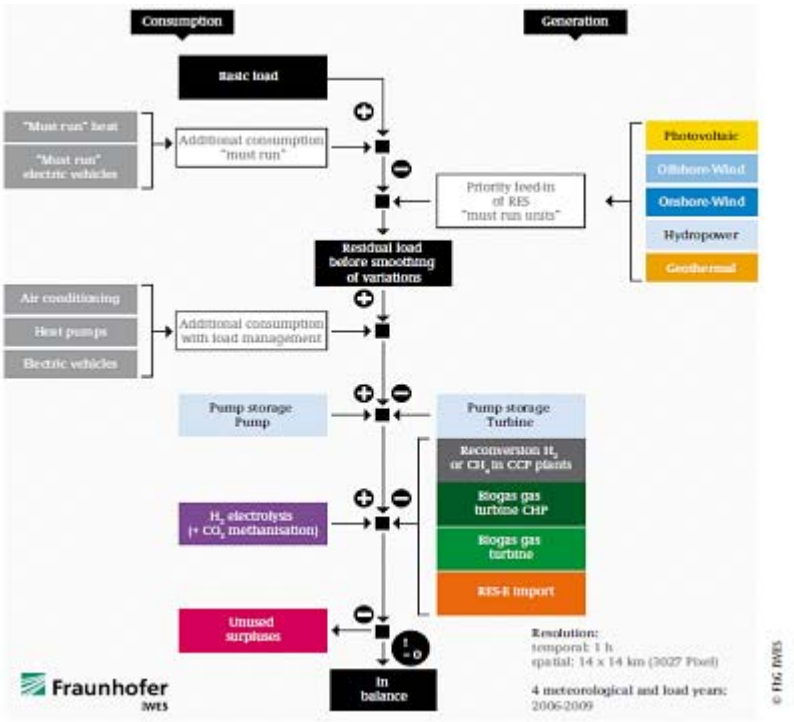
Côté demande, ils utilisent des projections à 2050, tenant compte d'une mobilisation importante des gisements d'efficacité énergétique[1] (mais pas de changements de comportements) et d'une électrification des usages, qui les conduit à une demande en 2050 proche de celle de 2005.

Côté offre, ils estiment les gisements mobilisables pour chacune des technologies ENR, et supposent que ce potentiel est exploité par les technologies les plus récentes. A titre d'exemple, en 2050, les capacités PV et éolien ainsi estimées sont de 275 GW et 105 GW (dont 45 GW en offshore[2]).

(1) La consommation moyenne des bâtiments en 2050 est égale à 26.4 kWh/m2/an.
(2) Les durées de fonctionnement annuelles estimées pour ces technologies (3000h en terrestre, 4 000 en mer) semblent néanmoins très élevées en regard des chiffres actuels (2000h en terrestre, 3 000h en mer).

A partir du modèle SimEE, le Fraunhofer Institute étudie ensuite l'adéquation offre/demande à pas horaires, en déterminant la production correspondant au gisement ENR[1], et les moyens d'ajustement côté demande et côté offre qui peuvent être mobilisés pour assurer l'ajustement (cf. Graphe ci-dessous). En ce qui concerne le réseau électrique, le modèle fait l'hypothèse forte que toutes les congestions seront résorbées à horizon 2050, et que ce dernier fonctionnera alors comme une « plaque de cuivre » (ajustement offre/demande au niveau national).

Figure 11 : Structure de fonctionnement du modèle SimEE

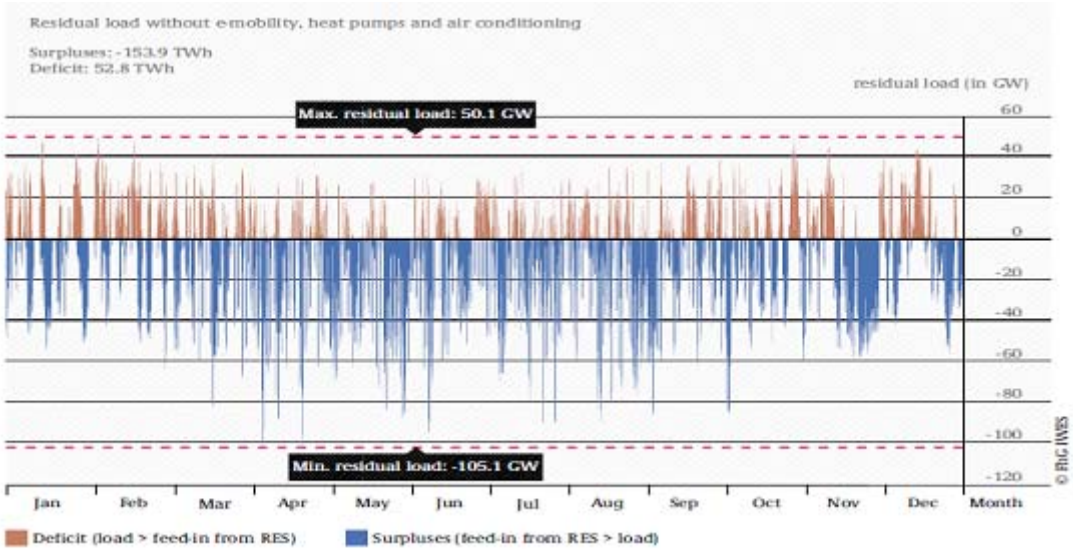


Source : ??

A partir de ces hypothèses, le modèle SimEE montre qu'en 2050, sans moyens de gestion active de la demande (véhicules électriques, pompes à chaleur etc..) ni mobilisation de moyens de stockages, le déséquilibre entre la production issue des sources renouvelables et la consommation (nommé « résidual load ») est extrêmement important. Le surplus de puissance instantané peut atteindre 105,1 GW, alors que le déficit de puissance peut atteindre 50,1 GW (cf. graphe ci-dessous).

(1) Les profils de production pour les ENR sont tirés des quatre années référence 2006-2009.

Graphique 6 : Évaluation du déséquilibre offre-demande en 2050 sans gestion de la demande ni stockage (à partir du profil de production de 2009)



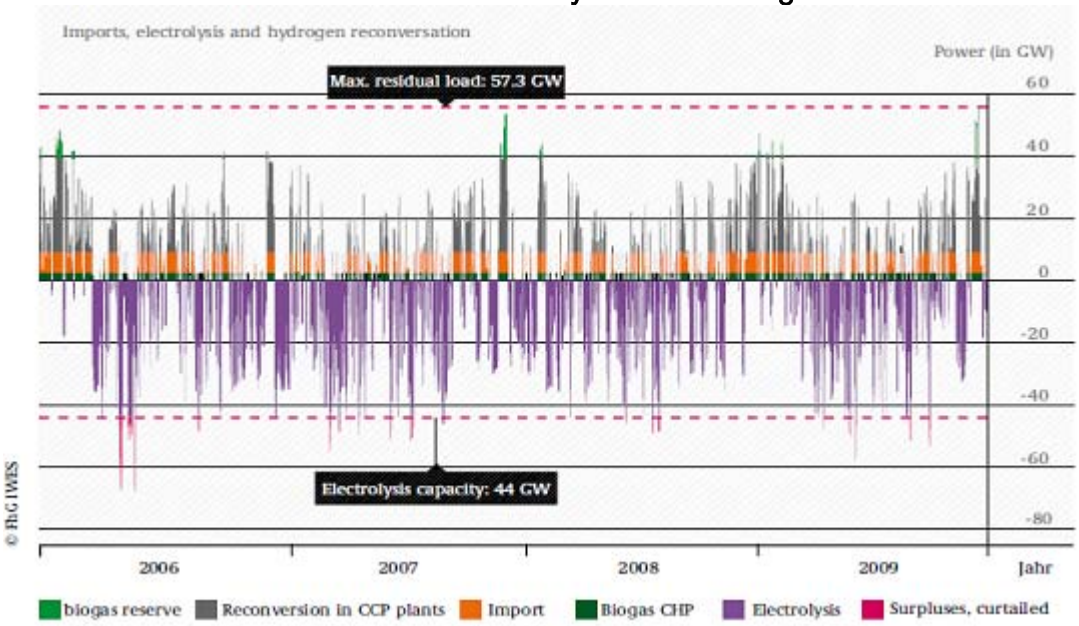
La prise en compte des nouvelles utilisations de l'électricité permettant une gestion active de la demande (véhicules électriques, pompes à chaleur etc…), ainsi que des moyens de stockage court terme de l'électricité (STEP) augmente légèrement le déficit de puissance instantanée maximum (50,1 → 57,3 GW), mais réduit sensiblement l'excès de puissance maximum (-105,1 → 60,7 GW).

Le modèle cherche ensuite à assurer un équilibre offre/demande horaire en utilisant des moyens de stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène ou de méthane[1], tout en exploitant 99 % du surplus électrique (en bleu sur le graphe ci-dessus). Pour cela, le modèle estime nécessaire l'installation d'importantes capacités : 44 GW d'électrolyseurs ; 30,4 GW de cycles combinés (CCP) pour la reconversion de l'hydrogène ; 2,5 GW de cogénération à partir de biométhane (CHP) et 17,5 GW de turbines à gaz (fonctionnant à partir des réserves de biogaz en pointe).

Le graphe ci-dessous montre comment la mobilisation de ces différentes capacités dans le temps permet d'ajuster l'offre à la demande. Malgré la flexibilité supplémentaire permise par ces capacités, l'ajustement offre/demande complet nécessiterait également une capacité d'importation d'électricité renouvelable de l'étranger de 6,9 GW.

(1) Le rendement global du système de stockage (cycle électricité • électricité) est estimé à 42 % via l'hydrogène, et 35 % via le méthane (rendement d'électrolyse estimé 74-82 %, selon la régularité de la charge, d'après les résultats issus de démonstrateurs de 1MW)

Graphique 7 : Évaluation du déséquilibre offre-demande en 2050 avec gestion de la demande et mobilisation de moyens variés de gestion de l'offre



Cette étude ne doit pas être interprétée comme une preuve formelle qu'un mix 100 % renouvelable en 2050 est possible. En effet, elle fait totalement l'impasse sur l'aspect économique et financier de ces solutions, et fait des hypothèses optimistes sur l'évolution des réseaux électriques et des consommations[1]. D'autre part, le pas horaire n'est pas nécessairement le mieux adapté à une étude de l'intermittence des énergies renouvelables, celles-ci pouvant connaître des variations de production importantes dans des délais plus réduits (typiquement de l'ordre de 15 minutes). Néanmoins, elle est intéressante au sens ou elle montre à la fois le défi important posé par le développement des renouvelables pour l'équilibrage offre/demande électrique, mais aussi l'ensemble de solutions technologiques qui peuvent être mobilisées pour répondre à ce défi, et surtout la complémentarité entre ces solutions.

(1) Compte tenu du coût des équipements, ce bilan serait sans doute actuellement fortement négatif.

Thèmes abordés	Intervenants rencontrés
Stockage	ATEE (Marc Hiegel)
Interconnexions électriques	CRE (C. Verhaege)
Aval compteur	IGNES (L. Heuze ; O. Gainon ; X. de Froment)
MDE, gestion de l'intermittence ENR/stockage	ADEME (P. Douillard ; L. Meunier ; T. Gaudain ; N. Thonnay)
Filière gaz, CCS	AFG (H. Malherbe ; L. Lu)
Méthanation et utilisations CO_2-	IFPEN (L.Forti)-
Smart Grids	CRE (E. Rodriguez ; R. Picard ; MH. Briant)
MDE et stockage	Gimelec (H. Vérité)
Flexibilité gaz/élec ; compteurs évolués ; gaz-to-power ; injection biogaz	GRDF GDF (A. Mazzenga ; J. Lemaistre ; O. Guerrini ; JP. Reich)
Smart Grids, place des collectivités, niveau de décentralisation	FNCCR (D. Belon, A. Gautier)
Perspectives réseaux gazier	GRTgaz (P. Madiec)
Développement réseaux LT	MEDGRID (J. Kowal)
Perspectives réseaux élecs	RTE (H. Mignon; N. Kitten)

Annexe 8

Filières énergétiques et compétitivité

Préambule

Cette annexe ne présente que les aspects industriels et les potentiels de développement des filières énergétiques. Les aspects de coûts et d'amélioration technologiques sont traités dans l'annexe Technologie, tandis que les aspects d'emplois sont traités dans l'annexe Emplois.

1. Synthèse

La France doit miser sur un nombre restreint de filières et chercher à développer celles pour lesquelles le pays possède déjà un avantage comparatif, ou encore celles dont les perspectives de développement sont importantes, au sein des frontières nationales mais surtout au-delà.

Historiquement, la France a investi massivement dans la filière nucléaire, et a ainsi acquis un rayonnement international, illustré par ses centres de recherche actifs et reconnus, ses industries présentes au plan international sur différents segments de la chaîne de valeur, et de nombreux emplois. Suite à l'accident de Fukushima, nombre de gouvernements ont regardé de plus près l'avenir du nucléaire dans leur pays, mais seuls l'Allemagne, la Belgique, et l'Italie ont *in fine* revu leur programme nucléaire. Les perspectives de développement restent donc très importantes, notamment dans les pays d'Asie, même s'il est fort à parier que dans le même temps certains de ces pays préfèreront développer leurs propres capacités de conception et de construction de réacteurs.

L'avenir de l'industrie renouvelable doit être regardé plus dans le détail. En effet, aujourd'hui, la France n'a que peu réussi à développer des filières et doit importer pour répondre aux objectifs renouvelables fixés par le Grenelle de l'environnement. Bien sûr, cette situation n'est pas immuable. La France peut se targuer de posséder un savoir-faire reconnu dans le secteur parapétrolier, notamment en offshore profond,

l'aéronautique, etc., ce qui lui donne un avantage dans l'éolien offshore. Elle excelle également dans la filière hydraulique : même si le potentiel français est très largement exploité, de nombreux marchés sont encore à prendre dans les pays d'Asie ou d'Afrique. La filière des équipements de réseaux électriques est aujourd'hui parmi les leaders mondiaux et déploie de nouvelles solutions de réseaux électriques intelligents en France et sur l'ensemble du monde. Dans la filière solaire, les compétences acquises dans la construction de centrales thermiques pourraient être mises à profit dans le solaire thermique à concentration. Une industrie du photovoltaïque pourrait trouver sa place en France, d'autant que la recherche dans ce domaine est reconnue comme une des meilleures. Néanmoins le marché des cellules et modules est aujourd'hui largement dominé par les fabricants chinois. La France doit donc se positionner sur des segments nouveaux.

Les filières du stockage d'énergie et des réseaux intelligents, en tant que moyen de flexibilité aux systèmes électriques et facilitateurs d'intégration des énergies intermittentes, bénéficiera et accompagnera le développement des filières de production renouvelable, mais encore faut-il développer des solutions compétitives.

La compétitivité de la France dépendra évidemment des compétences présentes aujourd'hui au sein de l'Hexagone, comme de compétences nouvelles qu'il faudra développer à l'aide de formations adaptées. Une réindustrialisation, si elle permettrait de créer des emplois durables en France, serait également un moyen vers une augmentation de la croissance potentielle de la France. Une réindustrialisation est d'autant plus importante aujourd'hui qu'un déficit chronique de la balance commerciale oblige l'Etat à emprunter sur les marchés. Or les taux d'intérêt pourraient bien ne pas rester éternellement à leur niveau actuel. Maintenir des filières pour lesquelles la France possède un avantage comparatif (comme le nucléaire) ou construire des filières autour de technologies nouvelles (non encore développées ailleurs) permettrait à la France de revenir sur le marché des biens, une condition nécessaire à un rétablissement de la balance courante. Rappelons que le marché des biens (à comparer à celui des services exportables, sur lesquels la France s'est positionnée depuis quelques années) représente plus des trois-quarts de la valeur du commerce international.

Les prix des énergies (liés au contexte international mais aussi aux coûts de production du mix électrique) jouent sur la compétitivité des industries françaises, une hausse entraînant de facto une augmentation des coûts. Conséquences directes de cette perte de compétitivité, les entreprises peuvent alors choisir de produire ailleurs, voire de délocaliser entièrement leurs activités. Il est cependant difficile d'apprécier quantitativement l'ampleur des délocalisations liées à une hausse des prix.

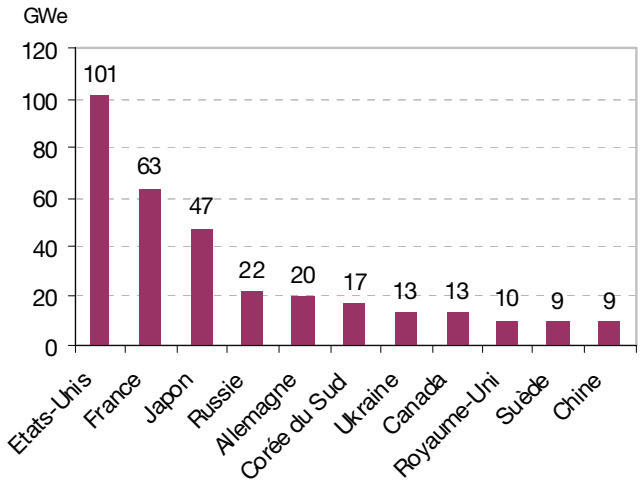
2. Etat des lieux des compétences et entreprises françaises

1.1. La filière nucléaire, une industrie française

Historiquement, les pays, qui ont souhaité développer un parc nucléaire, ont développé un savoir faire national autour d'entreprises, qui aujourd'hui exportent leur propre technologie. Les principaux exportateurs sont donc les Etats-Unis, la France,

la Russie, le Canada, le Royaume-Uni. La Corée du Sud et le Japon commencent également à entrer sur le segment de l'export[1].

Graphique 1 : Capacités exploitées dans les 10 premiers parcs mondiaux

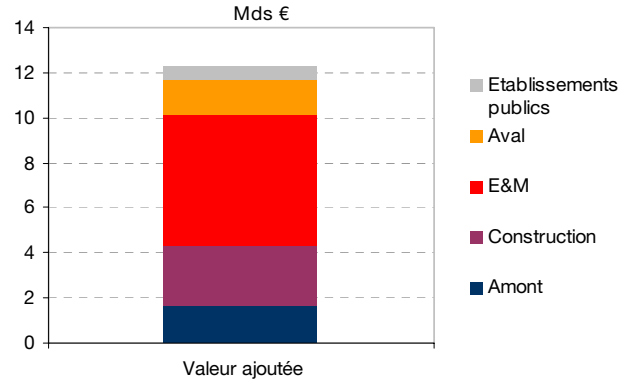


Source : PWC

Les acteurs français sont principalement au nombre de trois mais se situent chacun sur un maillon spécifique de la chaîne de valeur : le CEA pour les activités de recherche, AREVA pour l'ensemble du cycle du combustible et la construction de centrales, et EDF pour l'exploitation et la maintenance des centrales. En sus de bénéficier d'un marché français important et porteur, ces entreprises sont également en bonne position sur le marché mondial.

D'après l'étude PWC, Areva aurait 19 % de part de marché sur l'amont du cycle (2ème rang), et serait premier sur l'aval du cycle du combustible et sur le segment de la construction (avec 26 % des parts de marchés). Les centrales nucléaires de technologie française sont aujourd'hui utilisées dans 11 pays : la mise en service de l'EPR en Finlande porterait ce chiffre à 12 pays. EDF est également le premier opérateur de centrales dans le monde avec 19 % de part de marché. L'entreprise exploite 72 GWe, soit 3 fois la capacité exploitée par le second acteur (Rosenergoatom Consortium).

Graphique 2 : Valeur ajoutée de la filière du nucléaire civil



Source : PwC

L'électronucléaire civil en France contribue à 12,3 milliards d'€ de valeur ajoutée, soit en 2009 l'équivalent 0,71 % du Produit Intérieur Brut. Ce chiffre se trouverait considérablement augmenté, si l'on prenait en compte les effets indirects (augmentation de la demande pour les fournisseurs du nucléaire civil) et les effets induits (effets macroéconomiques liés au pouvoir d'achat de la population).

D'après PWC, la valeur ajoutée indirecte s'élèverait à 8,8 milliards d'€ et celle induite, à prendre avec plus de précaution, à 12,3 milliards d'€.

La filière contribue positivement à la balance commerciale du pays en exportant pour 6 Mds€ de biens et services et 1 Mds€ d'électricité. D'autre part, les activités de

(1) PWC (2011), *Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France*, mai.

rénovation des centrales nucléaires actuelles pourraient représenter un marché très important, encore peu pris en compte dans les futurs investissements de la filière nucléaire : EDF évalue les investissements à quelques 55 milliards d'€ en France sur vingt ans. Le démantèlement du parc nucléaire est évalué à quelques 18 milliards d'€, soit près de 320 M€ de dépenses par réacteur étalées sur 20 ans après arrêt.

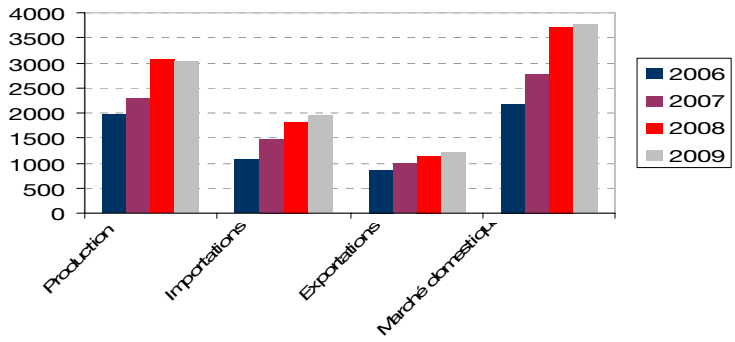
L'industrie française du recyclage, essentiellement composée des usines de La Hague dans le Cotentin pour le traitement des combustibles usés, et celle de Melox dans le Gard pour la fabrication du combustible MOX, dispose d'une technologie de pointe et performante (tant sur le plan environnemental qu'industriel), dont les capacités sont les plus importantes au monde, ce qui en fait un leader du secteur. Des collaborations existent au plan international avec des partenaires japonais, anglais, chinois ou américains, notamment au travers de l'exportation par la France (AREVA et CEA) de services (traitement et recyclage) et/ou de procédés de traitement, recyclage et fabrication de combustible. Ainsi, AREVA construit au sein du consortium Areva-Shaw une usine de fabrication du MOX aux Etats-Unis. Areva est également très impliquée dans la construction et l'optimisation de l'usine de traitement - recyclage de Rokkasho-Mura au Japon. Par ailleurs, des discussions sont en cours avec des pays comme la Chine pour la construction d'une usine de traitement recyclage de grande taille.

1.2. Une filière renouvelable française embryonnaire

Le marché des énergies renouvelables a été durement affecté par la crise économique. Le marché domestique n'a donc que peu augmenté entre 2008 et 2009 après des années de croissance soutenue[1]. Alors que la production nationale a diminué (- 1 % entre 2008 et 2009), les importations ont légèrement augmenté (7 % contre 23 % entre 2007 et 2008)[2]. Cette différence significative de croissance entre la production nationale et les importations est encore plus prégnante sur les années précédentes. De fait, pour le moment, les importations répondent en grande partie aux besoins du marché domestique. Cette tendance est loin de se retrouver chez nos voisins européens, puisqu'en moyenne les pays européens ont vu leur exportations de biens d'équipement liées aux énergies renouvelables augmenter de + 35 % entre 2006 et 2009 (Allemagne et Autriche : + 30 % ; Espagne : + 78 % ; nouveaux Etats membres : + 44 %). Ainsi, ces chiffres relatifs nous alertent sur la faiblesse de l'industrie française dans le domaine des renouvelables.

(1) Ademe (2010), Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2008-2009 – Perspectives 2010, octobre.
(2) Les chiffres d'évolution des capacités renouvelables en France sont extrêmement bien documentés, notamment car il est important de suivre les écarts par rapport aux objectifs du Grenelle. En revanche, les productions des entreprises françaises sur ce segment, et, par construction, les exportations ne sont que peu suivies. Ces chiffres, estimés par l'Ademe, sont donc approximatifs.

Graphique 3 : Marché en millions d'€ pour le secteur des énergies renouvelables



Source : ADEME

L'évaluation du marché de chaque énergie nous indique qu'en France, le segment de l'exploitation (production et maintenance) est celui qui représente la plus grande part du marché français (7433 millions d'euros en 2009 d'après l'Ademe). La production d'équipements se trouve loin derrière l'exploitation (3041 millions d'euros en 2009).

La situation est évidemment à regarder plus finement selon les technologies. En effet, trois secteurs sont aujourd'hui exportateurs nets :

- même si la plupart des fabricants européens d'équipements sont allemands, la France possède de nombreuses entreprises d'équipements de solaire thermique (chauffe eau solaire individuel et collectif) qui vendent des systèmes en dehors des frontières françaises, notamment en Allemagne, premier marché du solaire thermique. Ce marché reste encore marginal et a subi de plein fouet la crise économique. Seul le marché des chauffe-eau solaires collectifs s'est maintenu, grâce au soutien du Fonds chaleur ;
- dans les technologies de base de l'hydroélectricité, la France a une position de leader, ce qui n'est pas le cas pour beaucoup de technologies. Alstom (fabricant de turbine, pompes, alternateurs) a équipé 25 % de la puissance mondiale installée en énergie hydroélectrique. Le marché correspondant est en croissance de l'ordre de 40 % par an et devrait se maintenir à ce niveau élevé;
- la filière des équipements domestiques au bois est proche d'avoir une balance commerciale positive. Le marché national français est le plus important d'Europe, avec 450 000 appareils vendus par an. La filière est composée d'un tissu national dense de PME/PMI. La part de marché des fabricants français est estimée à 74 % des ventes en France, mais ceux-ci sont également très présents à l'export (avec 20 – 30 % de leur chiffre d'affaire réalisé à l'étranger dans les pays de l'Est notamment). Si les potentialités d'exportation sont importantes, les potentialités du marché national, appuyées par une forêt française parmi les plus grandes d'Europe mais aussi la moins exploité, sont loin d'être négligeables.

Quant aux deux énergies renouvelables « phares » que sont l'éolien et le photovoltaïque, la France possède de nombreux atouts, sans que l'on puisse pour le moment parler de filière industrielle. En effet, il n'existe aucun fabricant de turbine français (sauf Vergnet dont le marché est principalement en dehors de la France métropolitaine). Néanmoins le pays peut se targuer d'avoir de nombreux sous-

traitants d'excellence reconnus[1] au-delà des frontières (marchés européen, américain, et asiatique). Conscient que construire une filière éolienne offshore est primordial, le gouvernement a lancé un appel d'offre de 3 GW sur 5 zones identifiées, afin de créer une taille de marché suffisante pour que certains industriels se lancent dans l'aventure.

Sur le solaire, le poids de l'industrie française du PV est très modeste mais la recherche est de qualité (CEA, CNRS). L'installation et la maintenance des panneaux solaires sont les maillons les plus développés de la chaine de valeur en France, mais les panneaux solaires (fabrication de cellules et assemblage), qui constituent la plus grande partie de la valeur ajoutée de la chaîne industrielle (40 %), sont majoritairement produits en Chine.

1.3. Le secteur des énergies fossiles

Malgré la faiblesse des réserves en hydrocarbures, le secteur parapétrolier français est parmi les premiers au plan mondial (2ème exportateur à égalité avec la Norvège et le Royaume-Uni). Le parapétrolier suit étroitement l'évolution de l'exploration-production en général. Ainsi si l'industrie française est parmi les meilleures, c'est aussi grâce à la présence internationale de grands énergéticiens, comme Total ou GDF-Suez. Son chiffre d'affaires est ainsi réalisé à 90 % en dehors des frontières françaises.

Dans le secteur des équipements et services parapétroliers, la France dispose de grandes entreprises parmi les leaders sur leur secteur (comme Technip, CGG, Eiffel, Valourec, Schlumberger...) et de filiales françaises de grands groupes européens (Doris, Saipem...). Le parapétrolier français est ainsi globalement bien représenté sur l'ensemble des secteurs exploration-production, travaux offshore, ou transformation du gaz (liquéfaction, stockage et transport du gaz naturel liquéfié avec des acteurs comme Technip ou GDF-Suez). Alstom détient également un savoir-faire reconnu dans la construction de centrales thermiques, notamment de charbon, malgré la faiblesse du marché français.

Sur le marché mondial de production d'électricité, les combustibles fossiles occupent une place très importante. Le développement et déploiement des technologies de captage et stockage de CO2 (CSC) peuvent jouer un rôle essentiel quant à l'avenir des combustibles fossiles. Les acteurs français comme Alstom ont fortement investi dans la recherche et la démonstration de ces technologies.

La France compte actuellement une dizaine de raffineries (23 en 1970). Elle ne fait pas exception à la surcapacité structurelle de raffinage observée en Europe qui résulte d'une demande structurellement en baisse et de l'incorporation de biocarburants. Les investissements nécessaires dans les raffineries françaises et plus généralement européennes pour faire face aux différentes contraintes environnementales pèsent sur

(1) Plusieurs dizaines d'entreprises produisent des composants vendus aux grands fabricants d'éoliennes étrangers. Certaines sont très spécialisées (par exemple ROLLIX – DEFONTAINE, un des principaux spécialistes mondiaux de couronnes d'orientations et roulements spéciaux pour éoliennes. Dans d'autres cas il s'agit de groupes de divers secteurs qui ont développé ou développent une activité spécifique sur le marché de l'éolien : CONVERTEAM (maintenant GE) et LEROY SOMER pour les génératrices, MERSEN (ex-CARBONE LORRAINE) pour les balais en graphite, NEXANS pour les câbles, SCHNEIDER ELECTRIC pour le matériel électrique, FERRY CAPITAIN pour des pièces de fonderie, etc. D'autres entreprises de taille plus réduite se spécialisent sur certaines composants : STROMAG FRANCE – ex-SIME, pour les freins, AEROCOMPOSITE OCCITANE et ASTRIUM pour les pales.

les marges déjà relativement faibles. Ce secteur est également menacé par la baisse possible des débouchés outre-atlantique en raison d'une consommation d'essence en baisse (développement des biocarburants, véhicules plus économes, ralentissement de la croissance économique). Ainsi, le modèle européen caractérisé par de excédents d'essence exportés et des importations nettes de gazole (de la CEI en particulier) apparait menacé.

1.4. Efficacité énergétique dans le bâtiment

Sans endosser les chiffres de l'Ademe, on peut néanmoins rappeler le nombre d'emplois dans les secteurs d'activité directement influencés par les mesures d'efficacité énergétique[1] :

- la maîtrise d'ouvrage (commanditaires, gestionnaires, i.e. les donneurs d'ordre) : 1,6 million d'actifs ;
- la maîtrise d'œuvre, l'ingénierie : 115 000 personnes, dont 30 000 architectes ;
- les entreprises réalisant les travaux : 1,2 million de salariés, 260 000 artisans et 100 000 intérimaires (en ETP) ;
- les fournisseurs de matériaux (industriels et distributeurs) : 450 000 actifs ;
- les fournisseurs de services (ex. exploitation, entretien, maintenance) : 34 000 actifs.

La filière française se compose d'un tissu industriel diversifié avec des groupes internationaux présents sur toute la chaîne de valeur, des PME et des TPE. Les grands groupes internationaux sont présents sur les produits de construction (Saint-Gobain, Lafarge, Vicat), l'exploitation énergétique (Dalkya, Cofely), et les équipements (Schneider, Legrand), le BTP (Vinci, Bouygues, Eiffage). Si les entreprises sont là, l'enjeu du côté offre est de proposer un service de qualité, ce qui nécessite des formations spécifiques et adaptées aux nouvelles réglementations. Dans le bâtiment, sur 150 000 actifs qui entrent dans la filière, seulement 48 000 d'entre eux sont issus d'une formation du secteur bâtiment.

La croissance de ce secteur est en très grande partie tirée par les mesures du Grenelle et les instruments incitatifs mis en place. En effet, le Grenelle de l'environnement a établi des objectifs pour les bâtiments existants, dans le cadre du « Plan Bâtiment Grenelle », qui sont à la fois ambitieux et nécessaires :

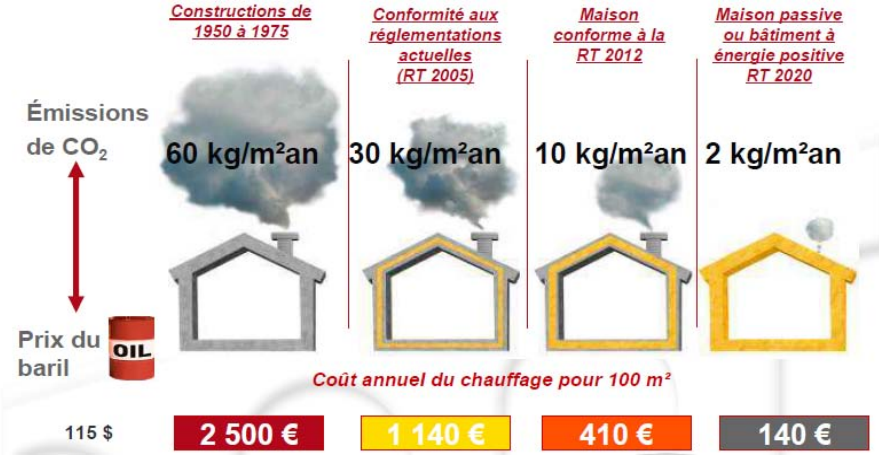
- de réduire les consommations d'énergie du parc de bâtiments existants d'au moins 38 % d'ici à 2020 et, à cette fin, de conduire un programme ambitieux de rénovation thermique et énergétique des bâtiments ;
- d'atteindre le rythme de 400 000 rénovations complètes de logements chaque année à compter de 2013[2] ;
- de rénover l'ensemble des logements sociaux, avec, pour commencer, la réalisation de travaux sur les 800 000 logements sociaux les plus énergivores d'ici 2020.

(1) Rapport du comité Filière « Métiers du bâtiment », présidé par Philippe Pelletier, décembre 2009.
(2) Sur 32 millions de logements dont 4,5 millions de logements sociaux.

La réglementation en vigueur, dite RT 2012, a été publiée en juillet 2010 et rentre progressivement en vigueur d'ici le 1er janvier 2013 où elle deviendra applicable à toutes les constructions. Elle pose une exigence de performance énergétique globale, établie à 50 kWh/m^2/an en énergie primaire, en moyenne, avec des variations notamment géographiques. Par ailleurs, la RT 2012 introduit un certain nombre de nouveautés avec notamment une exigence d'efficacité énergétique minimale du bâti sur les trois composants : chauffage, refroidissement et éclairage. Le comité de filière « Bâtiment » en 2009 a estimé qu' « à court terme, une évolution des marchés d'environ 20 % du chiffre d'affaires total du secteur pourrait être générée par le Grenelle de l'Environnement ».

La construction de bâtiment neuf est marginale compte tenu du taux de renouvellement moyen du parc (environ 1 % par an). D'autant que la crise a considérablement réduit le rythme de construction. Ainsi, entre 60 % et 70 % du parc qui sera utilisé en 2050 est déjà construit en 2010. L'effort doit donc se concentrer sur la rénovation des bâtiments. Sur 30 millions de logements résidentiels existants, 58 % du parc ont été construits avant la première réglementation thermique de 1975. Les consommations y sont évidemment bien plus élevées que dans des logements récents (330 kWh/m²/an en moyenne pour les constructions d'avant 1975 contre 200 kW/m²/an après 1975). Toute la difficulté est d'inciter les ménages à investir dans la rénovation de leur logement.

Figure 1 : Évolution des normes de construction en France



Source : Saint Gobain, NB : Les gains en CO_2 engendrés par les nouvelles normes de construction ou les actions de rénovation sont bien entendu liés aux sources d'énergie retenues.

3. Perspectives de croissance : quelle place pour la France ?

2.1. La croissance du nucléaire tirée par les nouveaux émergents

Le marché du nucléaire civil s'est déplacé en dehors des frontières du « vieux monde » vers la Chine, l'Inde, la Russie, la Corée du Sud, l'Asie du Sud-Est, le Moyen-Orient, l'Amérique du Sud, l'Afrique du Sud, etc. Selon le président du directoire d'Areva[1], les capacités nucléaires devraient passer de 393 GW à quelques 590 GW en 2030 (prévisions un peu inférieures à celles de l'AIE), ce qui conduirait à un maintien de la part du nucléaire dans la production électrique mondiale. Sur les 300 GW à construire, 60 % devraient l'être en Asie. La Chine pourrait développer quelques 140 GW de nucléaire d'ici à 2030, soit plus du double de la capacité nucléaire française actuelle[2]. Cette tendance s'observe d'ores et déjà aujourd'hui : sur les 59 réacteurs en construction, plus de la moitié est située en Asie (17 en Chine, 5 en Inde, 2 à Taiwan, et 7 en Corée du sud).

Les industriels historiques espéraient compenser la perte de vitesse du déploiement des centrales nucléaires dans les pays du « Nord » par ces nouveaux marchés. La France, grâce à son savoir-faire, pourrait d'ailleurs avoir une place de choix. Néanmoins, le marché accessible aux acteurs historiques pourrait être plus restreint que prévu. En effet, les pays possédant les perspectives de croissance les plus importants, comme la Chine, l'Inde ou la Corée du Sud, tentent de développer leur propres capacités à concevoir et construire des réacteurs : CGNPC (China Guangdong Nuclear Power Group) et CNNC (China National Nuclear Corporation) pour la Chine, NPCI (Nuclear Power Corporation of India) pour l'Inde, et Kepco pour la Corée du Sud en sont de bons exemples. Les transferts de technologie et le maintien d'un savoir-faire français seront des déterminants essentiels de la taille de marché disponible pour la France. L'on constate d'ores et déjà que peu d'acteurs étrangers sont aujourd'hui implantés sur ces nouveaux marchés. Seuls 15 des 59 réacteurs sont construits par des entreprises non nationales, dont 3 par Areva, 5 par AtomEnergoProm, 5 par Toshiba-WestingHouse et 2 par GE-Hitachi.

Il est clair qu'un abandon du nucléaire affecterait négativement les exportations de l'ensemble de la filière du nucléaire civile. La filière du retraitement des déchets serait particulièrement affaiblie par une perte de vitesse du nucléaire en France.

De plus, les choix technologiques comme les standards retenus orienteront le choix des acteurs choisis pour conduire la construction et la maintenance des nouvelles centrales. La Chine entend miser sur le développement de réacteurs à neutrons rapides et l'acquisition de la maîtrise du recyclage des combustibles usés s'inscrit pour elle dans la double perspective du parc actuel et de futurs réacteurs à neutrons rapides.

L'ampleur des constructions dépendra également des prix du gaz sur les marchés américain et européen. En effet, l'exploitation massive des gaz de schiste pourrait conduire à des prix du gaz bon marché, rendant alors les centrales à gaz plus compétitives que les centrales nucléaires. Cette baisse relative de compétitivité de la filière nucléaire s'observe d'ores et déjà aux Etats-Unis où l'exploitation des gaz de

(1) Audition du 21 décembre devant la Commission Energies 2050.
(2) World Nuclear Association.

schiste (aujourd'hui près de 25 % de la consommation gazière) a freiné les investissements dans le nucléaire, comme dans les énergies renouvelables par ailleurs.

2.2. La France a une carte à jouer dans certaines filières renouvelables

Si dans les autres filières, la France est importatrice nette, il faut cependant distinguer les technologies matures, où le potentiel de marché est donc limité par la présence d'importants acteurs étrangers (comme dans l'éolien terrestre), et les technologies en développement. Sur ce dernier segment, il est important que la France mise sur les technologies où elle possède d'ores et déjà un savoir-faire. C'est le cas de l'éolien offshore, du solaire à concentration ou encore de l'hydraulique, comme l'a montré le groupe conduit par Jean Bergougnoux sur les prospectives technologies (à paraître).

Les potentiels de développement de la filière éolienne sont importants, si l'on en croit la part octroyée à cette énergie dans l'ensemble des feuilles de route étrangères.

Tableau 1 : Capacités éoliennes et production selon différents scénarios

		2010	2020	2025	2030	2035
AIE - *Current Policies*	Production (TWh)	380*	1080	-	1653	1936
	Capacité (GW)	197	477	-	662	751
AIE - *New Policies*	Production (TWh)	380*	1229	1749	2278	2851
	Capacité (GW)	197	535	703	862	1035
AIE - 450 ppm	Production (TWh)	380*	1383		3197	4107
	Capacité (GW)	197	592		1148	1423
IHS – *Global Wind Turbines*	Production (TWh)	380*	-	940	-	-
	Capacité (GW)	197				
GWEC – *Reference*	Production (TWh)	380*	1109	-	1405	-
	Capacité (GW)	197	415	-	573	-
GWEC – *Moderate*	Production (TWh)	380*	2041	-	4360	-
	Capacité (GW)	197	832	-	1777	-
GWEC – *Advanced*	Production (TWh)	380*	2628	-	5429	-
	Capacité (GW)	197	1071	-	2342	-

* Estimation pour 2010

Source : AIE, IHS, GWEC

Si la France n'a pas de fabricant éolien onshore (à l'exception de Vergnet S.A.), elle possède de nombreux sous-traitants, peu visibles mais bien présents dans la chaîne de valeur internationale. Dans l'éolien offshore existent des potentialités importantes, car au-delà des énergéticiens qui commencent à racheter des technologies offshore, certains acteurs industriels, non spécialisés au départ dans l'éolien, pourraient se diversifier, et utiliser leurs savoir-faire pour développer des installations en mer : les ports français, les industriels de l'automobile, de la construction navale (DNCS), du ferroviaire et de l'aéronautique (Alstom), ainsi que certains acteurs de la recherche (IFPEN qui a développé une expertise en offshore pétrolier). Des entreprises de travaux publics se sont spécialisées dans le domaine des travaux de fondation et d'installation et de raccordement électrique. Au total ce sont une cinquantaine d'entreprises qui sont actives dans ce domaine, auxquelles s'ajoutent les entreprises spécialisées dans la maintenance des parcs. De plus, certaines entreprises françaises, comme Technip, joueront un rôle important dans l'éolien offshore de par leur

compétence en ingénierie offshore. Pour les navires de pose et d'autres types de fondations offshore, on pourrait citer également les acteurs DCNS et STX France[1].

Sur la filière solaire, la France est présente dans le solaire thermique (chauffe-eau solaires), et pourrait le devenir davantage si elle exploitait plus le marché national et sa capacité d'exportation.

La France s'est également construit un maillage encore éparse d'entreprises dans le solaire photovoltaïque avec une forte concentration dans l'aval de la chaine (près de 5000 installateurs de en France)[2]. La filière PV est en pleine phase de transition, entre une phase d'amorçage et une phase de consolidation et de massification à venir. La consolidation de la filière n'interviendra que grâce au progrès attendus de la R&D, recherche de pointe et dynamique en France. Les débouchés de la filière industrielle sont incertains, notamment à 2030 et *a fortiori* en 2050, mais pourraient être importants en cas de forte baisse des coûts de production. Quelques entreprises françaises innovantes se positionnent avec succès au niveau mondial sur les segments des matériaux solaires (Saint Gobain qui aurait près de 50 % du marché des verres), du gaz de procédés (Air Liquide déclare avoir 40% du marché mondial de fourniture de gaz), des systèmes électriques (Schneider) et des équipements industriels. Le développement de la filière dépend de deux facteurs clés : le coût de la technologie et la structuration de la filière. D'une part, à l'avenir, les capacités PV pourront être développées, à moindre coût pour l'Etat, dans certaines conditions que sont un prix élevé de l'électricité sur le marché en période de production du photovoltaïque et un fort ensoleillement permanent, comme c'est le cas dans des pays tels que la Californie et l'Italie du Sud, où la production d'électricité d'origine photovoltaïque coïncide avec une forte demande d'électricité résultant du développement de la climatisation. Pour le moment, en France, le solaire PV est quatre à six fois trop cher pour être rentable sans aide massive de l'Etat, mais des diminutions de coûts et des améliorations technologiques sont évidemment à attendre, notamment à l'horizon temporel retenu dans cette étude, qui est 2050 (se reporter à l'annexe Technologies). Certains avancent que la diminution drastique constatée du coût complet du système indique que le solaire PV suit une courbe d'apprentissage intéressante. En réalité, il est difficile de distinguer l'effet d'apprentissage de celui lié à une surcapacité actuelle de la fabrication de panneaux solaires (notamment en Chine)[3]. Certains attribuent cette compétitivité des cellules et panneaux chinois aux subventions octroyées par l'Etat chinois à ses fabricants, leur permettant d'abonder le marché avec des produits à un coût inférieur au prix du marché mondial. Quelle qu'en soit la raison, cette prééminence de produits chinois commence à porter atteinte aux industries européennes présentes sur ce maillon. D'autre part, il est important qu'une filière industrielle se développe. La Chine fournit aujourd'hui une grande partie des cellules et, après assemblage, des panneaux solaires, pour une part de près de 40 % de la chaîne de valeur[4]. Pour autant, la France peut s'imposer au niveau local/régional pour les solutions d'intégration au bâti, mais aussi au niveau industriel en proposant de nouvelles cellules plus performantes. En effet, elle peut se positionner a) sur les nouvelles technologies à forte valeur ajoutée, encore au stade de laboratoire (cellules à forte productivité, couches minces, matériaux innovants, photovoltaïque à concentration…) ; b) sur les innovations complémentaires qui permettent de générer de la valeur ajoutée en utilisant des

(1) Fiche Eolien du groupe Bergougnoux.
(2) Fiche Solaire du groupe Bergougnoux.
(3) Luc Oursel dans sa présentation à la Commission le mardi 21 décembre 2011.
(4) DGEC et Trésor (2011), Rapport sur l'industrie des énergies décarbonées en 2010.

technologies connues (et pour la plupart fabriqués à l'étranger), comme c'est les cas des solutions d'intégration au bâti, qui pourraient jouer un rôle clé dans le développement de bâtiments à énergie positive.

La France a également une carte à jouer dans le solaire thermodynamique à concentration, technologie qui consiste à chauffer un liquide caloporteur, utilisé ensuite pour produire de l'électricité comme dans une centrale thermique classique. Le solaire thermodynamique offre de nombreux avantages : production plus régulière que les panneaux solaires PV tout au long de la journée, couplage possible avec des systèmes de stockage de l'énergie. Les technologies les plus compétitives utilisées sont maîtrisées en France au sein de nombreux groupes industriels, avec une capacité d'exportation reconnue. Certains équipementiers se sont engagés dans la quête à la compétitivité des solutions en travaillant sur des innovations majeures à venir (miroirs, solutions caloporteuses, solutions de stockage,…). Néanmoins le gisement français est faible (ensoleillement modéré et prix de la terre élevé), ainsi le marché national sera marginal : l'industrialisation de la filière sera conditionnée par la capacité d'export de la France sur ce segment. Si les capacités installées sont aujourd'hui faibles (1,3 GW), les perspectives de croissance selon l'AIE sont importantes (près de 148 GW en 2020). Outre les aspects technologiques, la France possède un avantage certain de par ses relations privilégiées avec le pourtour Méditerranéen (Maghreb, Moyen-Orient, Afrique etc.), qui constitue des marchés idéaux pour l'implantation de solaire thermodynamique.

La France a une tradition très ancienne et très forte en matière d'hydroélectricité et dispose aujourd'hui d'atouts très importants en ce domaine :

- un très haut niveau scientifique en matière de mécanique des fluides, un enseignement dont la qualité est mondialement reconnue dans le domaine de l'hydraulique et de l'hydroélectricité;
- des références importantes en matière de réalisation et d'exploitation;
- des bureaux d'études de qualité, tels le centre d'ingénierie hydraulique d'EDF, le centre mondial de technologie d'Alstom Hydro et plusieurs autres;
- le leadership mondial d'Alstom Hydro pour les générateurs hydroélectriques (turbines/alternateurs) de forte puissance. Ses réalisations se trouvent au cœur des plus importantes centrales hydroélectriques construites ces dernières années : La Grande au Canada (33 groupes totalisant 8654 MW), Itaipu au Brésil (10 groupes turbine/alternateur de plus de 700 MW chacun), Trois Gorges en Chine (14 groupes turbine/alternateur de 700 MW chacun).

La France exploite d'ores et déjà une grande partie de son potentiel hydraulique (il reste 3 TWh encore équipable pour un coût de 60 à 100 €/MWh) mais ce dernier est encore loin d'être exploité dans le monde (Afrique : seulement 10 %, Chine : seulement 27 %). La France est et sera un acteur incontournable dans la construction, l'exploitation et la maintenance d'infrastructures hydraulique dans le monde.

En ce qui concerne les énergies marines, il n'existe pas pour le moment de technologie mature et commercialisable. Un nombre important de technologies sont néanmoins au stade de la recherche : celles-ci devront encore franchir des étapes importantes avant de passer à des implantations de taille pré-commerciale. Le Royaume-Uni est aujourd'hui chef de file des énergies marines cinétiques mais, au niveau technologique, les entreprises françaises ne sont pas en reste et détiennent

aujourd'hui des prototypes parmi les plus avancés du monde, et une des deux technologies ETM existantes. Complété par des accompagnements à la recherche et au développement, à la démonstration et à la création d'un marché local de lancement, cela donnerait à la France la possibilité de prendre part à un futur marché mondial.

Il faut également rappeler le potentiel de développement des équipements domestiques au bois, segment sur lequel les industries françaises sont bien implantées, sur le marché national comme à l'international.

Les technologies EGS (systèmes géothermiques améliorés) présentent un potentiel de marché important en France et surtout à l'international, mais font face à des défis importants en termes de réduction des coûts de production et de maîtrise des impacts environnementaux. La filière française se trouve actuellement au tout début de sa structuration.

2.2. La France doit conforter son positionnement mondial sur les technologies de réseaux électriques et accélérer le déploiement des solutions de stockage d'énergie

Les enjeux économiques associés aux réseaux intelligents sont très importants au regard des investissements nécessaires à leur réalisation et font l'objet de nombreuses études de marché (Alcimed, Electric Power Research Institute, GTM Research, McKinsey, Morgan Stanley, Pike Research, Zpryme…). Les chiffres publiés varient fortement en fonction des choix de périmètres et d'hypothèses d'investissements. Ces études indiquent qu'en 2014 le marché pourrait représenter quelques dizaines de milliards. Morgan Stanley chiffre ce marché à 100 milliards de dollars en 2030. La CRE a évalué à 15 milliards d'euros les investissements Smart Grids sur les réseaux électriques français d'ici à 2030. Selon ces mêmes études, le marché se décomposerait comme suit : 20% pour les équipements de maîtrise de la demande, 20% pour les systèmes de comptage, et de 60% pour les équipements réseaux.

L'industrie française des Smart Grids est positionnée sur de nombreux segments de marché et a hérité des compétences de l'opérateur historique EDF. A moyen terme, les démonstrateurs technologiques lancés dans le cadre des Investissements d'Avenir, préparent les déploiements des prochaines technologies des réseaux électriques intelligents en France et en Europe.

Le gouvernement et les industriels s'organisent pour développer les réseaux intelligents, puisque les gestionnaires des réseaux électriques, notamment Réseau de Transport d'Electricité (RTE) et Electricité Réseau de Distribution de France (ERDF), ont déjà inclus dans leurs politiques d'investissement le déploiement de certaines technologies Smart Grids, et plus particulièrement sur le réseau de transport d'électricité. Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) permet également à RTE et ERDF de financer ses travaux de recherche et développement afin de tester et de préparer le déploiement de nouvelles technologies.

La question du stockage est cruciale : développer des capacités de stockage a des prix compétitifs permettrait de résoudre les problèmes d'intermittence des énergies renouvelables.

Au niveau mondial, 99% des capacités de stockage d'énergie stationnaire sont assurées par les STEP, dont la plus grande partie est installée en Europe (35 GW sur 127 GW au niveau mondial, dont 4 GW en France). Les estimations du marché du stockage stationnaire pour les producteurs d'électricité sont nombreuses et varient en fonction des années de mesure et des périmètres choisis (stockage de masse, support de réseaux électriques, marchés industriels). Elles s'accordent néanmoins sur le fait que le marché mondial est globalement en forte croissance, avec :

- un marché 2010 compris entre 1,5 à 4,5 milliards de dollars dominé par les STEP et 400 à 600 millions de dollars pour les batteries, supercapacités et volants d'inertie ;
- des projections pour 2020 comprises entre 16 et 35 milliards de dollars pour de nouvelles capacités installées comprises entre 7 et 14 GW par an.

Aujourd'hui, les marchés les plus dynamiques sont l'Asie (Chine, Corée du Sud, Inde), notamment pour les STEP, les Etats-Unis suite à l'établissement de nouvelles régulations sur le stockage d'énergie et les pays montagneux d'Europe.

La filière française du stockage d'énergie est très bien positionnée sur les STEP et engage des recherches sur d'autres alternatives de stockage (lithium-ion, hydrogène, volants d'inertie…). Les efforts de recherche sur le stockage sont importants et mobilisent aussi bien les instituts publics et privés de recherche fondamentale et appliquée, que les équipementiers fournisseurs de solutions et les opérateurs de réseaux électriques ou de chaleur. Les deux objectifs principaux des travaux en cours sont d'élaborer des technologies et des processus d'industrialisation associés compétitifs par rapport aux solutions sans stockage, et d'identifier les modèles économiques pertinents en fonction des nombreux usages de ces technologies. Sur le second volet, ces travaux s'appuient sur des projets de démonstration en usages réels pour vérifier les performances technico-économiques des solutions de stockage d'énergie.

2.3. Une filière thermique menacée par le faible taux d'utilisation des centrales

D'après l'AIE, les centrales thermiques devraient faire partie encore longtemps du paysage énergétique, notamment des pays en développement. En France, la place de ces énergies est beaucoup plus incertaine et dépendra de la part des renouvelables et du nucléaire dans le futur mix électrique français notamment. Dans les trois scénarios présentés par l'UFE (70 %, 50 % et 20 % de nucléaire, le reste étant comblé par des énergies renouvelables et les centrales thermiques pour pallier l'intermittence), **la durée de fonctionnement des centrales thermiques ne leur permet pas d'être rentables**.

L'avenir de la filière thermique dépendra du développement de la capture et du stockage du CO2 (CSC). A l'image de la feuille de route de la Commission européenne « Energies 2050 », nombre de gouvernements, aujourd'hui dépendants du charbon ou du gaz, comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni, misent sur le développement massif de cette technologie. Sa compétitivité et sa faisabilité sociétale seront néanmoins des points clés de ce développement. L'offre française pourrait se structurer autour d'acteurs-émetteurs tels que les énergéticiens ou industriels qui se positionnent en

tant qu'intégrateurs pour décarboner leur production. Ils pourraient avoir recours à des équipementiers et entreprises d'ingénierie comme Alstom (fourniture de centrales CSC clé-en-main), et des fournisseurs de technologies comme Air Liquide. Des acteurs de petite taille (PME/ETI) pourraient intervenir sur le captage (tout comme sur les autres maillons de la chaîne de valeur) en apportant des compétences ciblées concernant les matériaux et équipements utilisés. Le transport et stockage de CO2 pourrait faire appel à des compétences de traitement de gaz et d'exploitation du sous-sol. Les acteurs du secteur pétrolier (projet de Total à Lacq en Aquitaine) se positionnent d'ores et déjà.

3. Au-delà des filières industrielles, d'autres paramètres rentrent en compte dans la compétitivité des entreprises françaises

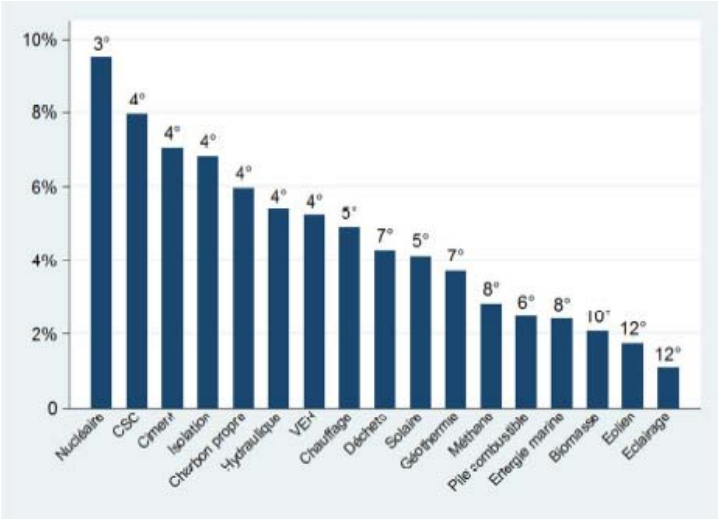
3.1. La R&D, un atout français et européen

Si l'on regarde les technologies dites « propres » (nucléaire, énergies renouvelables, piles à combustibles, véhicules électrique et hybrides, isolation des bâtiments, pompes à chaleur, éclairage basse consommation, destruction du méthane, charbon propre et CSC), la France apparaît au 5ème rang mondial en nombres de brevets déposés (loin derrière les Etats-Unis, le Japon et l'Allemagne)[1].

Pendant longtemps, la France a eu tendance à focaliser ses efforts de recherche dans le domaine du nucléaire, mais se diversifie depuis les années 2000. Comme le montre le graphique suivant, la contribution à l'innovation dans les énergies renouvelables est encore faible, d'autant que dans ce domaine, les brevets affluent de toutes parts. Néanmoins, grâce à une recherche publique de qualité et à des industriels proactifs, la France possède une place de choix dans le nucléaire (Areva, CEA), le CSC (Alstom, IFPEN) et l'isolation des bâtiments (Saint Gobain), le ciment (Lafarge), l'hydraulique. La recherche publique est plus importante en France que dans les autres pays développés, notamment via trois grands organismes publics, qui sont des déposants majeurs de brevets : CNRS (charbon propre, piles à combustibles, énergie marine et nucléaire), CEA (piles à combustibles, nucléaire et solaire) et IFPEN (technologies moteurs, biomasse énergie, charbon propre, CSC, valorisation du CO2 et des déchets, énergies marines).

(1) Cerna (2011*), L'innovation technologique face au changement climatique : quelle est la position de la France ?*, Mines Paris Tech, Juin.

Graphique 4 : Place de la France en nombre de brevets déposés pour diverses technologies



Source : Cerna (2011).

À l'échelle française, le système des investissements d'avenir constitue un dispositif extrêmement intéressant : il prévoit ainsi 2,6 milliards d'euros pour les énergies renouvelables et décarbonées. Dans ce cadre, 1,6 milliard d'euros seront alloués pour le soutien à des projets innovants de démonstrateurs et de plateformes technologiques (dont 1,35 milliard d'euros sur les énergies renouvelables et décarbonées : énergie solaire, énergies marines, géothermie, captage, stockage et valorisation du CO_2 et chimie verte). Des montants importants sont également consacrés à la création et au développement des instituts d'excellence en énergie décarbonée[1].

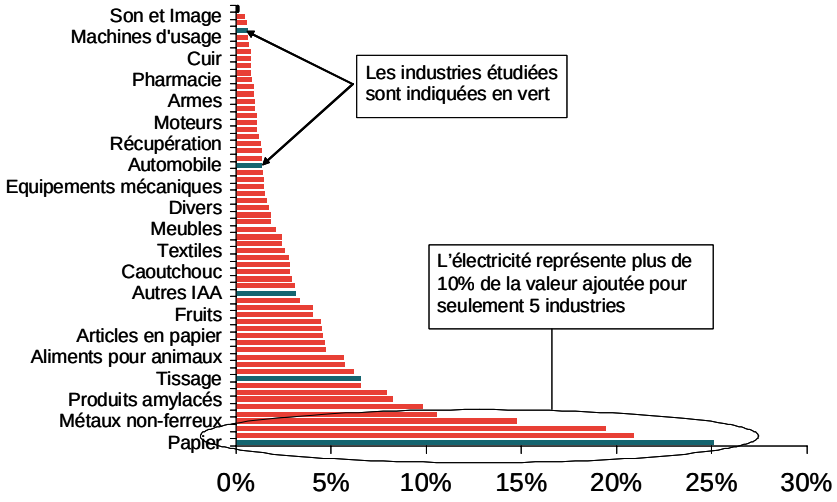
Le dispositif, dénommé NER 300, adopté par les 27 États membres de l'Union européenne dans le cadre du paquet climat-énergie fin 2007, constitue une illustration concrète et *a priori* séduisante de l'intervention des pouvoirs publics. Il cherche à accélérer l'introduction sur le marché de technologies innovantes dans le domaine des énergies renouvelables et de la capture et du stockage du carbone. Son financement repose sur la vente de 300 millions de quotas entrants (*New Entrant Reserve*) du système ETS, ce qui devrait représenter une aide de 4,5 à 9 milliards d'euros suivant le cours du CO_2 (qui peut raisonnablement varier entre 15 et 30 euros). Il vise à financer huit projets de capture et stockage et 32 d'énergies renouvelables. Les projets déposés par les 27 pays de l'Union sont en cours de dépouillement par la BEI qui devrait remettre ses recommandations à la Commission. Ce dispositif a de plus l'avantage de permettre l'émergence de projets à l'échelle européenne. Il ne constituera cependant une réussite que dans la mesure où la distribution finale des sommes d'argent aux projets finalement retenus évitera la dispersion entre les 27 États membres et saura récompenser les projets les plus efficaces.

(1) Glachant M. et Auverlot D. (2011), « Favoriser le développement de la R&D et la diffusion des technologies propices à une économie sobre en carbone », dans *Trajectoires 2020-2050 vers une économie sobre en carbone*, rapport du Comité présidé par Christian de Perthuis, octobre.

3.2. Le prix de l'électricité, composante essentielle de la compétitivité française

L'augmentation du prix de l'électricité est évoquée par beaucoup de membres de la Commission comme une nécessité dans les années à venir pour tenir compte des dépenses de renforcement des réseaux de transport et de distribution, mais aussi pour maintenir puis renouveler le parc français. D'autres soulignent également qu'un prix de l'électricité trop élevé pourrait porter atteinte à la compétitivité des industries françaises, puisque toutes utilisent de l'électricité dans leur chaîne de production (en plus ou moins grande quantité) (cf Graphique ci-dessous).

Graphique 5 : Consommation d'électricité en % de la valeur ajoutée pour l'industrie française



Source : UFE

Une hausse du prix de l'électricité aurait évidemment des conséquences non négligeables mais les effets seront plus ou moins importants selon l'industrie considérée et dépendront de facteurs tels que sa consommation d'électricité, son potentiel de réduction des consommations énergétiques, sa marge d'exploitation, la nature de la concurrence, etc. L'étude commandée par l'UFE aux cabinets Frontier Economics et Ylios[1] envisage quatre réactions possibles : une augmentation des prix au consommateur, un transfert de certaines capacités productives à l'étranger, une amélioration de la performance énergétique, et une délocalisation. Les résultats suggèrent que dans la plupart des cas, l'industrie pourra en partie répercuter la hausse des coûts sur le prix au consommateur, à l'exception des industries du ciment et du papier. Pour la première, l'étude indique que les prix du ciment devraient augmenter mais s'accompagner également d'une délocalisation d'une partie de la production, tandis que pour la deuxième, la solution la plus plausible en cas de forte hausse des prix est une fermeture massive d'entreprises locales, voire d'une délocalisation totale de l'activité à l'étranger. De son côté, l'étude Syndex/Alpha montre que les contraintes environnementales, soit un prix du CO_2 venant en sus du prix de l'électricité, seraient un facteur de second ordre dans la compétitivité de l'industrie du carton/papier, mais pourraient cependant accélérer la perte de vitesse

(1) Frontier Economics et Ylios (2010), L'impact de l'évolution des prix de l'électricité sur la compétitivité d'industries consommatrices d'électricité, janvier.

de ce secteur, fortement exposé à la concurrence internationale (acteurs scandinaves et sud-américains). Elle met également en évidence la difficile délocalisation de certaines industries, comme celle du ciment, puisque ce matériau est avant tout utilisé au niveau régional (matériau pondéreux).

La compétitivité des entreprises françaises doit néanmoins être appréciée au regard de celle des autres pays d'Europe, voire en dehors des frontières européennes. Cette compétitivité relative dépendra des choix énergétiques de la France mais aussi de ceux de nos voisins. L'Allemagne a fait le choix de redistribuer la totalité des recettes issues de la vente aux enchères des crédits carbone de ses industries sur l'ETS aux industries électrointensives. En effet, se plier aux règles communautaires à 2020 suppose que l'Allemagne mette un plan ambitieux de transformation énergétique (appelée Enegiekonzept, puis Energiewende), qui, selon elle, pénaliserait en premier lieu ses industries électrointensives, mettant à mal leur compétitivité[1].

La Commission européenne a estimé la perte de compétitivité de l'Europe vis-à-vis des autres partenaires en cas d'un durcissement de l'objectif environnemental, synonyme d'une augmentation du prix du crédit CO_2 et donc d'une hausse des prix des énergies[2]. Dans le cadre des hypothèses retenues sur les dérogations accordées aux secteurs sensibles, et en envisageant que le reste de la communauté internationale s'astreigne à des réductions d'émissions moyennement ambitieuses, le coût de l'accroissement de l'effort de réduction des émissions communautaires à -30 %, évalué à 81 milliards EUR à l'échelle de l'économie européenne (0.54 % du PIB communautaire), n'aurait pas un impact important sur l'activité industrielle du côté des industriels. Porter l'objectif de l'UE à 30 % entraînerait une perte de production supplémentaire d'environ 1 % pour le secteur de la métallurgie, pour les produits chimiques et pour d'autres industries énergétivores par rapport à un objectif de 20 %. Les incidences pour les secteurs des produits chimiques organiques et inorganiques, des engrais et des «autres produits chimiques» s'élèveraient alors à 0,9 %, 1,1 %, 1,2 % et 3,5 % respectivement. L'industrie chimique européenne perdrait également en compétitivité internationale, l'équivalent de 1,2 % de parts sur les marchés. Dans le cas où l'Europe agirait seule, la perte additionnelle pour les IGCE serait faible et comprise entre 0,1 % et 0,6 % (à l'exception de la chimie et de la plasturgie, qui perdrait -1,1 % par rapport à un scénario d'une coordination internationale moyennement ambitieuse).

(1) Audition du Dr Mager, directeur du département « Grundsatzfragen, Energieforschung; Erneuerbare Energien; Kohle » du BMWi, le 16 décembre 2011.
(2) Commission Européenne (2010), *Analysis of options to move beyond 20 % greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage*, Background information and analysis, SEC(2010) 650, mai.

Annexe 9

Emplois

Cette annexe va de pair avec l'Annexe Filières. Elle recense dans un premier temps les différentes études sectorielles disponibles. Dans un second temps, l'annexe présente plus en détails l'impact sur l'emploi des mix électriques, en s'appuyant sur les analyses réalisées par les rapporteurs de la Commission et les travaux de l'équipe Erasme (modèle Némésis, Ecole Centrale Paris). D'autres équipes de modélisation ont produit des résultats, mais compte tenu des délais impartis, nous n'avons pu les étudier en détails : ces travaux ne seront donc que brièvement évoqués.

1. Introduction

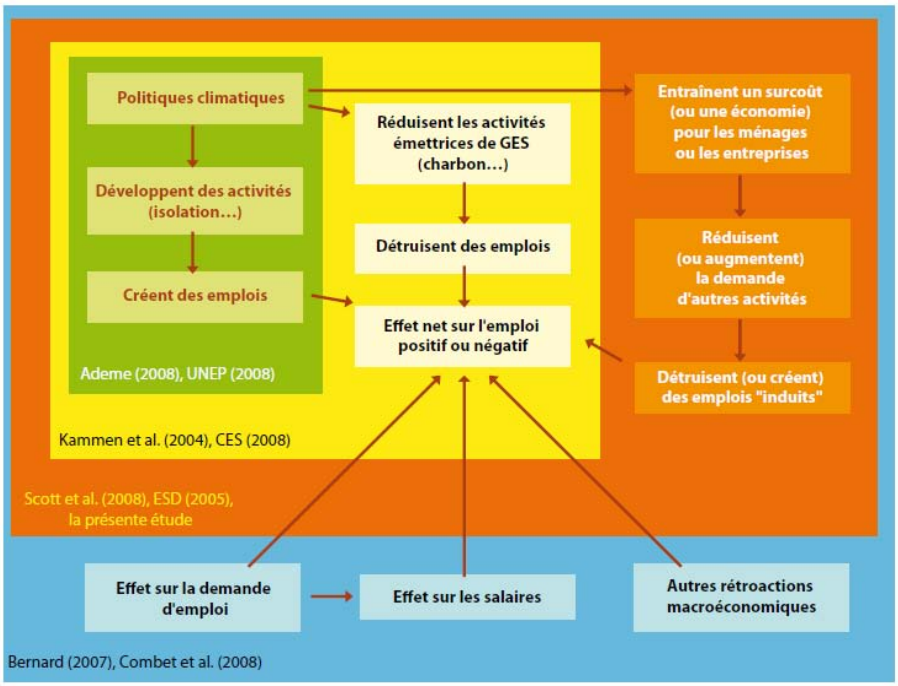
L'analyse d'une politique énergétique sur l'emploi doit prendre en compte trois niveaux d'impacts :

- les emplois directs liés à la mise en œuvre des politiques énergétiques, tenant compte des créations d'emplois dans certaines filières mais aussi des destructions dans d'autres ;
- les emplois indirects, généralement ceux dans les branches sous-traitantes ;
- et les emplois induits, c'est à dire les emplois affectés par l'activité d'autres secteurs. Les estimations sont relativement complexes puisque cela peut inclure les achats des employés du secteur, les effets d'une variation du prix de l'énergie ou encore les impacts sur la balance commerciale.

Néanmoins ces définitions sont différentes d'une étude à une autre. Il convient aussi de bien différencier les emplois nets des emplois bruts, le premier terme tenant compte du bilan des emplois crées et détruits, alors que le deuxième ne comprend que les créations d'emplois.

Le schéma ci dessous permet de visualiser l'ensemble des impacts[1] :

Figure 1 : Effets direct, indirect et induit



Filet vert : emplois liés aux dépenses de protection de l'environnement, d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique; filet jaune : mécanismes économiques; filet orange : emplois détruits par le financement des dépenses supplémentaires; filet bleu : effet macroéconomique.

Source : Quirion P.

2. Les emplois dans les filières énergétiques en France

Comme nous allons le constater par la suite, il est bien difficile de donner des chiffres d'emplois par filière énergétique. Nous pouvons néanmoins nous appuyer sur la comptabilité nationale, qui indique qu'en 2008, **127 165 personnes travaillaient dans la production, le transport et la distribution d'électricité, 20 705 dans la production, le transport et la distribution de gaz, et 17611 dans le raffinage.** Ces emplois ne comprennent pas les emplois liés aux travaux publics, ou à l'installation.

2.1. Secteur nucléaire

L'étude récente de PWC[2] fait état de 125 000 emplois directs dans la filière du nucléaire civil en France (incluant la construction et l'amont du cycle), dont 18 % dans l'amont (22 900 dont 7800 chez Areva), 22 % dans la construction (27 500), 38 % dans l'exploitation et la maintenance (47 100), 16 % dans l'aval (20 300), 6 % dans les établissements publics, que sont le CEA, l'ANDRA ou encore l'ASN. Elle évalue également les emplois indirects (c'est-à-dire les emplois créés par l'activité dans les

(1) Source "30 % de CO_2 = + 684 000 emplois - L'équation gagnante pour la France" (étude de Philippe Quirion (Chercheur CIRED/CNRS) et Damien Demailly pour WWF-France).
(2) PWC (2011), Le poids socio-économique du nucléaire en France, mai.

entreprises sous-traitantes) à 114 000 emplois. Les 400 000 emplois souvent cités dans la presse comprennent en réalité l'emploi direct, indirect mais aussi, ce que PWC appelle, l'emploi « induit ». La définition de l'emploi induit et la méthode utilisée sont peu communes : il est calculé comme l'emploi crée par la valeur ajoutée alimentée par les dépenses des employés directs et indirects.

Par souci de comparaison avec les autres filières, mais aussi pour des questions de méthodologie, nous ne retiendrons que les emplois directs de la filière, soit les 125 000.

A l'avenir, les emplois dépendront du dynamisme de la filière, notamment au niveau national, et dans les secteurs de l'aval et de la construction. Une sortie, même partielle, du nucléaire conduirait dans un premier temps à une perte d'emplois liée à l'exploitation, et à l'amont du cycle. Une telle décision sonnerait également comme un désaveu d'une énergie, ce qui aurait des répercutions sur les programmes nucléaires d'autres pays. I*n fine* une telle décision pourrait entraîner une perte de l'ensemble des emplois de la filière nucléaire. Certes le démantèlement d'une centrale créerait des emplois, mais très faiblement, de l'ordre de 200 à 300 emplois par an sur 20 ans.

A l'inverse, un prolongement de la durée d'exploitation des centrales conduirait à de grands travaux, dits de « carénage », pour un investissement de quelques 55 milliards d'euros. Cette activité créerait de l'activité, en sus des emplois déjà existants de la filière.

Décomposition des emplois dans l'EPR

Il est intéressant de tenter de décomposer les emplois par activité de la filière afin de bien comprendre les enjeux d'une poursuite ou d'un affranchissement partiel du nucléaire.
- Construction (Emplois directs : 1200 – 2700, Emplois indirects : 850 – 1900, Emplois totaux : 2050 – 4600) **:** Les données sont difficiles à évaluer compte tenu de l'absence de récentes constructions de réacteurs en France. PWC estime néanmoins que la phase de construction d'un EPR durera 7 ans et emploiera pendant cette période entre 1200 et 2700 personnes, auxquelles s'ajouteraient 850 à 1900 emplois indirects.
- Exploitation d'une centrale (Emplois directs : 830 – 1100) : Si l'on regarde les données historiques : EDF exploite 58 réacteurs pour un total de 47 000 emplois directs. Ainsi la phase d'exploitation créerait quelques 810 emplois par réacteur. Le PWC estime qu'un EPR créerait 440 emplois par an pour la phase d'exploitation maintenance, auquel l'on peut ajouter la production du combustible (250 emplois par an) ainsi que le recyclage du combustible (90 emplois par an) sur 60 ans d'opération.

2.2. Secteur des énergies renouvelables

➢ Les vraies et les fausses vérités sur l'emploi dans les filières renouvelables

Selon le dernier rapport de l'Ademe[1], les emplois dans la filière renouvelable s'élèvent à 80 873. Les estimations du SOeS donnent un chiffre beaucoup plus bas de 55 700 pour la même année 2009. Si les variations sont aussi grandes entre les deux organismes, c'est que ces derniers n'incluent pas les mêmes activités dans la filière renouvelable (la distribution d'équipement, tout comme les études sont prises en

(1) Ademe (2010), Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2008-2009 – Perspectives 2010, octobre.

compte par l'Ademe). Le SoeS a une approche, basée sur une comptabilisation des emplois tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité nationale. Seulement, comme l'agence le souligne très justement, ce secteur n'est pas identifié tel quel dans les nomenclatures, et les emplois sont donc sous-estimés car l'on ne tient compte que des services, exploitation, fabrication industrielle et travaux publics[1]. A l'inverse, l'Ademe, partant de la comptabilité nationale, reconstitue les chiffres d'emplois. Eurobserv'ER fournit des données sur l'ensemble des pays européens, à partir de sources nationales, et inclut les emplois directs et indirects. De même, le SER a choisi de prendre en compte les emplois directs et indirects.

Ces dissensions importantes entre les chiffres des filières nous enseignent que l'emploi est souvent mal connu, pour la simple raison que les périmètres définis diffèrent d'une étude à une autre. Certains incluent des emplois, qui peuvent être considérés comme indirects par d'autres, comme ceux de la construction. L'Ademe donne des chiffres d'emplois en "équivalent temps plein" etc.

Tableau 1 : Récapitulatif des chiffres d'emplois en France par énergie

	Chiffres SOeS		Ademe	Eurobserv'ER	SER
	2009	Evolution 2009/2008	2009	2009	2010
Périmètre	*Direct*		*Direct + quelques sous-traitants*	*Directs + indirects*	*Directs + indirects*
Biomasse	12 300	5,1 %	17 151	60 000	31 683
Hydraulique	10 100	5,4 %	10 642	-	15 000
Eolien	6 100	9,4 %	9 586	19 700	8 100*
Agrocarburants	7 100	4,8 %	7 192	10 600	-
Pompes à chaleur	6 100	-15,1 %	8 863	-	-
Photovoltaïque	6 900	48,3 %	8 622	13 200	18 800*
Solaire thermique	1 700	-9,7 %	4 069	6 250	3 741
Géothermie, Biogaz, UIOM	1 500	11,5 %	2 065	-	-
Total	**51 800**	**6,3 %**	**80 873**	**-**	**99 246**

* Chiffres 2011

Si les chiffres par filière diffèrent là encore entre le SOeS et l'Ademe, ils nous enseignent cependant que l'emploi dans les énergies renouvelables a progressé entre 2008 et 2009. La crise a certes freiné l'expansion du marché (taux de croissance de 20,8 % entre 2007 et 2008 et de seulement 9,7 % entre 2008 et 2009), mais le secteur reste créateur d'emplois. Pour autant, il faut relever que la crise a eu tendance à freiner la production nationale, conduisant de fait à ce que les importations répondent encore davantage au besoin du marché intérieur, pourtant en croissance. De plus, les capacités photovoltaïques installées annuellement ont doublé, passant de 105 MW en 2008 à 250 MW en 2009. En 2010, les puissances raccordées au cours de l'année ont augmenté de + 235 % par rapport à 2009. Cette brusque hausse a donc été compensée par des importations en masse de cellules photovoltaïque (+ 85 %), ce qui

(1) SOeS (2011), « Activités, emplois et métiers liés à la croissance verte : Périmètres et résultats », Etudes et documents, n°43, Juin.

a conduit à dégrader une partie de la balance commerciale. Une telle croissance du PV s'explique en partie par les nombreuses aides octroyées par le gouvernement : crédit d'impôt développement durable pour les ménages, et l'obligation d'achat par les entreprises de distribution de l'électricité produite. Le tarif d'achat français est l'un des plus hauts d'Europe.

La grande majorité des emplois se trouve en dehors du maillon de la fabrication des équipements. D'après l'Ademe, les emplois se décomposent comme suit en 2009 : 15 849 dans la fabrication des équipements, 24 195 dans les études et l'installation, 12 683 dans la distribution, et enfin 28 145 dans l'exploitation et la maintenance. L'industrialisation des filières, aujourd'hui manquante, est un enjeu essentiel de la capacité d'export de la France mais aussi des futures créations d'emplois de la filière, puisque le maillon de la fabrication de l'équipement a un contenu en emplois supérieur à celui des autres maillons de la chaîne de valeur. Mises à part certaines filières comme l'hydraulique ou encore le solaire thermique (voir annexe Filières industrielles et compétitivité), les besoins intérieurs de capacités renouvelables viennent avant tout de l'étranger, sans que nos exportations compensent ce manque à gagner : nous créons donc des emplois à l'étranger, là où la constitution d'une filière pourrait nous permettre d'en créer davantage au sein des frontières françaises.

La capacité d'export est une variable particulièrement cruciale pour l'Allemagne. D'autant que le gouvernement prévoit un développement modéré du marché intérieur pour certaines filières, notamment côté éolien terrestre, où les meilleurs gisements sont déjà exploités mais où le savoir-faire allemand est reconnu. Régulièrement, le ministère de l'environnement (BMU) publie une étude, qui évalue les effets de la capacité d'export du pays sur les emplois à 2020 et 2030[1]. Ainsi à 2020 et 2030, l'emploi dans la filière va du simple ou double, selon l'hypothèse de capacité d'export retenue. La dernière en date indique qu'à l'inverse de la France, en 2010, le nombre d'emplois dans la fabrication et l'installation était bien plus important que dans l'exploitation et la maintenance (234 100 contre 70 100). Les exportations représentent une part importante de l'activité de la filière renouvelable en Allemagne : en 2007, sur quelques 15 milliards de chiffre d'affaire, près de 4 milliards auraient été réalisés grâce à l'exportation de matériel. Ainsi l'argument, souvent utilisé, que les énergies renouvelables seraient créatrices d'emplois en France comme c'est le cas en Allemagne, doit être pris avec précaution : certaines filières renouvelables pourraient conduire à la création d'emplois, mais à la condition que celles-ci s'industrialisent, c'est à dire qu'elles alimentent une grande partie du marché national, et aussi qu'elles exportent.

➢ Nouveaux métiers ou évolution des métiers traditionnels ?

L'on distingue quatre types de métiers correspondant respectivement à :

- la fabrication et la distribution d'équipements producteurs d'énergies renouvelables ;
- l'installation, la maintenance et l'usage de ces équipements, notamment dans les bâtiments ;

(1) U. Lehr et al. (2011), Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, BMU, juillet.

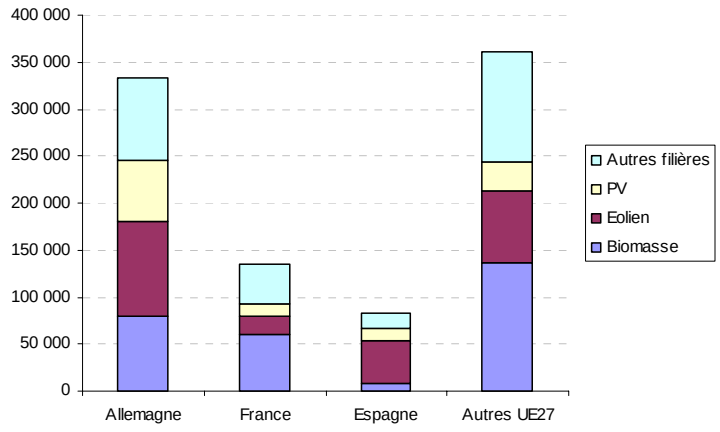
- - le conseil technique et les services non marchands, exercés au sein des collectivités locales par exemple dans le cadre de l'élaboration d'un plan climat-énergie territorial ;
- - l'aide au financement des énergies renouvelables.

Selon le rapport du comité de filière « Energies renouvelables » (mission sur les métiers de la croissance verte), il ne faut pas attendre de révolution en termes de création de nouveaux métiers (sauf peut-être développeur de projet ou de contrôleurs/coordonnateur qualité, juristes et avocats spécialisés dans le droit des énergies renouvelables). Une activité plus importante de ces filières conduirait néanmoins à un surplus d'activité dans des métiers traditionnels : il y aura création de nouvelles compétences. De nouveaux sujets se posent également dans la recherche et des compétences sont à créer dans des filières émergentes. C'est par exemple le cas dans le secteur des énergies marines.

Focus situation en Europe – rapport EurObserv'ER 2010

"Pour l'ensemble des 27 pays membres de l'Union européenne, les volumes d'emplois associés aux marchés des filières énergétiques renouvelables représentent plus de **910 000** personnes. Le premier des secteurs est celui de la biomasse solide avec plus de 280 000 emplois. Cela est logique dans le sens où ce secteur est le premier en termes de production d'énergie primaire en Europe. Viennent ensuite l'éolien et le photovoltaïque avec respectivement 243 600 et 121 800 emplois évalués pour 2009. Ces filières sont aujourd'hui des piliers de l'activité économique de certains pays. Elles proposent des emplois à haute valeur ajoutée et à forte technicité qui sont une des clefs de l'avenir économique de l'espace européen. Au niveau des pays, ce qui frappe le plus c'est la grande différence entre les premiers du classement européen. **L'Allemagne (333 000)** compte presque 2,5 fois plus d'emplois dans les renouvelables que la France (135 000), et plus de 4 fois plus que l'Espagne (82 000)."

Figure 2 : Emplois par pays et filières en Europe 27



Source : Eurobserv'ER

2.3. Secteur de l'efficacité énergétique

➢ Une difficile estimation des emplois

L'efficacité énergétique dans le bâtiment comprend différentes activités qui dépendent elles-aussi très largement de la cible observée. Dans les bâtiments

anciens, les actions d'efficacité énergétique comprennent les travaux d'isolation et de pose de couverture, la fabrication et la distribution des fournitures. Dans le bâtiment neuf, il n'y a évidemment pas de mesures d'efficacité énergétique à proprement parler, mais les nouvelles constructions doivent correspondre aux réglementations en vigueur, qui sont de plus en plus exigeantes quant à la consommation énergétique au m². Sans compter que plus largement, il faudrait prendre en compte la substitution des équipements utilisant de l'énergie fossile par des équipements plus sobres en carbone (énergies renouvelables, comme le solaire thermique ou PV, ou encore la biomasse, ou les techniques de récupération), et l'amélioration de la performance des équipements utilisés. Au-delà de la variété des activités précitées, peu d'entreprises sont spécialisées dans une action, qui peut être spécifiquement reliée à de l'efficacité énergétique. La comptabilisation des entreprises, et encore plus celle des emplois, est donc particulièrement ardue.

L'Ademe se risque à proposer une évaluation de ces emplois[1] en équivalent temps plein, qu'elle chiffre à 159 030, dont 125 622 pour l'intervention sur le bâti (isolation, pose de couverture, fabrication et distribution des fournitures), 5 052 pour la ventilation et la régulation, 13 358 pour le chauffage (notamment les chaudières à condensation), 12 662 pour la fabrication d'électroménagers, et 2 337 pour les lampes basse-consommation.

Les mesures mises en œuvre suite au Grenelle de l'environnement (objectifs à 2020, RT2012, RT2020, ou encore mécanismes incitatifs) devrait conduire à une croissance du marché. Néanmoins cette croissance ne compensera peut-être pas les pertes liées à la diminution des rénovations et constructions nouvelles à cause de la crise.

➢ Un « verdissement » des emplois

Nous reprenons ici la synthèse des travaux menés par le comité filière « Métiers du bâtiment » présidé par Philippe Pelletier en 2009.

« En termes de métiers, le mouvement de mutation vers des activités « vertes » va toucher l'ensemble de la filière. Le bâtiment va à la fois revisiter des métiers traditionnels et découvrir de nouveaux métiers.

Sur les métiers traditionnels, l'étude conduite par l'Ademe et Alliance Ville Emploi (AVE) dans le cadre d'une expérimentation sur trois bassins d'emploi conclut qu'un certain nombre de professions seront particulièrement sollicitées : menuisiers (notamment pour des travaux d'isolation), plombiers, chauffagistes, peintres plaquistes (isolation, toiture, parois, parois opaques, extérieur), couvreurs (photovoltaïque, solaire thermique), électriciens.

Sur les nouveaux métiers, il s'agit de métiers très qualifiés liés soit aux technologies vertes, soit à la maîtrise de la complexité croissante des projets immobiliers : métiers du diagnostic, du contrôle, de la mesure (performance énergétique, qualité de l'air, mesure acoustique, etc.), ensembliers de la construction, rénovateurs « clé en mains », métiers liés à la coordination et au pilotage de travaux.

(1) Ademe (2010), Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2008-2009 – Perspectives 2010, octobre.

Le secteur du bâtiment devrait aussi attirer des compétences aux frontières de son domaine : par exemple sur la régulation, la mesure de la performance énergétique et l'intelligence de la maintenance dans le secteur de l'informatique et de l'électronique ; ou bien dans les services (montage administratif, financier, appui juridique, suivi de contrat) intégrés aux offres globales des entreprises sur la rénovation énergétique. »

3. Politique énergétique et emplois

3.2. Evaluation de l'emploi pour différents scénarios de production électrique

Les analyses CAS et Erasme s'appuient sur les données physiques (capacités installées en 2030) issues de l'UFE :

- « 70 % de nucléaire » dans la production électrique : maintien du parc nucléaire actuel avec un prolongement de la durée d'exploitation à 60 ans et mise en service de 2 EPR (2016 et 2022), stabilisation du développement des EnR au niveau des objectifs 2020 du Grenelle, maintien de capacités charbon dans le parc, ouverture de capacités CCG et TAC pour satisfaire la consommation non traitée par le nucléaire et les EnR ;
- « 50 % de nucléaire » dans la production électrique : déclassement partiel du nucléaire (50 % des centrales prolongées à 60 ans, 50 % fermées), poursuite du développement des EnR au-delà des objectifs 2020 du Grenelle, maintien de capacités charbon dans le par cette ouverture de capacités CCG en substitution du nucléaire déclassé ;
- « 20 % de nucléaire » dans la production électrique : déclassement systématique des capacités nucléaires atteignant 40 ans, poursuite forte du développement des EnR, hausse des capacités charbon et ouverture de capacités CCG en substitution du nucléaire déclassé.

L'estimation de l'emploi peut se faire en deux étapes :

- une estimation des emplois directs, basée sur des hypothèses simplifiées (notamment de ratios d'emploi par MW ou par € investi), permet d'évaluer les ordres de grandeur et les variables clés ;
- une utilisation du modèle Némesis du laboratoire Erasme (Ecole Centrale Paris) pour comprendre les effets induits sur l'emploi, c'est-à-dire les rétroactions macroéconomiques.

➢ Estimation de l'emploi direct et études de sensibilité

Méthodologie

Pour simplifier les calculs, nous considérons seulement quelques technologies du mix électrique à 2030, que sont la filière thermique, la filière nucléaire, la filière éolienne et la filière solaire photovoltaïque, puisque le potentiel hydraulique est pratiquement exploité dans sa totalité en France et ne devrait évoluer qu'à la marge, et la biomasse a une place minime dans le mix de production d'*électricité* (ce qui est loin d'être le cas

pour les usages du chauffage ou des carburants, qui ne sont pas regardés dans cette partie).

Nous choisissons de distinguer les emplois liés à l'investissement de ceux liés à l'exploitation et à la maintenance. Ainsi les premiers découlent d'un ratio en emplois par M€ investis annuellement, les seconds d'un ratio en emplois par MW exploités.

Nous n'avons pas intégré ici les emplois liés aux investissements de carénage ou de démantèlement, qui sont non négligeables dans le premier cas, mais faibles dans le deuxième (voir Annexe Filière partie nucléaire).

Nous partons de l'hypothèse qu'il y a création d'emplois dans la fabrication, la construction et l'installation, si le rythme de construction dans une filière donnée augmente par rapport à l'année de référence qu'est 2010. A l'inverse, le ratio d'O&M s'applique à l'ensemble du parc, c'est-à-dire que quand le parc augmente, les emplois dans l'exploitation et la maintenance augmentent proportionnellement.

A 2030, le contenu en emplois des filières reste le même qu'en 2010.

Le contenu en emplois des filières

Un changement de mix énergétique conduit nécessairement à créer de nouveaux emplois dans la filière énergétique privilégiée tout en en "détruisant" dans d'autres. Ainsi dans les modélisations, l'intensité en emplois des filières énergétiques (c'est-à-dire l'emploi par € investi ou par MW) détermine la création (ou la destruction) d'emplois nets. Celle-ci dépend du périmètre retenu pour les définitions de l'emploi direct et de l'emploi indirect. Variable plus structurelle, cette intensité est également déterminée par la dépendance aux importations du marché national, de la constitution de filières ou encore de sa capacité d'exportation.

Ce qui ressort des différentes études, c'est que le « contenu en emplois » des énergies renouvelables en Europe est considéré comme plus important que celui des technologies de production plus conventionnelles (par MW installé, par énergie produite et par dollar investi)[1]. En effet, la grande valeur ajoutée de la filière charbon, gaz, et encore plus pétrole, se trouve dans l'exploration et la production, pour lesquelles l'emploi est principalement créé dans les pays producteurs d'hydrocarbures. L'Europe étant importatrice nette d'énergies fossiles, la filière de la production d'électricité à partir de centrales thermiques est peu intensive en emplois.

En France plus particulièrement, les secteurs traditionnels de l'énergie ont un faible contenu en emplois, contrairement au secteur du bâtiment, des transports en commun et plus généralement des services. Les énergies renouvelables ont un contenu en emploi direct peu important, mais d'après le rapport du WWF[2], le contenu en emploi serait bien supérieur à la moyenne si l'on prenait également en compte les emplois indirects. Le contenu en emplois des branches fossiles est très faible, car les énergies fossiles en France sont importées, et les emplois liés la production de ce pétrole sont créés à l'étranger, et ne sont donc pas comptabilisés sur le territoire

(1) OCDE(2011), Draft Green Growth Strategy synthesis report, C(2011)29/REV1, mars.
(2) Quirion P., Demailly D. (2008), - 30 % de CO2 = + 684 000 emplois, l'équation gagnante pour la France, WWF.

français. Ainsi le contenu en emploi dépendra fortement de la politique industrielle nationale.

Souvent cité pour sa filière éolienne dynamique, notamment en termes d'emplois, le cas de l'Allemagne (ou encore du Danemark) n'est néanmoins pas transposable en France, où il n'existe que peu de fabricants de turbines (même si les fabricants de composants sont nombreux en France et sont considérés par la même comme des emplois indirects). Le ratio d'intensité en M€ investis en Allemagne est presque le double de celui de la France, preuve que l'Allemagne est bien plus compétitive sur certains segments et que la constitution d'une chaîne industrielle intégrée, de l'amont à l'aval, est davantage créatrice d'emplois.

Tableau 2 : Comparaison France Allemagne des ratios d'emplois « directs » en 2009 dans l'éolien

	France	Allemagne
Emplois directs dans la fabrication, la construction et l'installation par M€ investi	3,92	6,73
Emplois directs dans l'O&M par MW (cumulé)	0,20	0,18

Source : calcul CAS d'après les données de l'Ademe (France), http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/AEE-Deutschlandkarte_Beschaeftigung_Windenergie.pdf et Bundesverband WindEnergie (Allemagne).

La détermination des ratios pour chaque filière est ardue, puisque comme nous l'avons évoqué précédemment, aucune étude ne retient le même périmètre quant à l'emploi direct ou indirect, et aucune ne traite l'ensemble des filières. Les ratios retenus pour cette estimation sont issus des chiffres de l'Ademe (pour l'éolien et le solaire)[1], des estimations d'emplois données par le PWC (pour le nucléaire)[2], et du PNUE (pour la filière thermique)[3].

(1) En France, la capacité éolienne exploitée s'élève à 4 574 MW en 2009 (données EWEA) pour des emplois évalués à 915 (données Ademe). La capacité solaire installée est de 410 MWe en 2009 pour des emplois évalués à 148 (données Ademe). Le marché de la fabrication des équipements, de l'installation et de la construction s'élève à 2 210 M€ pour 8 671 emplois pour l'éolien et à 1 299 M€ pour 8 474 emplois pour le solaire photovoltaïque (données Ademe).
(2) PWC évalue les emplois dans l'exploitation, la maintenance, l'amont et l'aval à 90 000, pour une capacité exploitée de 72 GW. Le ratio obtenu conduit à estimer le nombre de personnes lié à l'exploitation d'une centrale annuellement à 2 000 sur un EPR (de capacité 1 650 MW), soit l'équivalent des emplois cités en partie 1.1. de cette Annexe (et issus de l'étude de PWC). En ce qui concerne la construction, PWC estime à 27 500 le nombre d'employés, travaillant sur 4 EPR dans le monde (données PWC), soit 19 600 G€, si l'on estime une centrale EPR à 4 900 M€ (données AIE).
(3) UNEP (2008), Green Jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world, septembre.

Tableau 3 : Hypothèses retenues

	Ratios construction, fabrication, installation	Ratios Exploitation et maintenance
Source *Unités*	*multiples* *emplois/M€*	*multiples* *emplois/MW*
Fossile	0,35	1,2
Nucléaire	1,41	1,25
Eolien	3,92	0,2
PV	6,52	0,36

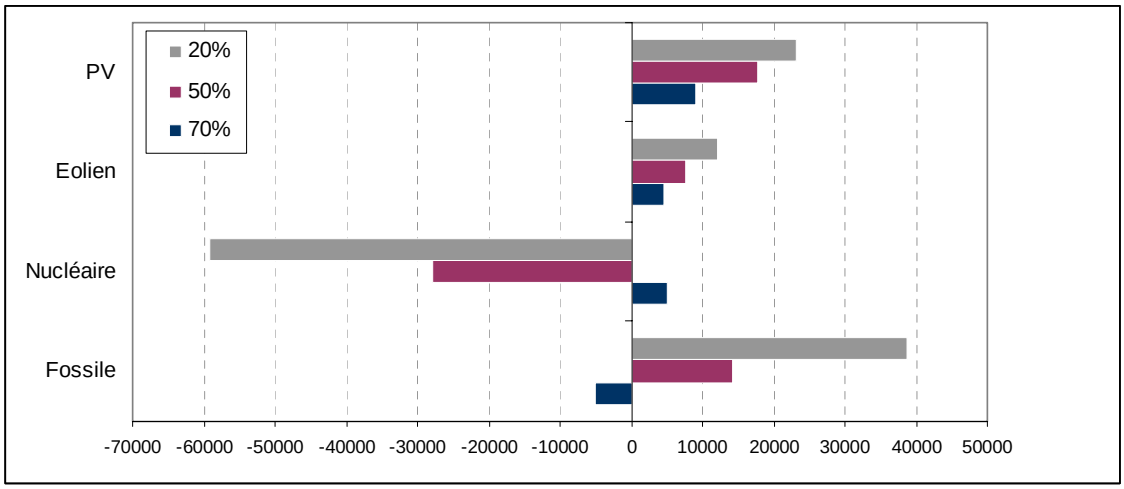
Source : Calcul CAS

Résultats obtenus pour 2030

Nous évaluons ici les créations et destructions d'emplois par filière énergétique **d'ici à 2030**. Un mix électrique composé à 70 % de nucléaire et complété par des énergies renouvelables, conformément au Paquet Energie Climat, créerait quelques 13 500 emplois par rapport à 2010, dans le secteur de la production électrique, notamment dans la construction, l'exploitation et la maintenance. Si le secteur thermique continuerait de régresser dans la production électrique, entraînant des pertes d'emplois, la construction de 2 EPR, et le développement d'énergies éolienne et solaire contrebalanceraient ces pertes. Les capacités éoliennes en 2030 seraient comparables à celles de l'Allemagne (27 GW en Allemagne actuellement contre 28 GW en 2032 en France). A 2030, l'on obtient 5355 emplois dans l'exploitation (à comparer avec les 4750 en Allemagne en 2009) et 8722 emplois dans la construction, fabrication et installation (contre 35 400 en Allemagne). Ce dernier chiffre est faible en comparaison de celui de l'Allemagne, mais rappelons que d'une part, la capacité de production (et d'export) n'est pas la même dans les deux pays (cf *supra*), et d'autre part, dans un scénario à 70 %, la France resterait sur une installation annuelle (et donc un investissement annuel) comparable à celui de l'année 2009, n'entraînant donc que peu d'emplois supplémentaires.

Au contraire, les scénarios 50 % et 20 % de nucléaire supposent des investissements annuels dans l'éolien et le solaire bien supérieurs à ceux de l'année 2009, ce qui suppose donc une croissance du secteur de la production, de la fabrication et de l'installation et donc davantage d'emplois. De plus, l'UFE envisage que le déploiement d'énergies renouvelables s'accompagne d'une construction massive de centrales thermiques (23 GW dans le scénario 70 %, 39 GW dans le scénario 50 % et 59 GW dans le scénario 20 %), créant des emplois dans ce secteur. Pour autant, cet effet positif se trouve grevé par les pertes d'emplois dans le nucléaire. Ainsi, les emplois nets directs créés seraient légèrement inférieurs à ceux du scénario 70 % dans le cas du scénario 50 % (+11 850 contre +13 500 par rapport à 2010) et légèrement supérieurs dans le cas du scénario 20 % (+14 713 contre +13 500 par rapport à 2010). Ainsi les chiffres d'emplois sont très proches, quel que soit le scénario envisagé.

Graphique 3 : Variation de l'emploi direct à 2030 (cumulé) dans les filières électriques par rapport à la situation de 2010, hors effets macroéconomiques



Source : Calcul CAS

Certains arguent qu'une industrialisation des filières renouvelables ferait nettement pencher la balance en faveur de ces énergies. En prenant un ratio d'emplois par € investi pour l'éolien équivalent à celui de l'Allemagne, il est clair qu'il y a davantage d'emplois dans chaque scénario car ces derniers envisagent plus d'éolien à 2030 qu'en 2010 (13 482 dans le « 70 % », 13 147 dans le « 50 % » et 17 817 dans le « 20 % »), mais aussi qu'une plus forte industrialisation de la filière éolienne accentue l'avantage d'un scénario 20 %, mais dans des limites assez faibles : + 32 % d'emplois créés par rapport au scénario 70 % (contre + 9 % avec un ratio plus faible).

➢ D'autres effets sont à prendre en compte

Le modèle réalisé, certes simpliste, indique qu'un mix prolongeant le nucléaire mais couplé avec des énergies renouvelables créerait quelques 10 000 emplois, et qu'une sortie partielle du nucléaire aurait des effets faibles sur l'emploi (plutôt négatif dans le cas d'un 50 % et positif dans le cas d'un 20 % par rapport au scénario 70 %). Ces estimations ne tiennent compte que des emplois « directs » dans la production d'électricité. L'analyse ne doit cependant pas s'arrêter là.

Premièrement, comme plusieurs intervenants l'ont rappelé lors des auditions, suite aux évènements de Fukushima, la France est aujourd'hui le fer de lance du nucléaire civil. Une sortie, même partielle, du nucléaire n'aurait pas que des effets liés à une baisse de l'investissement en France, elle aurait des impacts au-delà des frontières françaises, et pourrait se traduire par un ralentissement d'autres programmes nucléaires dans le monde. Ainsi, l'industrie française, de l'amont à l'aval, pourrait être impactée. Dans le cas le plus extrême, on pourrait alors arriver à des pertes d'emplois, correspondant à celles évoquées par Areva, soit l'ensemble des emplois directs et indirects de la filière, tels qu'identifiés par PwC (125 000 emplois directs et 115 000 indirects, soient 240 000 emplois).

Deuxièmement, la balance commerciale se trouverait détériorée par une diminution de la part du nucléaire dans le mix électrique, car aujourd'hui le nucléaire est la seule filière qui contribue positivement à la balance commerciale. Davantage de centrales

thermiques signifie davantage d'importations de combustibles fossiles, ce qui va à l'encontre de la politique de sécurité énergétique engagée depuis quelques années. D'autant que la hausse attendue des prix des énergies fossiles n'est pas le seul problème qui se poserait. La volatilité des cours l'est tout autant. La contribution des industries développant des technologies renouvelables à la balance commerciale dépendra de la constitution d'une filière exportatrice, ou a minima de la capacité des filières françaises à répondre aux besoins nationaux. Si rien n'est perdu pour l'industrialisation française, car beaucoup de technologies n'en sont encore qu'au stade de la recherche, un *statu quo* pèserait également très lourdement sur la balance commerciale en cas de fort développement des énergies renouvelables au détriment du nucléaire.

Troisièmement, il faut également considérer l'effet induit, c'est-à-dire l'impact du prix de l'électricité sur les ménages et les entreprises. Ainsi une hausse du prix de l'électricité diminuerait le pouvoir d'achat des ménages, entraînant *de facto* une baisse de l'activité dans d'autres secteurs et donc une diminution de l'emploi. De même cette hausse renchérirait les coûts de production pour les entreprises, qui perdraient alors en compétitivité. L'effet prix a également un effet négatif sur la demande : il diminue la demande énergétique, notamment électrique, ce qui a un impact sur les emplois dans la production électrique, et donc sur le nombre d'emplois, notamment dans l'exploitation et la maintenance.

- **D'après les résultats de Némesis, l'effet induit domine**

Le modèle Némésis prend en compte les rétroactions sur l'économie, ce qui nous permet d'évaluer l'importance des différents effets cités dans la partie précédente, et d'en déterminer les impacts en termes d'emplois induits. L'intérêt de cette étude n'est pas de montrer comment créer de l'emploi ou de la valeur ajoutée pour un mix donné (en ce sens, la Commission a manqué de temps pour réaliser des études de sensibilité), mais plutôt d'estimer les interactions macroéconomiques d'une modification du mix électrique.

Hypothèses

Les investissements sont ici « lissés » sur la durée de vie des installations, c'est-à-dire que le modèle Némésis ne tient pas compte des différentes phases (investissements et rentabilisation) mais a, au contraire, « moyenner » ces phases. Ainsi ce modèle présente les effets de long terme mais pas les effets de court terme. Nous avons donc fait le choix de ne présenter ici que les résultats à 2030, les résultats plus complets pouvant être trouvés dans la contribution de l'équipe Erasme.

Les hypothèses de prix et de coûts retenues sont issues des données de l'UFE et présentées ci-dessous.

Tableau 3 : Hypothèses sur le prix des matières premières

	2010	2015	2020	2025	2030	
Pétrole	78	92	108	127	150	USD/Baril
Gaz	17	20	24	29	34	€/MWh
Charbon	97	98	98	99	100	$/Tonne
Uranium	44	49	55	62	70	$/Livre
CO_2	13	18	25	36	50	€/Tonne

Tableau 4 : Hypothèses sur le coût *complet* moyen des moyens de production en €/MWh

	2010	2015	2020	2025	2030
Nucléaire (prolongement)	42	44	46	48	50
Nucléaire (EPR)	51	54	58	61	65
Charbon	57	62	68	77	89
CCG	60	66	73	81	92
Pétrole	72	86	104	126	153
Eolien terrestre	69	69	69	69	69
Eolien en mer	110	110	110	110	110
Solaire PV	220	220	220	200	180
Biomasse	171	171	171	171	171

Le modèle Némésis ventile l'investissement par secteur d'activité (construction, industries des biens d'équipements etc). Le contenu en importation pour l'industrie des biens d'équipement dans le secteur électrique est le contenu historique (agrégé pour l'ensemble des équipements de l'énergie). Cette hypothèse est forte, puisqu'elle suppose que quel que soit le mix électrique considéré à 2030, la part de l'importation des biens d'équipement de l'électricité est la même qu'aujourd'hui.

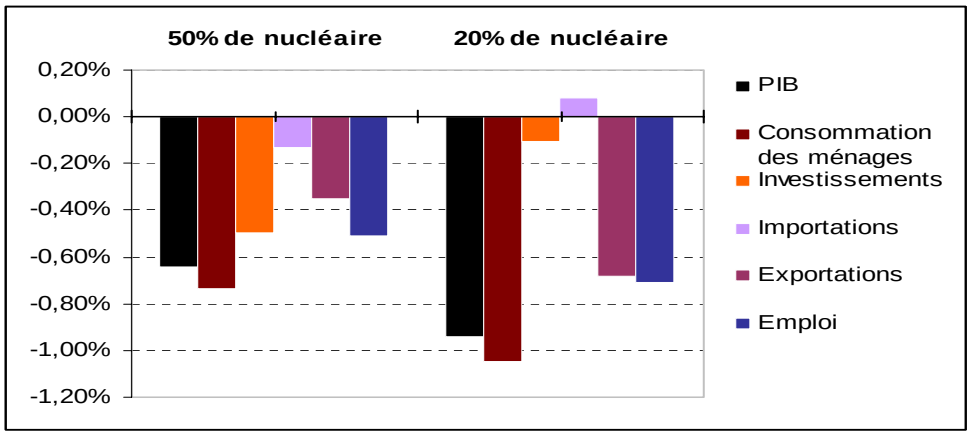
Résultats

D'après les résultats de l'UFE, confirmés par le modèle Némésis, une sortie partielle du nucléaire entraînerait une hausse des prix par rapport au scénario 70 %, de l'ordre de 10 % à 20 % pour les consommateurs (scénario 50 % de nucléaire et scénario 20 % de nucléaire) et de l'ordre de 13 % à 28 % pour les entreprises.

Les conséquences macroéconomiques (voir graphiques ci-dessous) de ces scénarios peuvent être analysées en deux temps. Tout d'abord une phase keynésienne durant laquelle les effets de relance de l'investissement l'emportent. Ainsi, le PIB s'accroit sous l'impulsion de la demande d'investissement. Cette première phase s'achève autour de 2020 dans les deux scénarios. En effet, la hausse des coûts de production de l'électricité entraîne, pour les entreprises, un accroissement du coût de l'accès à l'énergie, qu'elles répercutent ensuite sur les prix de vente (maintien des marges). Avec une perte de compétitivité sur le marché national comme international, ces entreprises perdent en volumes vendus, et la balance commerciale se trouve également détériorée. Par ailleurs, la hausse du prix de l'électricité pénalise les ménages en réduisant leur pouvoir d'achat et donc la consommation finale ce qui

entraîne une baisse de l'activité économique. Cet accroissement généralisé des prix est accentué par la boucle prix-salaire.

Graphique 4 : Variations des agrégats macroéconomiques à 2030 par rapport au scénario 70 % de nucléaire



Source : NEMESIS

Hyp : « 70 % de nucléaire » : 46 TWh fossile, 462 TWh nucléaire, 60 TWh éolien, 11 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 16 TWh de autres EnR ; « 50 % de nucléaire » : 100 TWh fossile, 284 TWh nucléaire, 77 TWh éolien, 17 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 21 TWh de autres EnR ; « 20 % de nucléaire » : *219 TWh fossile, 110 TWh nucléaire, 100 TWh éolien, 20 TWh PV, 71 TWh d'hydraulique et 26 TWh de autres EnR. L*es prix HT de l'électricité (voir Figure 3) pour les consommateurs et les firmes sont accrus de 10% et 13% respectivement dans le scénario 50 % par rapport au scénario S70, tandis qu'ils augmentent de 20% et 28% dans le scénario 20 %.

Dans les deux scénarios, on constate qu'en 2030, les effets sur l'emploi sont très fortement négatifs : -140 000 emplois dans le scénario 50 % et -200 000 emplois dans le scénario 20 %. Ce que montre l'analyse sous-jacente, c'est que le prix de l'électricité est déterminant. En effet, une variante, dans laquelle les hypothèses du scénario 20 % sont maintenues, mais dans laquelle le prix de l'électricité est le même que dans un scénario 70 %, montre que l'effet est positif sur le PIB (+0.2% en 2030) et sur l'emploi (+30 000). Ceci accentue l'idée que les coûts futurs des technologies et le prix des énergies sont évidemment cruciaux.

L'Ademe a également fourni des estimations des emplois pour les mêmes scénarios définis précédemment. Les coûts retenus pour les technologies sont différents de ceux de Némésis : en ce sens, les résultats ne sont pas directement comparables. Pour autant, le modèle ThreeMe avec le jeu d'hypothèse retenu indique qu'une réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique aurait des effets négatifs sur l'emploi à 2030 : - 33 000 dans le cas du scénario 50 % et – 85 000 emplois dans le cas du scénario 20 %. Ceci s'expliquerait par une perte de pouvoir d'achat des ménages, couplée à une forte dégradation de la balance commerciale.

Ce que montrent les modèles macro-économiques regardés dans le cadre de la Commission, ce sont que les chiffres d'emplois induits sont d'un ordre de grandeur bien supérieur aux simples emplois directs (d'une dizaine de milliers d'emplois) : **l'effet induit sur l'emploi est bien plus important que l'effet direct.**

3. Accompagner les transitions

Les chiffres d'emplois nets créés dans la branche de production électrique sont faibles. Néanmoins, regardés de manière désagrégée, ce sont quelques dizaines de milliers d'emplois qui sont concernés dans chaque filière. Les emplois détruits dans la branche nucléaire en cas de sortie partielle du nucléaire sont estimés entre 30 000 et 60000. S'ils sont compensés par la création d'emplois dans d'autres branches, la modélisation suppose une hypothèse forte qui est que les emplois sont substituables, ce qui n'est évidemment pas le cas, même au sein de la filière énergétique.

Le déclin de certaines activités, comme la filière thermique, pourrait s'accélérer. Sans un accompagnement relatif à la mobilité sectorielle des salariés, notamment par des formations adaptées, le déploiement d'un mix décarboné pourrait fort bien s'accompagner d'un chômage de transition[1].

Plus généralement, la rigidité du marché du travail (mobilités professionnelles géographiques et sectorielles, mais aussi ajustement des salaires), qui caractérise le marché européen, aurait des conséquences non négligeables sur l'emploi, ce qui conduit à mener des réflexions à la fois sur le rythme de construction de nouvelles infrastructures, le rythme de déclassement d'autres, et sur les politiques d'accompagnement qui permettraient au marché de l'emploi de s'adapter.

Rigidité du marché et politiques climatiques

L'OCDE, en utilisant un modèle d'équilibre général appelé ENV-linkages, a évalué les impacts macroéconomiques d'un scénario dans lequel les pays de l'OCDE réduisent leurs émissions (au total) de 50 % en 2050 par rapport au niveau de 1990 et mettent en place progressivement un marché de permis, alors que les pays non-OCDE réduisent leurs émissions de 25 % par rapport à un scénario BAU. Le coût supporté par l'Europe dans ce cas de figure (et par conséquent les destructions d'emplois) est peu important, mais tend à augmenter avec la rigidité du marché du travail.

Néanmoins, si l'on considère une certaine rigidité du marché du travail, cette étude montre que certains modes de recyclage favorisent la création d'emplois : diminuer les taxes sur les salaires entraîne une création d'emplois, alors qu'une redistribution uniforme aux ménages la pénalise.

Source: OCDE (2011), Environmental Outlook to 2050 : Draft Climate Change Chapter, ENV/EPOC(2011)5/REV2, septembre.

(1) CES et al. (2008) Climate Change and employment. Impact on employment in the European Union-25 of climate change and CO_2 emission reduction measures by 2030, http://www.syndex.fr/pdf/SXClimatechange.pdf

Annexe 10

Acceptabilité

1. Synthèse

L'accident de Fukushima a rappelé que le risque zéro n'existait pas et qu'un accident nucléaire était toujours possible. Deux points caractérisent actuellement l'opinion publique française vis-à-vis du nucléaire : une hésitation certaine (37 %) et, parmi ceux qui s'expriment, une part plus importante en faveur du recours au nucléaire (32 % contre 20 %) : les Français ont en effet du mal à savoir quelle technologie pourrait aujourd'hui remplacer l'énergie nucléaire, tant sous l'aspect économique qu'écologique. Au contraire, l'évènement de Fukushima a précipité la sortie du nucléaire de l'Allemagne après une longue histoire d'opposition. Cette décision entérine une volonté consensuelle et concertée entre populations, partis politiques et industriels de signer la fin du nucléaire et le début d'un « tournant énergétique ».

Nulle énergie n'est idéale : la technologie du nucléaire civile n'est donc pas la seule à être critiquée. **Les technologies nouvelles et donc peu éprouvées voient leur développement freiné par le principe de précaution**. Ainsi, les gaz de schistes, dont les avaries aux États-Unis ont été largement médiatisées, ont fait l'objet de manifestations importantes, obligeant le gouvernement français à abroger les permis d'exploration. Le stockage du carbone (technologie CCS) pourrait connaître le même sort en France qu'Allemagne, puisque là encore, le gouvernement est revenu sur sa décision de légiférer l'exploitation du stockage du carbone à cause de fortes résistances au sein de la population et des Länder.

Les énergies renouvelables ne sont pas exemptes de critiques. L'éolien terrestre pose des problèmes de nuisances visuelles et sonores. De fait, les objectifs retenus dans le cadre du paquet Energie Climat porteraient à 2020 le nombre d'aérogénérateurs à un chiffre compris de l'ordre de 8 000, une estimation à comparer avec les 3500 éoliennes présentes aujourd'hui sur le sol français. Dans le cas d'une sortie partielle ou totale du nucléaire et d'un remplacement par des énergies renouvelables, ce sont près de 20 000 à 30 000 unités qui devront être construites sur terre à l'horizon 2030 et entre 5 000 et 9 000 unités en mer, selon les scénarios

étudiés (avec un hypothèse d'une puissance d'un aérogénérateur de 3 MW pour une éolienne terrestre et 8 MW pour une éolienne en mer).

D'après les sondages, les Français sont favorables aux énergies renouvelables, notamment à l'éolien et au solaire. Néanmoins, ce que les sondages ne présentent que partiellement, ce sont quelles seraient la part de la population favorables aux énergies renouvelables si les prix des énergies venaient à monter suite à leur développement. En effet, **leur future acceptation par la population pourrait dépendre des répercutions qu'aurait le déploiement d'énergies renouvelables sur le prix au consommateur.**

Bien plus que l'intérêt général et la lutte contre le changement climatique, ce sont les considérations économiques qui apparaissent comme la première priorité des Français. Le coût relatif des technologies est donc une donnée d'entrée essentielle dans la décision d'investissement dans une énergie plutôt qu'une autre pour un ménage, tout comme l'acceptation des énergies renouvelables. Tout dépendra des coûts des technologies, mais également de qui supportera le coût. Pour beaucoup de Français, celles-ci devraient être à la charge de l'Etat, une situation peu réaliste au vu de la conjoncture économique actuelle.

Si les Français s'attendent dans les années à venir à une augmentation des coûts, celle-ci ne sera acceptée que dans une certaine limite. Ainsi, **de moins en moins de Français sont prêts à payer substantiellement plus cher leur électricité** : le dernier baromètre de l'ADEME (réalisé par BVA) indique que seuls 2 % des Français seraient prêts à payer leur électricité 20 % plus chère qu'aujourd'hui (contre 7 % dans le baromètre précédent). Pourtant d'après les estimations de l'UFE, le prix de l'électricité augmenterait au moins de 33 % à 2030, si ce n'est de près de 70 % dans un mix énergétique s'affranchissant du nucléaire.

Si comme le soulignent nombre d'énergéticiens, un renchérissement des prix est nécessaire pour favoriser les investissements dans le secteur énergétique comme pour inciter les consommateurs à changer leurs habitudes de consommation, il n'en reste pas moins que cela pourrait affecter durement certains ménages. En effet, la précarité énergétique est une réalité qui touche plus de 3 millions de ménages (3,8 millions dans le cas d'une précarité monétaire, soit les ménages affectant plus de 10 % de leur revenu disponible au chauffage de leur logement, et 3,5 millions si l'on choisit la définition d'une précarité liée aux conditions de vie, mesurée par le nombre de ménages ayant souffert du froid pendant plus de 24 heures). Quelques 621 000 ménages souffrent aujourd'hui du froid et dépensent plus de 10 % de leur revenu à chauffer leur logement. Ce sont bien souvent des ménages disposant des revenus les plus bas, mais aussi habitant dans des logements très mal isolés. Sans compter que pour beaucoup ils sont inactifs, chômeurs ou encore en situation monoparentale. Ainsi la précarité énergétique se double de problèmes socio-économiques considérables. En cas de hausse de l'énergie, redistribuer de l'argent à ces populations les plus défavorisées (comme envisagé dans le cas du « chèque vert ») ne serait pas suffisant. Cet argent ne serait très certainement pas utilisé pour rénover le logement. Ainsi, à l'instar de la Grande-Bretagne**, les acteurs de l'énergie pourraient participer aux travaux d'isolation de manière obligatoire, afin de résoudre structurellement le problème de précarité énergétique.**

L'acceptation des choix énergétiques de la France passe nécessairement par une meilleure information des enjeux et des interactions entre énergies. Le Français est

bien souvent peu conscient du niveau du prix de l'électricité en France, en moyenne plus bas que celui des autres pays européens. Il est également peu informé sur les coûts, les impacts et les enjeux de filières des différentes technologies. Si la concertation est un point important dans l'acceptation des technologies, des incitations économiques ainsi que des structures de financement plus participatives pourraient permettre de redéfinir le lien entre la population et les technologies, en passant d'une notion d'acceptabilité à celle d'appropriation. L'organisation d'un débat public sur la future politique énergétique serait certainement complexe, mais pourrait présenter l'avantage d'informer mais aussi de faire participer. Toute la difficulté réside dans la manière de vulgariser un sujet très technique et complexe. D'autant que ce débat devrait dépasser le simple périmètre du choix technologique pour aller sur le terrain des coûts, de la politique industrielle, de l'emploi, voire de la fiscalité.

2. Introduction

Derrière l'électricité ou tout autre besoin énergétique se cache un système énergétique complexe, composé d'un ensemble de technologies, sans oublier les réseaux de transport et de distribution attenants. La construction de ces infrastructures fait bien souvent débat, que ce soit en France comme chez nos voisins européens. On pense évidemment à l'Allemagne et à l'opposition de la population au nucléaire, qui a conduit le gouvernement à accélérer sa sortie. La France n'est pas exemptée de discussions sur ces sujets même si celles-ci ont pris une tout autre tournure depuis l'accident de Fukushima. En effet, la bataille contre les infrastructures énergétiques s'est longtemps concentrée au niveau local, sur les lignes électriques, les projets éoliens etc. dans les procédures de concertation. L'accident de Fukushima a néanmoins remis sur la table la question de la politique énergétique française dans son ensemble. Se pose alors la question du choix technologique. L'accident de Fukushima ravive les inquiétudes quant au risque nucléaire, la découverte des gaz de schistes en France soulève la question du principe de précaution, et les énergies renouvelables se trouvent elles aussi critiquées. Il est vrai qu'aucune technologie ne rassemble un risque zéro, des émissions nulles, et un coût comparable au prix actuel de l'électricité.

3. Les freins à l'acceptabilité des infrastructures énergétiques

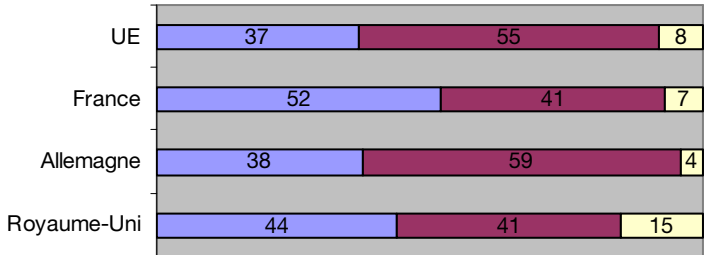
3.1. Une attitude très différente de l'opinion publique à l'égard du nucléaire dans les différents pays européens

En France : Une tendance pro-nucléaire historique qui dénote en Europe

La France se démarque historiquement (avec le Royaume-Uni) au sein de l'Union européenne en matière d'adhésion à l'énergie nucléaire. Déjà en 2005, contrairement à la plupart des autres pays européens, la France est le pays européen où l'on compte le plus d'opinions favorables vis-à-vis de l'énergie nucléaire (avec 52 % des voix). Cette situation tient notamment à la politique énergétique pro-nucléaire développée par la France depuis l'après-guerre[1].

(1) Commission européenne, « Les déchets radioactifs », Eurobaromètre spécial 227, 2005.

Figure 1 : Adhésion à l'énergie nucléaire en 2005 (%)



Source : Eurobaromètre 227

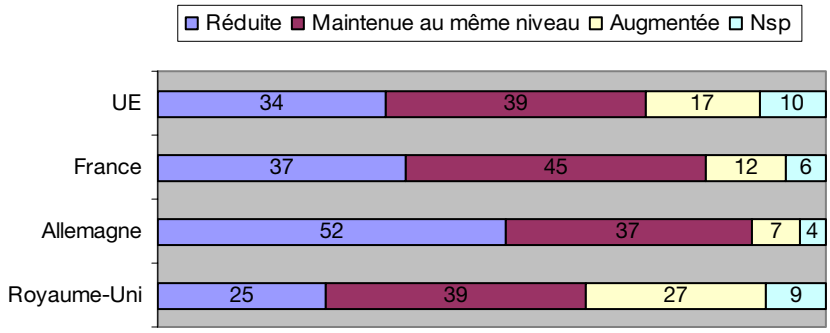
Les opinions favorables se sont d'ailleurs multipliées durant la dernière décennie. En 2006, près d'un Français sur deux souhaite une réduction de l'utilisation du nucléaire dans la production d'énergie nationale. En 2009, ils n'étaient plus que 37 %. L'acceptabilité du nucléaire dans la population française a sans doute bénéficié durant cette période de l'absence de polémique autour de la filière et de la montée en puissance de la problématique du changement climatique. L'énergie nucléaire apparaissait de plus en plus comme une solution efficace afin de produire de l'énergie décarbonnée.[1]

En Allemagne : Une réticence ancienne face à l'énergie nucléaire ancrée dans le débat public

Contrairement à la France, l'Allemagne a toujours été l'un des pays européens les plus réservés quant au recours à la technologie nucléaire, même avec une expérience au préalable de cette technologie. Si l'on peut observer généralement que l'opinion publique a tendance à être plus positive dans les pays possédant déjà des centrales nucléaires, l'Allemagne s'illustre ainsi comme une exception[2].

(1) Laure Bonneval, Cécile Lacroix-Lanoë, « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n°101, Fondation Jean Jaurès, 26 septembre 2011.
(2) Commission européenne, « Les Européens et la sûreté nucléaire », Eurobaromètre spécial 324, mars 2010.

Figure 2 : Les souhaits concernant l'évolution de la proportion du nucléaire en 2009 (en %)



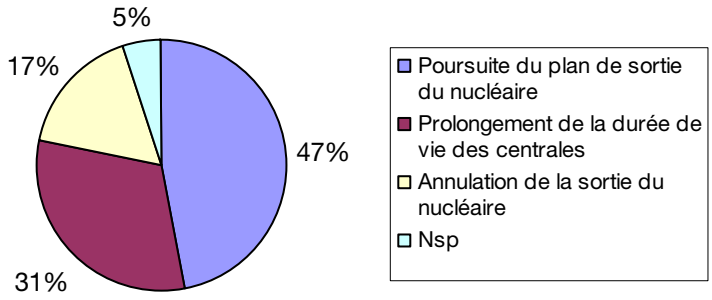
Source : Eurobaromètre 324

A l'aide des enquêtes de l'Eurobaromètre, on constate qu'entre 2006[1] et 2009, la part de la population allemande souhaitant que la proportion de l'énergie nucléaire dans le bouquet énergétique soit maintenue était déjà en régression. Cette évolution négative était visible uniquement en Allemagne (et en Hongrie), le reste des pays européens observant une évolution positive des chiffres.

Ce positionnement original et précoce de l'opinion publique allemande sur le continent quant au nucléaire civil s'explique essentiellement par le paysage politique de l'époque et son implication sur le sujet[2]. Le débat sur le changement du mix énergétique existait au niveau national, bien avant Fukushima, contrairement aux autres pays européens. L'Allemagne a fortement évolué à la suite de l'accident de Tchernobyl. Dès 2000, le Parti social-démocrate allemand (SPD) et les Grünen ont développé l'idée d'un abandon complet du nucléaire civil. Trouvant un accord avec les grands énergéticiens, la loi sur l'atome, en vigueur depuis 2002, prévoyait un abandon progressif du nucléaire. L'Union chrétienne-démocrate (CDU), arrivée au pouvoir en 2005, avait dans un premier temps soutenu ce projet. Progressivement, l'idée d'un retour partiel du nucléaire fait son chemin, jusqu'à aboutir en septembre 2010 à un amendement de la loi sur l'atome. Considérant que les énergies renouvelables, venant en remplacement des tranches nucléaires, seront encore trop coûteuse si l'abandon du nucléaire était tel que fixé par la loi de 2002, l'exploitation de 16 centrales est prolongée. Compte tenu du consensus existant en Allemagne, cet amendement ne remet pas en cause la sortie du nucléaire mais la repousse, pour des raisons principalement économiques. D'ailleurs, en 2007, seuls 17 % des sondés étaient pour une annulation de la sortie du nucléaire civil.

(1) Commission européenne, « Sûreté nucléaire », Eurobaromètre Spécial 271, octobre et novembre 2006.
(2) Laure Bonneval, Cécile Lacroix-Lanoë, « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n°101, Fondation Jean Jaurès, 26 septembre 2011.

Figure 3 : Souhait des Allemands par rapport au plan national de sortie du nucléaire en 2007



Source : Forsa 2007

3.2. Fukushima : Quelles conséquences sur l'opinion publique ?

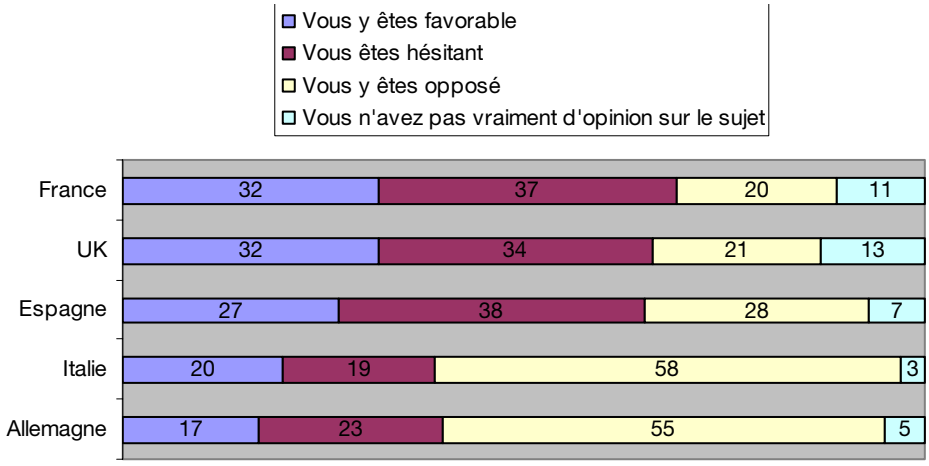
L'accident de Fukushima a remis sur la table l'avenir du nucléaire dans le mix énergétique. Dans tous les pays, le risque nucléaire est apparu comme un risque réel, ce qui a nui à l'opinion favorable à l'énergie nucléaire. Néanmoins, peu de gouvernements ont remis en cause leur programme nucléaire, quand il existait. Seuls l'Allemagne, l'Italie et la Belgique prévoient une sortie totale du nucléaire.

En France, l'énergie nucléaire reste considérée aujourd'hui comme nécessaire car sans alternative viable.

Post-Fukushima, on constate que les partisans du nucléaire sont toujours plus nombreux que leurs opposants en France (32 % contre 20 %), sans pour autant atteindre une majorité absolue ou même relative. Près d'un sondé sur deux déclare ne pas avoir d'opinion arrêtée sur la question (37 % sont hésitants et 11 % n'ont pas vraiment d'opinion sur le sujet), les seuls indécis étant d'ailleurs plus nombreux que les partisans[1]. L'Allemagne, quant à elle, compte beaucoup moins d'indécis et est aujourd'hui à 55 % catégoriquement opposée au recours à l'énergie nucléaire. Seulement 17 % des sondés allemands affirment y être favorables.

(1) Enquête Ifop/Le Monde réalisée du 21 au 27 juin 2011 auprès d'échantillons représentatifs des populations française (1006 personnes), allemande (603), espagnole (600), italienne (605) et britannique (604) âgées de 18 ans et plus (méthode des quotas).

Figure 4 : L'opinion sur le recours à l'énergie nucléaire en juin 2011 (en %)



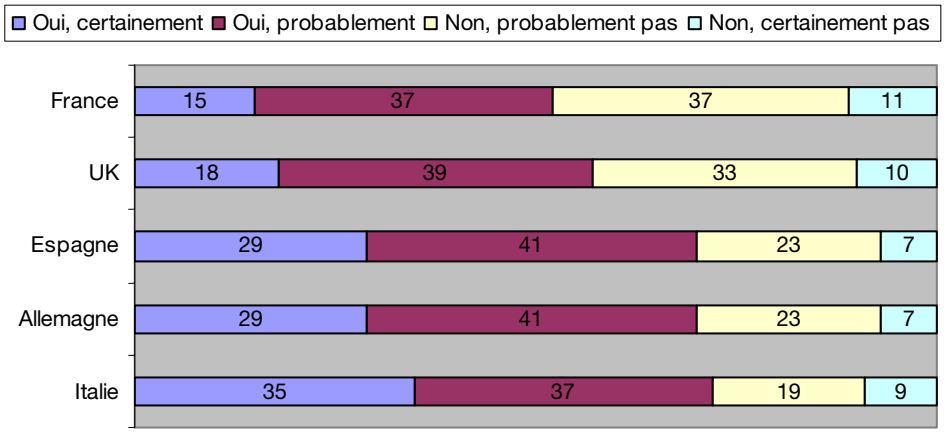
Source : Enquête Ifop/Le Monde, juin 2011

On constate donc qu'en Allemagne, la catastrophe de Fukushima n'a pas eu un impact important sur l'opinion publique en matière de choix énergétique, celle-ci étant déjà acquise à la décision gouvernementale d'un abandon du nucléaire. L'accident nucléaire du 11 mars 2011 n'a fait que renforcer ce souhait et accélérer les échéances du changement prévu.

Au contraire, la catastrophe de Fukushima semble avoir eu un impact non négligeable sur l'opinion publique française, remettant partiellement en cause le soutien historique de l'opinion publique française en sa faveur et donnant une dimension inédite au débat sur l'énergie nucléaire. Néanmoins, il faut remarquer la part importante d'indécis parmi la population française qui peut provenir de nombreux facteurs. Une explication très probable résulte de l'absence d'alternative crédible aux yeux des Français en matière de production d'électricité, qui permettrait de remplacer l'énergie nucléaire tout en garantissant des rendements suffisants et une sécurité relative de l'approvisionnement. Ainsi, on constate que les Français restent relativement dubitatifs quant à la capacité des énergies renouvelables à garantir l'autosuffisance énergétique de leur pays. Seuls 15 % des sondés sont convaincus de la possibilité d'une autosuffisance énergétique grâce aux énergies renouvelables en France. Près d'un Français sur deux (48 %) rejette cette idée[1].

(1) Id.

Figure 5 : Le jugement sur la possibilité de l'autosuffisante énergétique grâce aux énergies renouvelables en juin 2011 (en %)

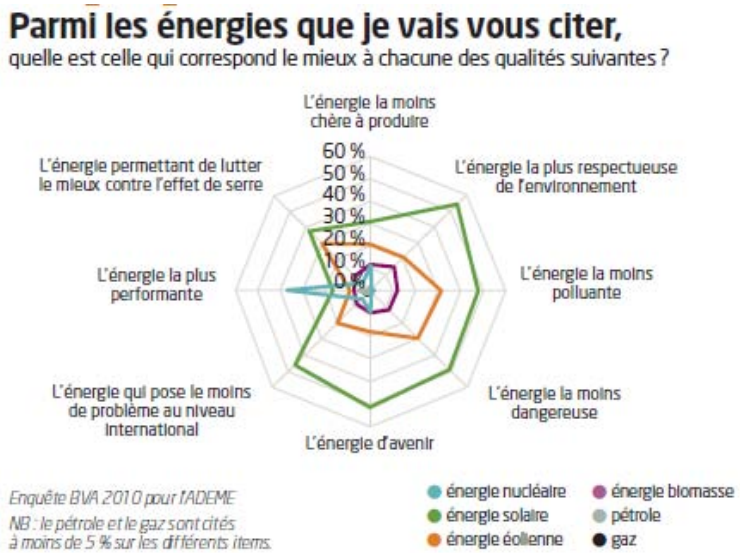


Source : Enquête Ifop/Le Monde, juin 2011

Bien que les Français conçoivent clairement les nombreux avantages de l'utilisation des énergies renouvelables, notamment d'un point de vue environnemental (respectueuses de l'environnement, peu polluantes, peu dangereuses, permettant de lutter contre l'effet de serre), l'énergie nucléaire reste selon eux l'énergie de loin la plus performante[1]. Une sortie complète du nucléaire ne semble donc pas réaliste à l'heure actuelle pour une grande majorité de Français, les EnR étant encore loin d'être suffisamment compétitives pour remplacer l'atome. Cette position est sans doute également renforcée par la grande dépendance énergétique de la France à l'atome (à la différence de l'Allemagne où le nucléaire représente moins d'un quart de la production d'électricité). On peut également évoquer la participation de l'industrie nucléaire au rayonnement économique international du pays. Une sortie française du nucléaire signifierait en un sens le renoncement à l'un de ses fleurons industriels et technologiques. »[2] Enfin, la crise économique vient encore accentuer cet état de fait, les Français semblant aujourd'hui plus préoccupés par la gestion de leurs dépenses que par les questions environnementales (voir infra).

(1) C. Derkenne, I. Sannié, « Opinions et pratiques environnementales des Français en période de crise », Stratégies et études, Ademe&Vous, n°28, 30 mars 2011.
(2) Laure Bonneval, Cécile Lacroix-Lanoë, « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n°101, Fondation Jean Jaurès, 26 septembre 2011.

Figure 6 : Sondage



Source : BVA 2010 pour l'ADEME

3.3. Un avis favorable pour les énergies renouvelables et un syndrome "Not in my backyard" partiellement évité

Les énergies renouvelables détiennent globalement une excellente image auprès des Français, notamment le solaire. Selon le baromètre annuel de l'ADEME sur les Français et les énergies renouvelables, 96 % des Français se déclarent favorables au développement des énergies renouvelables en 2011, chiffre qui reste stable depuis plusieurs années[1]. Les énergies solaires et éoliennes demeurent aujourd'hui les énergies renouvelables les plus plébiscitées par les Français. Quand on leur demande quelle énergie renouvelable la France devrait développer en priorité, les Français sont 59 % à citer en priorité l'énergie solaire (68 % en 2009) et 50 % l'éolien (43 % en 2009). Suivent l'hydraulique (21 %) et la géothermie (21 %).

Les Français sont 81 % à percevoir les avantages environnementaux des énergies nouvelles, notamment en termes de lutte contre la pollution, de protection de l'environnement et de la santé. Cependant, la perception des avantages économiques a baissé : 46 % des Français les déclarent tangibles, contre 52 % en 2010.

Néanmoins, l'opinion des Français en faveur des EnR reste moins tranchée que peuvent l'être celle de certains de ses voisins comme l'Allemagne par exemple. Au cours de la décennie précédente, la proportion de personnes qui se déclarent « tout à fait favorables au développement des énergies renouvelables » passe d'environ deux tiers en 2008 à 51 % en 2010. Ceci peut s'expliquer par le début de la crise économique et l'absence de catastrophes environnementales majeures en France. Une légère hausse intervient en 2011, sans doute à cause des catastrophes de la plateforme BP, et de la centrale de Fukushima qui ont eu lieu pendant l'année. Enfin, il ne faut pas oublier que les Français se montrent réservés concernant la possibilité de

(1) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables ». Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1011 personnes de 18 ans et plus.

produire d'ici 20 ans la quasi-totalité de l'énergie grâce aux énergies renouvelables. Seuls 45 % estiment que c'est possible. Selon les Français, les EnR pêchent quant à leur niveau de performance, comparé à l'énergie nucléaire.

Tableau 1 : Vous personnellement, êtes-vous tout à fait, plutôt, plutôt pas ou pas du tout favorable au développement des énergies renouvelables en France ?

	Plutôt favorable	Tout à fait favorable	Total
2011	41 %	55 %	96 %
2010	46 %	51 %	97 %
2009	33 %	64 %	97 %
2008	30 %	67 %	97 %
2005	34 %	65 %	99 %
2004	41 %	57 %	98 %

Source : Enquêtes BVA pour l'ADEME

L'acceptation des énergies renouvelables reste positive quelle que soit la proximité du domicile. Néanmoins, elle baisse de manière flagrante à mesure que l'on s'approche de celui-ci. Ainsi, 75 % des sondés seraient favorables à l'installation d'éoliennes dans leur région et 60 % à moins d'1 km de chez eux. On ne peut donc pas parler de véritable syndrome NIMBY mais certaines réserves quant à l'installation d'EnR dans le voisinage des individus persistent. Le bruit (61 % considèrent ce facteur comme un frein majeur) et l'intégration paysagère (56 %) restent les principaux inconvénients induits par l'éolien, même si ce dernier thème a reculé de 10 points par rapport à 2010. Les résistances au niveau local sont encore fortes, comme l'illustre la durée des procédures entre l'étude de préfaisabilité et la mise en service du champ éolien (entre 2 et 5 ans). Pour l'offshore, la compétition de l'usage du territoire maritime pourrait soulever quelques problèmes. Les impacts paysagers constituent également des contraintes au déploiement d'un mix énergétique résolument tourné vers les énergies renouvelables. Dans le cas d'un mix composé principalement de nucléaire (à 70 %), et d'énergies renouvelables, entre 20 GW (scénario Areva) et 44 GW (scénario UFE) d'éoliens terrestres et 16 GW d'éoliens en mer devraient être construites à 2030, ce qui représenterait entre 7 000 et 15 000 éoliennes sur terre, et environ 2000 éoliennes en mer[1]. Aujourd'hui, 3 550 unités terrestres sont réparties sur le territoire français, zéro en mer. Dans le cas d'un scénario de sortie partielle (20 % de nucléaire pour le scénario UFE) ou totale (Areva) du nucléaire, les capacités éoliennes seraient beaucoup plus élevées : entre 20 000 et 30 000 unités sur terre, et entre 5 000 et 9 000 unités en mer à 2030. L'acceptabilité d'un mix électrique davantage renouvelable repose sur un plan de développement du territoire réfléchi. Néanmoins multiplier par un facteur 10 le nombre d'unité éolienne est un défi difficile à relever, d'autant qu'au-delà des unités elles-mêmes qu'il faudra implanter de manière concertée, ces dernières nécessiteront la construction d'un réseau adapté, avec toute la difficulté qui existe aujourd'hui à construire des lignes électriques. Ce problème d'évolution du réseau électrique est également soulevé par le gouvernement allemand, qui a ainsi prévu de simplifier les procédures, pour le moment, en grande partie, dans les mains des Länder[2] : la durée de construction, aujourd'hui d'environ 10

(1) On prend ici comme hypothèse qu'un aérogénérateur fournit une puissance de 3 MW sur terre, et 8 MW en mer.
(2) Audition du Dr Mager devant la Commission le 6 décembre "The transformation of energy policy in Germany", BMWi

ans, devrait être ramenée à 4 ans, grâce à une nouvelle loi conférant davantage de pouvoir à l'Etat fédéral.

En 2011, 37 % des français ont investi dans les EnR ou envisagent de le faire. Les chiffres sont en progression sensible par rapport à 2010 (+11 %). 28 % des français déclarent posséder un équipement permettant d'utiliser des énergies renouvelables pour leur consommation d'énergie, à savoir une installation permettant de se chauffer au bois pour 55 % d'entre eux (poêle à bois ou cheminée). C'est 11 % de plus qu'en 2010 ce qui tend à prouver l'efficacité des dispositifs incitatifs comme la mise en place de l'éco-prêt à taux zéro. En effet, ce dispositif qui permet à tous les particuliers de financer jusqu'à 30 000€ de travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique du logement, a sans doute permis d'observer une diminution des réserves liées au coût de l'installation, sachant qu'il était également cumulable avec le crédit d'impôt développement durable sous conditions de ressources jusque fin 2010.

Enfin, 13 % des Français déclarent envisager d'acquérir dans les 12 mois un équipement permettant d'utiliser des énergies renouvelables pour leur consommation d'énergie. Les solutions envisagées tendent plutôt à se diversifier par rapport à 2010 : une installation solaire pour 55 % d'entre eux versus 71 % en 2010, géothermie (12 %), bois (12 %), éolien (6 %), autres/NSP (25 %).

Les allemands et les énergies renouvelables

Selon les sondages réguliers effectués en Allemagne sur l'acceptabilité des EnR, la population adhère massivement à l'idée d'une augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand. Dans un sondage Forsa réalisé en avril 2011[1], on constate une adhésion fortement majoritaire pour les mesures gouvernementales en faveur d'un développement des EnR (à 90 %) au détriment de celles promouvant un maintien des installations nucléaires (34 %) dans le pays.

Un second sondage de TNS Infratest publié en 2011 arrive à des conclusions semblables : 94 % des sondés déclarent comme « important », « très important » ou « extraordinairement important », une accélération du développement des énergies renouvelables dans leur pays[2]. On observe que cette adhésion est massive, quelque soit le Land étudié même si c'est dans les Länder du Sud de l'Allemagne que l'on constate la plus forte adhésion (jusqu'à 98 %). Cette forte majorité apparaît dans les résultats quelque soit l'appartenance politique, l'âge ou la catégorie sociale.

Cependant, si les Allemands sont, pour une très grande majorité, pour l'idée d'un renforcement de l'utilisation des EnR, les résultats montrent une réserve relative lorsqu'il s'agit d'accueillir de manière plus concrète dans leur environnement immédiat une installation technologique de ce type pour leur propre consommation. Même si les résultats restent globalement positifs, la différence mérite d'être soulignée, notamment pour les installations de production d'électricité à partir de biomasse, dont l'acceptation de façon majoritaire est clairement conditionnée par l'expérience préalable d'un tel dispositif dans son voisinage. L'acceptabilité semble meilleure pour les sondés ayant déjà expérimenté de telles installations près de chez eux.

Ainsi, certains Länder se présentent aujourd'hui comme précurseurs dans le développement des EnR avec un nombre sans cesse croissant d'installations EnR, en misant souvent sur une ou deux technologies particulières. Ainsi, les Länder disposant des plus grands parcs éoliens allemands, sont le Niedersachsen, le Brandenburg et le Sachsen-Anhalt. Ceux recensant la plus importante production d'électricité à base de biomasse sont la Bavière, Niedersachsen et Nordrhein-Westfalen. Le solaire domine logiquement dans les Länder du Sud, notamment en Bavière. Or, la cote de popularité des installations à base d'EnR en fonction des Länder ne présente pas d'écarts qui pourrait supposer un mécontentement global à posteriori vis-à-vis d'installations déjà existantes. Au contraire, systématiquement pour tout type d'EnR et dans chaque Land, l'expérience d'installations de ce type dans le voisinage des personnes interrogées joue en faveur de l'acceptabilité des EnR.

(1) Sondage réalisé par Forsa sur un panel de 1005 citoyens allemands de 18 ans et plus entre le 6 et le 7 avril 2011. Commandité par Germanwatch.
(2) Sondage TNS Infratest 2011, résultats pour juillet 2011

3.4. Le principe de précaution pour les nouvelles technologies

Certaines technologies, encore peu connues, soulèvent quelques réticences. Compte tenu des accidents aux États-Unis liés à la fracturation hydraulique, fortement médiatisés, les populations concernées par les permis d'exploration se sont fortement mobilisées. Ainsi, alors que le gouvernement français avait autorisé l'exploration de gisements de gaz de schiste, ces permis ont été ensuite abrogés par le Parlement.

L'Allemagne a connu le même problème pour la capture et le stockage du CO_2, une technologie clé de l'*Energiewende* à 2050. Dans cette optique, le Bundestag a décidé en juillet 2011 une expérimentation massive de cette technologie d'ici 2017 sur le territoire allemand afin de promouvoir cette technologie, notamment dans le Nord et l'Est du pays où des zones géographiques propices ont été identifiées. Des expérimentations et cellules de recherches sont d'ailleurs déjà actives dans les Länder du Brandenburg et de Nordrhein-Westfalen[1]. Or, en septembre dernier, les Länder sont venus remettre en cause ce projet, celui-ci n'ayant pas reçu la majorité des voix au Bundesrat. Les opposants dénoncent un manque de sécurité de la technologie et des risques pour la santé humaine et l'environnement, par le biais de fuites incontrôlées. Les négociations sur le CCS sont aujourd'hui au point mort, le vote de la législation relative à l'expérimentation des sites de stockage étant reporté à une date ultérieure indéfinie.[2]

4. Le critère économique au cœur de l'acceptabilité

4.1. Pour les français, les critères économiques passent avant les préoccupations environnementales

Les ménages s'intéressent plus que jamais à leurs dépenses énergétiques, qu'ils sont 46 % à trouver trop élevées : pour quatre Français interrogés sur cinq, la réduction de la part de l'énergie dans le budget est devenue une priorité, principalement pour faire face à l'augmentation du coût des énergies, et dans un second temps pour éviter le gaspillage énergétique.[3] Ainsi, les principales motivations des Français ayant déjà investi dans les EnR sont l'envie de faire des économies (46 %), avant l'envie de faire quelque chose pour la planète (33 %) ainsi que le confort et l'agrément (18 %)[4]. Les Français semblent favorables aux EnR sur le principe, mais à condition que cela n'ait pas un impact trop important sur leur porte-monnaie.

Autre indicateur, les inconvénients perçus par rapport aux EnR parmi les sondés sont principalement d'ordre économique. Perçu comme trop élevé, le coût demeure un frein majeur à l'installation d'équipements pour 46 % d'entre eux (notamment celui de

(1) Andreas Mihm, « Bundestag stimmt für Speicherung », Frankfurter Allgemeine, 07.07.2011
(2) Dépêche AFP, "Bundesrat stoppt unterirdische CO2-Speicherung", Frankfurter Allgemeine, 23.09.2011
(3) Baromètre annuel de l'ADEME de 2011 sur les comportements des ménages français à l'égard des travaux de maîtrise de l'énergie dans leur logement pour 2010. Sondage réalisé par BVA.
(4) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables ». Enquête menée par téléphone, du 27 juin au 19 juillet 2011, auprès d'un échantillon représentatif de 1011 personnes de 18 ans et plus.

l'installation et du retour sur investissement). Viennent ensuite les nuisances esthétiques et sonores (25 %).

En outre, les principaux évènements susceptibles de favoriser le développement des EnR sont principalement d'ordre économique, à savoir notamment la baisse des prix des équipements (54 % et +4 % par rapport à 2009) et la hausse du prix de l'énergie (37 % et +7 % par rapport à 2009), une augmentation des soutiens financiers (crédits d'impôt, prêts avantageux) (34 % et +1 % par rapport à 2009). Les aspects environnementaux comme l'accélération du réchauffement climatique est en recul (31 % et -6 % par rapport à 2009).

Dès lors, si les Français considèrent que la possibilité d'investir dans le développement des EnR est une idée intéressante, ils ne sont pas forcément prêts à contribuer financièrement à ce développement de manière individuelle. La possibilité de produire de l'électricité à domicile pour la revendre est une initiative jugée intéressante (60 %) voire très intéressante (13 %) par les sondés, de même que la possibilité de participer financièrement à des projets locaux intégrant des ENR : une possibilité jugée intéressante (71 %) voire très intéressante (14 %) par la plupart des français. Néanmoins, toujours selon l'ADEME, le pourcentage de personnes interrogées qui déclare accepter de participer financièrement au développement des EnR s'élève à moins de 33 % en 2011, alors qu'il était de plus de 40 % en 2010. Les sondés rejettent la responsabilité financière du développement des EnR sur l'Etat et sur les industriels (60 % des sondés citent l'Etat en premier, 30 % citent les industriels en premier).[1]

Il peut être intéressant de comparer les résultats en France avec ceux obtenus en Allemagne. Ainsi, selon un sondage Forsa réalisé en avril 2011[2], lorsque l'on observe les raisons invoquées par la population allemande pour justifier son adhésion aux EnR, on constate que l'argument d'une baisse des coûts de l'énergie pour l'usager est celui qui obtient le score le plus faible.

Tableau 2 : Les avantages d'un développement des EnR pour la population (classement par ordre de préférence)

Offrir un avenir plus sûr à leurs enfants et petits-enfants	81 %
Protéger le climat	79 %
Offrir une chance pour les citoyens de s'impliquer dans l'approvisionnement de l'énergie	65 %
Rendre l'Allemagne indépendant énergétiquement face aux importations étrangères	65 %
Favoriser la concurrence sur le marché de l'énergie	62 %
Renforcer le tissu industriel des PME	54 %
Réduire à long terme les coûts pour l'usager	33 %

Source : Sondage TNS Infratest 2011, résultats pour juillet 2011

(1) Id.
(2) Sondage réalisé par Forsa sur un panel de 1005 citoyens allemands de 18 ans et plus entre le 6 et le 7 avril 2011. Commandité par Germanwatch.

4.2. Quel niveau de prix?

D'après le dernier sondage BVA pour *20 minutes*, la majorité des français considèrent qu'il est inéluctable que l'énergie devienne plus chère (89 % dans les deux ans à venir, 98 % dans les 10 ans à venir)[1]. Mais si les Français s'attendent à une augmentation substantielle, ils n'y sont évidemment pas favorables.

Le baromètre 2010 de l'Ademe indique qu'en 2010, seuls 33 % seraient prêts à payer plus pour bénéficier d'une électricité renouvelable, un recul important puisque ce chiffre était de 47 % en 2009. De même, l'étude du CREDOC souligne cette tendance à ne pas vouloir payer plus pour un mix renouvelable : en 2009, 51 % des enquêtés se disaient prêts à payer plus cher pour utiliser uniquement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, contre 65 % en 2008[2].

De plus, cette hausse de la facture n'est acceptée que si elle reste modérée : d'après le CREDOC, 29 % n'accepteraient qu'une augmentation inférieure à 5 %, alors que 19 % accepteraient une hausse entre 5 % et 15 %, et 3 % un surcoût supérieur à 15 %. Ces chiffres rejoignent ceux plus récents de l'Ademe et BVA : seuls 2 % accepteraient une augmentation de + 20 % du prix de l'électricité (contre 7 % en 2009). Ce + 20 % d'augmentation est à mettre en regard des résultats obtenus dans les différents scénarios. Tous les scénarios présentés par l'UFE envisagent une hausse du prix de l'électricité pour le particulier par rapport au niveau de 2010 : + 33 % pour le scénario « 70 % de nucléaire» (et respectant le 20 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique du Paquet Energie Climat européen), + 50 % pour le scénario « 50 % » et + 67 % pour le scénario « 20 % de nucléaire» (le reste de l'électricité étant produite par des énergies renouvelables et des centrales thermiques pour palier à l'intermittence des énergies renouvelables) (voir Fiche UFE).

L'acceptation est plus fréquente dans les catégories sociales élevées (cadres supérieurs, diplômés du supérieur et hauts revenus). De même, en Allemagne, une majorité de sondés plébiscite le développement des EnR et l'investissement pour une meilleure efficacité énergétique en Allemagne, mais l'adhésion d'un ménage est conditionnée majoritairement à son niveau de revenus. En France comme en Allemagne, une hausse des prix de l'électricité, et des énergies en général, posera la question de la précarité énergétique.

(1) BVA (2011), Les Français et l'environnement, pour 20 Minutes, décembre.
(2) CGDD, « Baromètre d'opinion sur l'énergie et le climat en 2010 », Chiffres et Statistiques, n°167, octobre 2010

Tableau «3 : Développement des EnR et mesures en faveur de l'efficacité énergétique en Allemagne

L'Allemagne devrait-elle investir dans le développement des EnR et les mesures en faveur de l'efficacité énergétique, même si cela induit une hausse des prix de l'électricité ? (en %)		
	oui	non
Revenu net du ménage		
en dessous de 1000 euros	52	42
29	70	
Entre 2000 et 3000 euros	78	18
3000 euros et plus	80	16
Appartenance politique		
CDU/CSU	70	25
FDP	62	38
SPD	77	23
Grünen	87	12
Linke	62	25
Total	73	23

Source : Forsa, avril 2011

On peut mesurer la précarité énergétique selon deux définitions distinctes regroupant des catégories de population différentes. Au sens « monétaire », est dit précaire un ménage qui utilise plus de 10 % de son revenu disponible pour chauffer son logement : 3,8 millions de ménages. Au sens « conditions de vie », est considéré comme précaire un ménage qui a eu froid (réponse à la question de l'enquête nationale Logement « Au cours de l'hiver dernier, dans votre logement, votre ménage a-t-il souffert, pendant au moins 24 heures, du froid ? ») : 3,5 millions de ménages. Dans le premier cas, les ménages précaires sont plutôt des propriétaires, de personnes âgées de plus de 65 ans et plus, et d'habitants de maisons individuelles. Dans le deuxième cas, les profils concernés sont les locataires, les jeunes et les ménages habitant en logement collectif[1].

Quelques 621 000 ménages cumulent les deux formes de précarité, et constituent donc la population la plus vulnérable. Pour la plupart, ils vivent dans des logements « déperditifs », qui souffrent d'une très mauvaise isolation thermique. De plus, 75 % de ces ménages se situent dans le premier quartile de niveau de vie. Ainsi pour la plupart, ils limitent leur consommation pour des raisons de coût. Résorber la précarité énergétique ne doit pas simplement passer par une redistribution aux plus démunis, mais par des travaux d'isolation, seuls moyens de régler structurellement ce problème.

Souvent les considérations monétaires se doublent de problèmes socio-économiques structurels : les familles monoparentales, les inactifs et les chômeurs sont les plus

(1) INSEE (2011), « La précarité énergétique : avoir froid ou dépenser trop pour se chauffer », Insee Premiere, n°1351, mai.

exposés au froid mais sont aussi plus représentés dans le premier quartile de niveau de vie.

Il ne faudrait pas oublier que le chauffage dans le logement n'est qu'une partie des dépenses énergétique. En effet, le transport en constitue près de la moitié. En cas de hausse des prix, les ménages habitant en milieu rural ou périurbain ont des besoins de transport souvent incompressibles quand ils habitent loin de leur lieu de travail, augmentant les risques de précarité énergétique.

4.3. Parlons d'appropriation plutôt que d'acceptabilité

La notion d'acceptabilité sous-entend une démarche « top-down », c'est-à-dire une politique imposée par un gouvernement, et généralement plus ou moins bien reçue par la population. A l'inverse, le terme « appropriation » désigne une volonté d'associer les Français à la politique environnementale nationale, soit par des incitations, soit par la concertation, soit encore par des structures de financements novatrices.

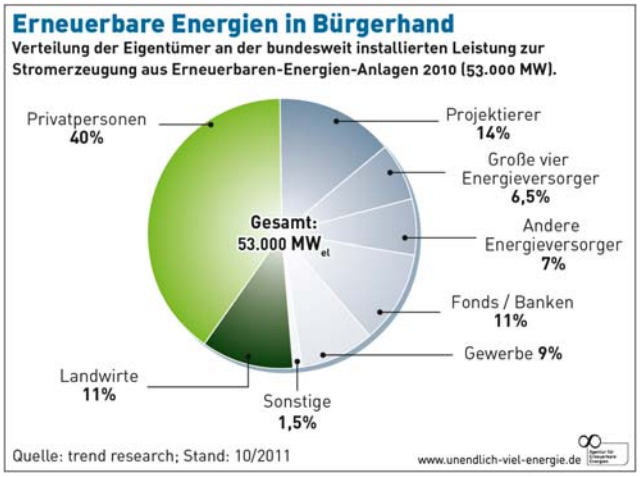
De plus en plus de citoyens prennent en main de manière autonome leur approvisionnement en énergie et décident d'investir dans leur propre installation sur la base des énergies renouvelables. En 2011, 28 % des français déclarent posséder un équipement permettant d'utiliser des énergies renouvelables pour leur consommation d'énergie, donc 11 % de plus qu'en 2010 ce qui tend à prouver l'efficacité des dispositifs incitatifs comme la mise en place de l'éco-prêt à taux zéro[1]. Au-delà de ces incitations financières, la fiabilisation des équipements (labellisation des artisans) et l'accès à des informations claires et précises (aides et subventions possibles, entreprises spécialisées et labélisées etc) permettront de faciliter les démarches menées par un ménage qui souhaite s'équiper.

Les sondages côté allemand indiquent que la population considère qu'investir son argent dans une installation de panneau solaire, d'éolienne ou de biomasse et ainsi participer à la production d'une énergie respectueuse de l'environnement à son domicile, est une cause utile. Comme tout sondage, ces informations sont à prendre avec précaution. Néanmoins, une chose est sûre, le niveau d'appropriation des énergies renouvelables est plus élevé qu'en France. Au-delà des considérations idéologiques, deux raisons peuvent expliquer cette différence de points de vue entre la population française et allemande. D'une part, développer les capacités renouvelables constitue un moyen de favoriser l'industrie allemande au-delà des frontières : l'Allemagne devient une vitrine pour l'export de technologies renouvelables. D'autre part, à l'instar du Danemark, l'Allemagne a développé des plans de financement qui implique davantage la population locale. Ainsi, 51 % des installations existantes de production d'électricité à base d'EnR en Allemagne (tout type et toute taille confondus) sont aujourd'hui détenus par des ménages ou des collectivités à titre privé, ou encore des agriculteurs. Seulement 13 % de ces installations appartiennent à des entreprises spécialisées dans la production d'énergie.[2] Ainsi, depuis la mise en place de la loi sur les EnR de 2000 et son amendement en 2004 en Allemagne, de nombreux habitants s'associent au niveau

(1) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables », juillet 2011.
(2) Institut Trend :research et Klaus Novy Institut (KNi), « Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung », août 2011. Etude réalisée à la demande BMU.

local afin de construire et d'entretenir une installation de production d'énergie solaire de quartier. Par ce biais, de nouveaux modèles de participation citoyenne s'intègrent dans la conscience collective.

Figure 7 : Propriétaires des énergies renouvelables



Source : Agentur für Erneubare Energien

5. Vers davantage de dialogue

Le choix national d'un mix énergétique se heurte bien souvent à l'échelle locale à l'intérêt des habitants concernés, notamment dans le cas de certaines technologies ou dans le cas du développement des réseaux électriques par exemple.

5.1. La concertation, point dur du développement des infrastructures

La concertation est une étape indispensable à tout projet d'infrastructures, notamment énergétique. Néanmoins celle-ci allonge bien souvent les délais d'instruction. Ainsi l'inquiétude majeure du RTE est notamment de savoir comment la construction des lignes de transport et de distribution de l'électricité pourra suivre l'évolution des infrastructures de production et le rythme de mise en service des unités renouvelables comme l'éolien. Par exemple, un projet éolien peut prendre 2 à 5 ans pour aboutir, alors que les délais pour la construction d'une ligne électrique sont plutôt de l'ordre de 10 ans.

Pour autant la concertation favorise l'appropriation de la population locale. C'est en tout cas ce que démontre une étude allemande réalisée par l'Université Magdeburg[1] sur un ensemble donné de communes allemandes. Les résultats de l'étude indiquent qu'il existe une forte corrélation dès le départ entre l'implication et la participation de la population locale tant dans la conception de projet de développement d'EnR que dans sa réalisation ultérieure. La participation des habitants suppose leur inclusion dans la planification et l'organisation du projet par le biais de l'information, de la

(1) Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries, « Aktivität une Teilhabe – Akzeptanz Erneubarer Energien durch Beteiligung Steigern », rapport final, Université de Magdeburg. Sondage réalisé entre le 01/07/2008 et le 30/06/2010. Etude commanditée par le BMU.

consultation comme de la participation financière. Pour les auteurs, la clé d'une adhésion réussie au projet réside dans une meilleure transparence des processus de manière générale. D'après un sondage réalisé dans le Land Nordrhein-Westphalie, le taux d'adhésion aux installations d'EnR même dans leur voisinage proche est élevé : à hauteur de 77 %. Parallèlement, dans le même Land, on constate que 76 % des sondés souhaitent une participation active et un droit de regard concernant la construction de nouvelles installations de production d'EnR. Seulement 10 % des personnes interrogées considèrent que les décisions prises en la matière tiennent déjà compte depuis longtemps des choix de la population.

Bien sûr, compte tenu des différences cultures et sociologiques entre Etats européens, la manière d'effectuer des consultations doit être différente d'un pays à l'autre.

5.2. Comprendre les enjeux énergétiques grâce à l'amélioration de l'éducation

Les Français ont une connaissance très approximative des écarts de prix de l'énergie en Europe et de la situation française par rapport à ses voisins. En juin 2010, selon les chiffres publiés par Eurostat, 16 % des enquêtés déclarent « ne pas savoir » si l'électricité est plus chère en France qu'ailleurs en Europe et 42 % jugent que son prix est « à peu près équivalent ». 27 % la situent « nettement plus chère » ; enfin, 15 % l'estiment à juste titre « nettement moins chère ». Effectivement, le prix de l'électricité est inférieur en France d'environ 30 % aux tarifs pratiqués en moyenne ailleurs en Europe. Peut-être certains estiment-ils que l'écart n'est pas très important. Il est vraisemblable, pour le gaz comme pour l'électricité, que bon nombre d'individus jugent ces tarifs trop élevés dans l'absolu : ils sont donc peu enclins à penser que ces prix sont inférieurs à la moyenne européenne. On peut donc supposer, tout en gardant en considération l'importance de la conjoncture économique actuelle, qu'une meilleure information des citoyens sur les prix comparés de l'énergie en Europe pourrait avoir une influence bénéfique sur leur opinion quant à une hausse des prix de l'électricité.

De plus, les premières énergies connues en France par le citoyen sont avant tout le solaire et l'éolien, pourtant marginales aujourd'hui dans le mix énergétique[1]. Si les considérations de coût et de nuisances sonores et visuelles ressortent dans les sondages et sont donc connues du grand public, rares sont ceux qui citent l'intermittence comme un frein au développement des énergies renouvelables. Ainsi, les implications d'un mix énergétique par rapport à un autre sont souvent méconnues.

(1) Sondage BVA pour le compte de l'ADEME, « Les Français et les Energies Renouvelables », juillet 2011.

5.3. Poser les bases d'un débat public

En France, la loi dite Barnier du 2 février 1995, relative au renforcement de la protection de l'environnement, dite loi Barnier, et son décret d'application relatif à la consultation du public et des associations en amont des décisions d'aménagement a introduit la procédure du débat public, dispositif de participation du public au processus décisionnel en ce qui concerne les grandes opérations publiques d'aménagement d'intérêt national.

A priori un débat public sur les orientations générales de la politique énergétique française ne fait pas partie des missions de la Commission nationale de débat public (CNDP). Il pourrait cependant être envisageable de réaliser un débat sur l'énergie au sein de la CNDP au titre des « débats d'option générale », qui ne portent pas sur un projet d'aménagement en particulier, mais sur une orientation générale de politique.

Un débat public national sur les orientations de la future politique énergétique de la France permettrait d'associer les Français à une prise de décision des plus déterminantes pour l'industrie comme pour le consommateur. Il permettrait également de l'informer des impacts de différents mix en termes de coûts, de prix, de sécurité énergétique et d'emplois, et ainsi de mieux faire comprendre à la population qu'en matière de choix énergétiques, nulle technologie n'est parfaite et que le choix de chaque option dépendra des objectifs souhaités (augmentation plus ou moins importante des prix de l'énergie, volonté d'un risque nucléaire faible, réduction des gaz à effet de serre, sécurité énergétique etc.).

Néanmoins un tel débat ne s'effectuerait pas sans difficulté et nécessiterait une organisation complexe. En effet, le sujet étant technique et controversé, il faudrait fournir des informations complètes mais suffisamment synthétiques et claires pour qu'elles soient compréhensibles par tous, ce qui appellerait à un effort très important de vulgarisation. D'autre part, certains points techniques ne faisant pas consensus, ces informations pourraient être considérées comme « biaisées », et comme orientant les débats vers une conclusion « arrangeante » pour les organisateurs du débat. Autre difficulté liée à la nature de la relation entre Etat et population, un débat public est fondé sur la confiance : ainsi les conclusions d'un tel débat devront être prises en compte dans la décision finale du gouvernement.

Les facteurs de succès suivants d'un débat public d'un débat public listés ci-dessous ressortent des discussions du colloque « Comment débattre des nouvelles technologies », ayant cherché à analyser les retours d'expérience de débats tels que le débat sur les nanotechnologies, ou encore sur les OGM :

- une phase d'information préalable du public, si possible un large débat sociétal, ce qui nécessite de consacrer un temps substantiel en amont du débat public ;
- la mise en discussion lors du débat d'un projet porté par les pouvoirs public, incarné, avec des options ou propositions concrètes mises en discussion ;
- la finalité du débat doit être exprimée et sincère ;
- l'abandon d'une posture opposant «ceux qui savent » à « ceux qui écoutent », et la reconnaissance de l'intérêt de l'expertise citoyenne, en complément de l'expertise scientifique et technique traditionnelle ;

- l'alternance planifiée de phase de débat public avec des phases de concertation plus restreinte et de création de compromis ;
- l'insertion du débat public dans un processus au long terme de co-construction des savoirs par allers-retours entre la société et les choix scientifiques et technologiques ;
- une articulation claire entre débat et prise de décision : comment seront utilisés les résultats du débat ? Un retour aux participants s'avère indispensable à la construction d'une confiance éclairée des citoyens. Plusieurs intervenants ont ainsi souligné que l'absence de réponse du gouvernement suite au débat sur les nanotechnologies contribue à affaiblir davantage les possibilités de créer une confiance éclairée avec le public ;
- apprendre des débats publics et s'adapter en fonction des retours d'expérience.

Plus spécifiquement, un débat sur l'énergie pourrait suivre les recommandations suivantes :

- le débat de la politique énergétique est étroitement lié aux capacités de financement de l'Etat, des consommateurs et industriels et est donc inséparable des instruments économiques incitatifs ou redistributifs mis en place. Ainsi, le débat devrait aller au-delà de l'énergie, et aborder les questions de fiscalité et d'équité sociale ;
- le débat devrait mobiliser des **ressources à la hauteur des enjeux**. Il serait crucial de prendre le temps nécessaire pour une bonne préparation du débat : il faudrait six mois au moins pour le préparer, avec une mise initiale d'information transparente et couvrant les différents aspects du débat. Il est essentiel d'engager des campagnes d'informations préalables au débat (au niveau régional), afin de sensibiliser le public et surtout démontrer au public quel est l'intérêt de la consultation que l'on met en œuvre, et surtout d'expliquer quel est le but du débat public, le **produit de sorti attendu** et **comment il sera utilisé.** Ce débat représenterait un coût important (plus de 1 million d'euros) ;
- ce débat devrait permettre d'exposer les enjeux européens de l'énergie, car il semble difficile d'aborder le mix énergétique sous le seul angle national : le périmètre national est celui considéré naturellement dans les discussions ; or stratégiquement, c'est au niveau européen qu'un certain nombre de questions, telles que le réseau électrique, les interconnexions etc., doivent être abordées ;
- ce débat devrait s'**intégrer** dans un **processus législatif global**, afin d'en assurer l'**utilité** (par exemple une loi-cadre sur la transition énergétique, dans un calendrier relativement court suivant le débat) ;
- le débat doit être organisé par un organisme indépendant du gouvernement ; la CNDP offre à ce titre une structure adéquate.

PRESENTATION DU RAPPORT

Avant-propos

Mi-octobre 2011, **Eric BESSON**, Ministre chargé de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie numérique, a demandé à **Jacques PERCEBOIS**, professeur à l'université de Montpellier 1, de présider une commission pluraliste et ouverte, avec comme vice-président **Claude MANDIL**, ancien Directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie et vice-président du groupe consultatif « feuille de route énergie 2050 » auprès de la Commission européenne, afin **de mener une analyse des différents scénarios possibles de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050**.

Dans ce cadre, le Ministre a souhaité que l'exercice :

- **porte sur l'ensemble des énergies**
- **et examine en particulier 4 options d'évolution de l'offre d'électricité en France :**
  - la prolongation du parc nucléaire actuel,
  - l'accélération du passage à la troisième génération nucléaire, voire à la quatrième génération,
  - une réduction progressive du nucléaire,
  - voire une sortie complète du nucléaire.

Cette analyse doit éclairer **la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) que le ministre chargé de l'énergie présentera devant le Parlement en 2013**. Il s'agira **d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement**. Cette PPI prendra la mesure du programme d'économies d'énergie et de diversification du mix engagé par le Grenelle de l'environnement qui est un acquis important pour l'environnement et pour le renforcement de la robustesse de ce mix.

La commission a été installée par Eric BESSON le jeudi 20 octobre 2011. Elle s'est réunie en séance plénière à 8 reprises. 6 personnalités qualifiées se sont impliquées. Les noms des personnalités qui ont bien voulu participer aux travaux, soit en plénière, soit en audition, figurent en annexe. Au total, plus de 80 organismes ont été entendus en commission plénière ou à l'occasion d'entretiens avec les personnalités qualifiées et les rapporteurs. La Direction Générale de l'Energie et du Climat, le Centre d'Analyse Stratégique, l'Institut Français du Pétrole, le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternatives, ainsi que la Direction Générale du Trésor ont constitué l'équipe de rapporteurs pour assister Jacques PERCEBOIS et Claude MANDIL.

Le présent rapport rend compte de l'ensemble des travaux et comprend une synthèse générale rédigée par le Président et le Vice-président.

Au cours de cette période, la commission a procédé en réunion plénière à :

- **l'examen des principaux scénarios de prospective énergétique internationaux, européens ou français à l'horizon 2030 et 2050 parus jusque fin 2011**, ce qui a permis d'inclure la « feuille de route Energie 2050 » publiée par la Commission européenne le 16 décembre 2011 ;
- **une analyse des politiques énergétiques de l'Allemagne et du Royaume-Uni** ;
- **une analyse des 4 scénarios d'évolution de l'offre électrique**. Dans le temps dont elle disposait, la commission ne pouvait pas faire réaliser sa propre modélisation. Les rapporteurs se sont néanmoins efforcés d'apporter quelques indications quantitatives à travers un calcul du coût de la production d'électricité en 2030, un chiffrage des émissions de CO_2 en 2030 et, grâce au modèle Némésis, une estimation de l'évolution des emplois à partir des scénarios de l'Union Française de l'Electricité. Ce travail ne constitue néanmoins qu'une première approche : les limites du calcul du coût complet de la production d'électricité sont rappelées dans le texte. Seule une modélisation complète des scénarios correspondant aux quatre options envisagées pourrait permettre de donner des chiffres précis ;
- **l'audition de plusieurs personnalités**, (y compris de la Commission européenne, de l'Allemagne et du Royaume-Uni) qui ont bien voulu faire part de leur vision ou de leurs propositions sur l'avenir de la politique énergétique française à l'horizon 2050.

Le contexte énergétique mondial et européen

La problématique énergétique est présentée à l'échelle mondiale, européenne et nationale au travers des stratégies que développent deux grands pays européens, le Royaume-Uni et l'Allemagne.

Le contexte énergétique au niveau mondial

Le rapport met en évidence :

- la forte croissance de la demande énergétique. Sous l'effet de la croissance démographique et économique, elle pourrait doubler à l'horizon 2050 ;
- les énergies fossiles, au premier rang desquelles le pétrole, assurent aujourd'hui plus de 80 % de l'offre. Cela tend à confirmer la dépendance mondiale aux énergies carbonées et pose la question de sa soutenabilité sur le plan environnemental et de l'approvisionnement en matières premières. Aujourd'hui les réserves mondiales d'énergies fossiles apparaissent abondantes au regard des besoins futurs, mais les conditions de leur accès restent incertaines ;
- la contrainte climatique qui devrait inciter à la transition énergétique avant même que se pose la question de l'épuisement des ressources fossiles.

Le contexte énergétique au niveau européen

En Europe, la dynamique est différente par rapport au reste du monde, car la croissance démographique et économique y sont plus faibles. Cependant, la part des énergies fossiles dans le mix énergétique y est très proche de celle constatée au niveau mondial, ce qui pose les mêmes questions de soutenabilité, tout en sachant que l'Europe est dépendante du reste du monde car très largement importatrice d'énergie.
Pour faire face à ces problématiques, l'Union européenne a mis en œuvre le paquet « énergie-climat » qui fixe à horizon 2020 des objectifs contraignants. Bien que de nombreuses incertitudes autour des technologies disponibles (coût et acceptabilité) demeurent et que des efforts importants de maitrise de l'énergie sont nécessaires, la réduction des émission de gaz à effet de serre engage l'Europe dans la diversification de ses ressources d'approvisionnement et dans ses investissements.

Le contexte énergétique au niveau national : l'exemple du Royaume-Uni et de l'Allemagne

Pour illustrer la problématique au niveau national, les deux stratégies énergétiques du Royaume-Uni et de l'Allemagne ont été comparées. Le Royaume-Uni s'apprête à construire de nouvelles centrales nucléaires tandis que l'Allemagne a fait de la sortie du nucléaire sa priorité.

Le Royaume-Uni a fait le choix des technologies « bas carbone » avec les énergies renouvelables, et en particulier l'éolien offshore, le nucléaire et le captage et stockage du carbone. Après plusieurs années de libéralisation du secteur énergétique, le pays a engagé un retour vers davantage de régulation pour favoriser le développement des énergies décarbonnées les plus compétitives et ainsi atteindre son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre.
Le choix de l'Allemagne de sortir de nucléaire va être compensé par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement) et aux importations à court terme. Le pays doit en conséquence relever de nombreux défis : stabilité du réseau électrique national et européen soumis à de fortes fluctuations, développement massif des lignes électriques, maîtrise des coûts liés au fort développement des énergies renouvelables…

Les enjeux du devenir du mix énergétique français et les incertitudes

Il s'agit d'analyser le système énergétique français actuel et les principaux enjeux auxquels il va être confronté dans les années qui viennent. Cet examen permet de mettre en évidence les principaux impacts du mix énergétique.

Le mix énergétique français actuel

Si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 grâce notamment à la construction de son parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 70 % de la consommation d'énergie finale.

La facture énergétique correspondante s'élevait en 2010 à 46,2 milliards d'euros, et représentait ainsi l'essentiel du déficit de notre balance commerciale (51,4 milliards d'euros).

Le parc de production d'électricité confère à la France un triple avantage d'une électricité peu carbonée, peu chère et dont l'exportation réduit notre déficit. Sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité en moyenne de 2,3 milliards d'euros courants par an.

Les contraintes et les incertitudes externes à la France

L'évolution de ce mix énergétique est soumise à de nombreuses contraintes et incertitudes :

- l'avancement des négociations internationales sur le climat jette un doute sur la volonté des Etats de réduire réellement leurs émissions de gaz à effet de serre et ne donnent pas suffisamment de visibilité aux acteurs sur le devenir de la contrainte carbone ;
- les prix des hydrocarbures sont incertains et volatils ;
- le marché intérieur européen accroît la sécurité d'approvisionnement des différents Etats membres, mais son architecture doit être améliorée, notamment pour assurer la mise en place des capacités de production destinées à prendre le relais des énergies intermittentes lorsqu'elles ne fonctionnent pas ;

Les déterminants et les incertitudes propres à la France

La situation énergétique de la France implique de relever 3 défis :

- diversifier les formes d'énergie,
- renforcer l'efficacité énergétique,
- se donner des marges de manœuvre pour ses choix énergétiques à long terme.

Le Grenelle de l'environnement a permis d'adopter une feuille de route ambitieuse à l'horizon 2020, notamment axée sur l'efficacité énergétique.

Le mix énergétique français est spécifique. La production d'électricité repose sur un parc nucléaire construit de façon concentrée en un peu plus d'une décennie. Dans quelques années, plusieurs

réacteurs atteindront ainsi leur 40ème anniversaire. Des investissements, certes importants, mais sans commune mesure avec des équipements neufs, peuvent permettre de prolonger sa durée de fonctionnement, sous réserve de l'avis ultime de l'Autorité de Sûreté Nucléaire dégageant ainsi des marges de manœuvre pour le renouvellement du parc.

Les principales technologies du mix semblent prévisibles à l'horizon 2030 mais sont incertaines au-delà. Il est donc pertinent de bien articuler ces deux échéances, d'une part en ne pariant pas prématurément sur certaines technologies à l'horizon 2030, d'autre part en conservant le champ des possibles ouvert au-delà de 2030. Ceci serait facilité dans une option de prolongement de durée de vie du parc.

Les infrastructures envisagées par la prochaine PPI de production d'électricité devront être réalisées en accord avec la population locale. Aujourd'hui, l'opinion publique est favorable aux énergies renouvelables, moins favorable au nucléaire qu'avant la catastrophe de Fukushima, mais toujours sensible au prix de l'énergie.

Les procédures de concertation et de débat avec le public sont particulièrement importantes. C'est aussi vrai pour les réseaux qui nécessiteront des investissements importants : développement de nouvelles lignes de transport, renforcement du réseau de distribution et mise en place des réseaux intelligents… Un financement de 135 à 155 milliards d'euros est à prévoir d'ici 2030.

Les critères auxquels doit répondre le futur mix énergétique français à l'horizon 2050

Un mix énergétique approprié à la France, au sein de l'Union européenne, devrait :

- être technologiquement réaliste,
- garantir la sécurité d'approvisionnement dans un contexte européen de plus grande fragilité,
- réduire nos émissions de gaz à effet de serre et favoriser notre compétitivité.

Compte tenu des multiples incertitudes auxquelles la France sera confrontée, le mix énergétique devrait rester flexible et ne pas exclure trop tôt certaines options technologiques.

Les principaux enseignements de l'analyse

Il s'agit d'évaluer la pertinence des représentations du futur ainsi mises sous forme de scénarios et les limites de l'analyse. Les forces et faiblesses des systèmes énergétiques ont été étudiées et l'importance de certains enjeux soulignée.

Quatre grands scénarios sont à l'étude :

- l'accélération du passage à la 3ème voire la 4ème génération de réacteurs,
- la réduction progressive du nucléaire,
- la sortie complète du nucléaire,
- la prolongation de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel.

Ces différents scénarios sont ainsi appréciés en termes :

- d'émissions de CO_2,
- d'emplois,
- de coût,
- de prix de l'énergie,
- et de sécurité des approvisionnements.

Pertinence des représentations du futur correspondant aux scénarios étudiés

Plusieurs scénarios de prospectives énergétiques relatifs à la France ont été publiés, notamment ceux de Négawatt, Négatep, Global Chance, AREVA, CEA, UFE, Enerdata/DGEC, RTE.

Chaque scénario incarne des visions contrastées et des méthodologies diverses. Certains ont des orientations marquées par un objectif de sortie du nucléaire, d'autres sont plus dans une optique de baisse des émissions de CO_2, et d'autre enfin ont étudié différentes options concernant en particulier la part du nucléaire (sortie, part de 50 % ou 70 % dans la production en 2030, EPR accéléré).

Les scénarios étudiés s'appuient sur un large éventail de représentations des systèmes énergétiques qui mériteraient d'être complétés concernant la demande d'énergie car la prise en compte de l'évolution de cette demande est déterminante dans la construction de ces représentations.

Pour l'élaboration des prochaines PPI, exercices prospectifs structurants pour la France, il paraît souhaitable d'investir dans un ensemble d'outils de modélisation plus complet, permettant en particulier de mieux évaluer le gisement d'économies d'énergie réellement accessible. De tels outils permettraient aussi de mieux arbitrer entre des mesures d'économies d'énergie et des mesures de décarbonisation de l'outil de production.

Il est également apparu difficile d'évaluer quantitativement les conséquences sur les réseaux de transport et de distribution du déploiement des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Idées fortes pour un futur mix énergétique français

Malgré ces limitations, l'analyse des scénarios permet de tirer quelques enseignements suffisamment robustes aux incertitudes de l'exercice :

- il est nécessaire d'investir pour atteindre l'objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre, quelque soit l'option retenue. Une distinction est à faire entre l'horizon 2030 et l'horizon 2050, le premier étant relativement contraint en ce qui concerne les technologies à utiliser, alors que le second laisse place à davantage d'opportunités et d'incertitudes pour lesquelles il faut se préparer. L'impact sur les réseaux peut être déterminant dans l'évaluation des différents scénarios ;
- au delà de 2020, les scénarios faisant appel à beaucoup d'énergies renouvelables peuvent avoir un impact qui nécessiterait des investissements d'adaptation considérables sur les réseaux.
- en termes de politique industrielle et de recherche et développement (R&D), les enjeux de la « croissance verte » devraient être abordés avec ambition mais lucidité : la France ne pourra pas être présente sur chacun des maillons de la chaîne de valeur de toutes les énergies et il faudra donc s'appuyer sur nos avantages comparatifs, en termes de tissu industriel, de R&D etc.
- concernant spécifiquement la R&D, une priorité paraît devoir être donnée aux véhicules décarbonés, aux capacités de stockage et plus généralement s'agissant des énergies renouvelables, aux technologies encore peu matures pour lesquelles l'expérience déjà acquise et la maîtrise des brevets futurs peuvent être créatrices de valeur (captage et stockage du CO_2 ou photovoltaïque par exemple).

Conditions de réalisation et impacts globaux de 4 scénarios de mix énergétique, en fonction du rôle joué par le nucléaire

Il ressort de l'analyse des 4 scénarios que la limitation de la durée d'exploitation à 40 ans affecterait tout ou partie des piliers de la politique énergétique française : la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement (notamment vis-à-vis du changement climatique) et la compétitivité économique.

Les prix relatifs des énergies ou les montants d'investissements sont des paramètres difficiles à prévoir. Malgré les limites de cet exercice, la Commission « Energies 2050 » propose des estimations. Elles indiquent, que quel que soit le jeu d'hypothèses utilisé, que le coût moyen d'un MWh électrique à l'horizon 2030 est le moins élevé dans le cas d'une prolongation du parc nucléaire.

Le non-prolongement de réacteurs potentiellement capables de produire 10 ou 20 ans de plus induit une perte de valeur, accentuée par le remplacement par des équipements dont le fonctionnement serait dans tous les cas plus onéreux. L'ordre de grandeur économique de cette perte de valeur serait d'une centaine de milliards d'euros voire plus.

Néanmoins, cet effet joue surtout à moyen terme car ensuite, le coût des EnR devrait baisser jusqu'à atteindre leur maturité. En ce qui concerne les énergies fossiles, plus chères que le nucléaire historique mais dans la zone de compétitivité avec le nouveau nucléaire, les choix impactent surtout les émissions de CO_2 et leur pertinence dépendra du coût affecté aux émissions.

Le mix électrique déterminera le coût du MWh, et par là même le prix de l'électricité, dont les impacts sur l'économie seront prépondérants. Une réduction à 20 % de la part du nucléaire à l'horizon 2030 pourrait se traduire par un renchérissement du prix de l'électricité de 20 à 30 % par rapport à un maintien de la part du nucléaire.

Par ailleurs, la composition du mix électrique aura aussi des conséquences en termes d'emplois dans le secteur de la production d'électricité avec des variations de quelques milliers voire de dizaines de milliers d'emplois en fonctions des scénarios. Ces changements devront donc être accompagnés par des politiques de reconversion ou de formation adaptées. Il est en revanche certain qu'une hausse des prix de l'électricité, même si elle contribuera à faire baisser la demande, affectera le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises, la balance commerciale et l'emploi. Les modèles indiquent que l'effet prix sera de plus grande ampleur sur l'ensemble de l'économie nationale, avec un nombre important de pertes d'emplois suivant les scénarios de réduction de la part du nucléaire, compris entre 100 000 et 200 000 emplois.

SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS DU RAPPORT « ENERGIES 2050 »

par Jacques **PERCEBOIS** et Claude **MANDIL**

L'analyse des scénarios énergétiques à 2050, effectuée dans le corps du rapport, apporte des réponses aux questions posées par la lettre de mission du ministre, en particulier sur la place souhaitable du nucléaire. Elle montre tout d'abord le rôle essentiel que doivent avoir les actions d'efficacité énergétique.

Pour ce qui concerne l'énergie nucléaire, question centrale en ce moment dans le débat politique national, elle montre que la trajectoire optimale pour notre pays consiste à prolonger la durée de vie des centrales existantes aussi longtemps que l'autorité de sûreté nucléaire le permettra, à prévoir un petit nombre d'EPR pour lisser la production au moment de la fermeture des centrales les plus anciennes, et à préparer l'avenir en poursuivant, au côté du développement des énergies renouvelables, le développement de la génération 4, tout en laissant ouverte la question de la part du nucléaire en 2050 et même en 2030.
Celle-ci dépendra en effet de plusieurs facteurs : réussite des politiques de maîtrise de la demande, baisse des coûts des énergies renouvelables, percées technologiques, retour d'expérience sur le fonctionnement des EPR français et étrangers, prix du gaz naturel.

Mais en outre, les débats du groupe de travail ont mis en lumière quelques données de base qui doivent être prises en compte lors de toutes les décisions de politique énergétique à venir.

1. Il n'existe ni énergie sans inconvénients, ni scénario idéal, ni trajectoire idéale pour y parvenir. Chaque scénario implique des choix entre différents avantages et inconvénients, et l'opinion publique doit en être clairement informée. Les analyses partielles ou simplistes, celles qui présentent les avantages en oubliant les inconvénients, devraient être proscrites d'où qu'elles proviennent. Certains scénarios ne sont envisageables qu'au prix de révolutions dans les comportements individuels et sociaux, qui ne nous semblent ni crédibles, ni souhaitables. Il faudra certes adapter fortement nos comportements à de nouvelles contraintes, notamment pour économiser une énergie qui risque d'être chère et largement polluante, mais pas au prix de scénarios qui prônent la mise en œuvre d'une société autarcique et qui ne ferait que gérer la pénurie dans tous les domaines de la vie courante.

2. Notre pays n'est pas un isolat énergétique ; il s'approvisionne sur des marchés mondiaux, il participe pleinement à la grande œuvre de progrès et de solidarité qu'est l'Union européenne, ses entreprises se développent et sont en compétition sur les marchés mondiaux, la contrainte climatique est mondiale, la crise financière est durable et profonde. Cela ne signifie pas qu'aucune politique autonome n'est possible, mais qu'on ne peut pas agir comme si l'extérieur était insignifiant.

Or les tendances lourdes de l'évolution du paysage énergétique mondial sont décrites dans les publications récentes de l'AIE, et elles sont souvent très différentes de ce que nous percevons comme nécessaire ou souhaitable : croissance continue de la demande d'énergie et en particulier d'électricité, tirée par les besoins des économies émergentes, place durablement prépondérante des énergies fossiles et en particulier du charbon, maintien du pétrole comme énergie de choix pour les besoins de transport, développement spectaculaire de la production des hydrocarbures non conventionnels (pétrole et gaz), part croissante mais modérée des énergies renouvelables et du nucléaire, maintien d'une grande partie de l'humanité dans un état de pauvreté énergétique insupportable.

Nous ne pouvons pas nier ce contexte, nous devons nous y insérer. Quels que soient les choix qui seront faits il faudra investir massivement et il faudra le faire en tenant compte des perspectives qui s'offriront à la France dans les pays émergents et des données de la construction européenne.

3. En particulier, la contrainte du changement climatique est considérable. D'après l'AIE, les émissions mondiales de gaz à effet de serre créées par la production ou l'utilisation de l'énergie sont d'environ 30 milliards de tonnes par an et risquent, même avec les politiques ambitieuses décidées dans plusieurs pays, de dépasser 35 milliards de tonnes en 2035, alors que pour avoir des chances raisonnables de respecter l'objectif de Cancun (augmentation de la température moyenne à long terme limitée à 2°C) les émissions ne devraient pas dépasser 20 milliards de tonnes en 2035 et 13 en 2050.

Il s'agit réellement d'opérer sans délai un changement complet de trajectoire et cela signifie que tous les outils à notre disposition seront nécessaires. C'est vrai pour l'offre : il faudra plus de renouvelables, plus de nucléaire, encore beaucoup d'énergie fossile et donc de la capture et de la séquestration du dioxyde de carbone, mais c'est tout aussi vrai pour la demande : le point commun entre tous les scénarios que nous avons examinés est le rôle primordial de la sobriété (réduire la consommation de services énergétiques) et de l'efficacité (réduire la consommation d'énergie pour un même service rendu). Certes l'Europe, et a fortiori notre pays ne peuvent pas à eux seuls apporter la solution à ce défi et il serait dangereux pour l'économie européenne de vouloir faire cavalier seul, mais en sens inverse personne ne comprendrait que notre continent ne fasse pas sa part de l'effort indispensable.

En d'autres termes, et sans sous-estimer la contrainte liée à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles, c'est la contrainte environnementale qui prend aujourd'hui le pas sur celle du « peak-oil ». La stratégie engagée par notre pays par le Grenelle de l'environnement prend bien en compte, jusqu'en 2020, le besoin de maîtrise de la demande et de diversification de l'offre. Il s'agit maintenant de voir plus loin.

4. Beaucoup des politiques nécessaires vont impliquer de manière croissante les collectivités locales et en particulier les municipalités. C'est évident pour la maîtrise de l'énergie, avec les deux cibles prioritaires qui sont l'habitat et le transport. C'est vrai également pour le développement des énergies renouvelables décentralisées, le développement des réseaux de chaleur et la mise en place réussie des « smart grids ».

5. De fait, personne ne peut prédire ce que sera le paysage énergétique en 2050.
Qu'il suffise de penser à ce que nous aurions écrit fin 1972 sur des scénarios énergétiques pour les quarante années à suivre jusqu'en 2012 ! L'incertitude porte sur tous les domaines : elle est technologique, économique, politique, financière et même démographique.

La flexibilité est donc essentielle : une caractéristique indispensable d'un scénario acceptable est la possibilité d'en changer en cours de route pour tenir compte de l'imprévu, et quel que soit le scénario à long terme, nous devrons à court terme prendre les décisions de moindre regret et celles qui évitent de fermer prématurément des options qui pourraient ultérieurement se révéler indispensables.

Un certain nombre des scénarios étudiés n'entrent pas dans ces catégories: ceux qui se passent d'un effort sur la sobriété et l'efficacité, bien sûr, mais aussi ceux qui font l'impasse sur la R&D en capture et séquestration du CO_2 (CSC) ou dans le domaine du stockage de l'électricité, car nous pourrons en avoir besoin à l'avenir, ou ceux qui comportent la fermeture de centrales nucléaires avant que ce soit exigé par l'autorité de sûreté.

6. C'est l'occasion de dire ici le parti que nous avons pris sur la question de la sûreté de l'énergie nucléaire : nous avons refusé d'avoir un avis autonome sur le sujet. La France dispose d'une Autorité de sûreté nucléaire (ASN) exigeante, compétente et indépendante. Conformément à la loi « transparence et sécurité en matière nucléaire » du 13 juin 2006, l'ASN communique aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire son avis indépendant sur le niveau de sûreté des installations qu'elle contrôle. Nous considérons donc comme sûre une installation nucléaire dont l'Autorité de sûreté a déclaré le niveau de sûreté acceptable.

En revanche il serait préoccupant que la démarche de sûreté ne soit pas portée au même niveau que le nôtre dans tous les pays qui ont fait le choix de l'énergie nucléaire et que se développe une sûreté nucléaire à deux vitesses. Nous recommanderons que la France prenne toutes les initiatives utiles pour que cette situation soit évitée, en améliorant la gouvernance mondiale de la sûreté.

7. Le développement de l'énergie éolienne, mais aussi du photovoltaïque au-delà de 2020, pose un problème d'intermittence qu'il ne faut pas sous-estimer dès que la part de ces énergies dans la production nationale d'électricité devient significative. Une grande attention doit être apportée à toutes les perspectives de stockage massif de l'énergie et de gestion de la demande, sans passer leurs coûts sous silence ; certes les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) apportent une réponse utile mais limitée, mais tant que d'autres solutions ne seront pas disponibles et compétitives, des centrales à gaz (dont le financement sera problématique) devront assurer la permanence de la production ; le « foisonnement », même à

l'échelle de l'Europe, ne permet pas d'exclure une situation d'absence de vent pendant plusieurs jours consécutifs.

En tout état de cause l'investissement sur les réseaux de transport et de distribution doit être amplifié et les procédures d'acceptation des lignes aériennes par le public simplifiées. Une attention particulière doit également être apportée à la gestion de la pointe électrique et aux conséquences sur la volatilité des prix de l'électricité, sur le marché spot, que ferait peser un développement massif des énergies renouvelables en l'absence de solutions de stockage de cette électricité.

8. Les notions de coût et de financement sont particulièrement importantes pour au moins deux raisons. La première est que tous les scénarios s'accordent sur une perspective de hausse durable des coûts énergétiques : demande croissante, raréfaction de l'offre bon marché, coût croissant des équipements et des matières premières, coût de la sûreté et de la protection de l'environnement, nécessité de financer les conséquences de l'intermittence des énergies renouvelables, tous ces facteurs augurent de prix des énergies de plus en plus élevés pour le consommateur final. Pour l'électricité il n'y a pas que le prix du kWh aux bornes de la centrale qui est concerné, il faut aussi tenir compte des coûts liés à l'entretien et au développement des réseaux.

En outre la hausse de la CSPE semble inéluctable sauf à abandonner renouvelables et péréquation tarifaire Raison de plus pour ne pas « en rajouter » en faisant supporter au kWh des coûts qui auraient pu être évités par des choix énergétiques moins dispendieux ; la compétitivité du prix de l'électricité est un atout de l'économie française et doit le rester.

La seconde raison est que presque tous les choix de politique énergétique à notre disposition sont extrêmement capitalistiques : c'est vrai de l'efficacité énergétique, en particulier dans le gisement le plus important, celui de l'habitat existant , c'est vrai de l'électricité renouvelable, et encore plus si on prend en compte la nécessité d'installations de « back-up » pour compenser l'intermittence de l'éolien et dans une moindre mesure du photovoltaïque, c'est vrai des nouvelles centrales nucléaires, c'est vrai de la capture et de la séquestration du CO_2, c'est vrai des interconnexions électriques et gazières ; dans tous ces cas de lourdes dépenses en capital précèdent les revenus ou les atténuations de dépenses. Il ne s'agit pas là d'une constatation nouvelle, mais le contexte financier mondial actuel rend cette situation particulièrement préoccupante et confère un avantage aux rares solutions peu capitalistiques qui sont la sobriété énergétique (consommer moins de services énergétiques), les cycles combinés à gaz et naturellement la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes aussi longtemps que l'autorité de sûreté nucléaire le juge possible.
A cet égard, même si on ne connaît pas encore le coût exact des mesures imposées par l'ASN à EDF pour autoriser la prolongation de la durée de vie des centrales en incluant les travaux dits « post-Fukushima », il semble bien ces coûts doivent rester très en dessous de1000€/kW installé, c'est-à-dire nettement inférieurs à ceux de n'importe quelle solution alternative, qu'elle soit fossile ou renouvelable.

La contrainte économique et financière impose donc de recourir en priorité aux solutions les moins coûteuses. Encore faut-il avoir évalué les coûts ; certains des scénarios étudiés ont refusé de considérer le coût de leurs propositions ; nous pensons que cette attitude n'est pas responsable.

9. Lié à la question du financement est le déficit particulièrement préoccupant de notre balance commerciale, qui est à peu près exactement égal à celui de la balance énergétique ; même s'il s'agit d'une coïncidence, elle est frappante. Plus que la notion d'indépendance énergétique, qui est de toute façon limitée par la géographie et la géologie et qui n'assure pas la sécurité avec certitude, c'est ce problème qui justifie que l'on porte une attention particulière d'une part à la maîtrise de la demande, d'autre part aux énergies dont la production comporte une valeur ajoutée nationale importante, sans oublier les métaux et les terres rares dans le calcul.

Il s'agit notamment du nucléaire et de certaines énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, en particulier la valorisation de la ressource en bois, éolien et à un moindre degré photovoltaïque), mais aussi, faut-il le dire, des hydrocarbures conventionnels ou non, dont les réserves, si elles étaient prouvées et exploitables avec un total respect de l'environnement, apporteraient un soulagement significatif au déséquilibre des comptes extérieurs.

10. L'ampleur des programmes énergétiques à lancer au cours des prochaines années invite à examiner la possibilité de retombées industrielles créatrices d'emplois et notamment d'emplois qualifiés. Il s'agit en effet d'une perspective très attractive, mais qu'il faut étudier avec sérieux et en évitant les conclusions hâtives et les erreurs de jugement. Quatre règles nous paraissent s'imposer à cet égard :

- on ne crée pas une filière industrielle en la fondant prioritairement sur le marché intérieur (sauf naturellement pour ce qui concerne les activités artisanales d'installation et d'entretien), il faut considérer le marché mondial en prenant en compte les stratégies énergétiques souvent différentes des principaux grands pays mondiaux ; à titre d'exemple, il est peu probable que la France connaisse prochainement une croissance importante du photovoltaïque ou de la CSC sur son territoire, mais puisque ces technologies sont appelées à un fort développement mondial, il serait absurde de ne pas les considérer si l'industrie française peut y exceller (ce qui est le cas) ;

- on ne lâche pas la proie pour l'ombre en sacrifiant une filière énergétique française d'excellence : la France est le pays de référence dans le monde dans le domaine nucléaire, il serait irresponsable d'abandonner toute présence sur cette technologie au moment où la Chine, l'Inde, la Corée du Sud et la Russie deviennent des acteurs importants ; dans tous les cas il y aura des besoins dans le démantèlement des centrales et le savoir-faire français pourra être valorisé ;

- les seules emplois industriels durables sont ceux qui sont créés par une activité non subventionnée, car autrement on détruit ailleurs plus d'emplois qu'on n'en a créés. En d'autres termes on créera des filières industrielles compétitives non en maintenant durablement des tarifs d'achat subventionnés, mais par en favorisant par des outils appropriés des projets innovants appuyés par des programmes de recherche, de développement et d'innovation associant laboratoires publics et groupes industriels, grands et petits, en visant le marché mondial. Il ne faut donc pas exclure qu'une partie de la production soit effectuée dans d'autres pays que le nôtre ;

- o les transitions que cette nouvelle donne industrielle implique devront être accompagnées de manière anticipée par une réorientation de l'effort de formation des professions concernées.

Des places sont à prendre ou à maintenir dans de nombreux domaines, nucléaire, photovoltaïque, éolien offshore, biocarburants des générations futures stockage de l'électricité, gestion intelligente de l'énergie et notamment réseaux intelligents, CSC, efficacité énergétique dans les secteurs des transports et du résidentiel-tertiaire, entre autres. C'est dans ces domaines que les efforts de R&D en partenariat privé-public doivent être privilégiés.

11. La France bénéficie, grâce aux décisions passées, d'une énergie à un prix généralement acceptable et en particulier d'une électricité à un prix nettement moins élevé que ses voisins. Mais nous avons déjà souligné que tous les facteurs de coût vont orienter durablement les prix à la hausse. Il est important que les consommateurs subissent, sauf exception, ces hausses sans atténuation. Des prix maintenus artificiellement à un niveau insuffisant sont triplement nocifs : ils impliquent des subventions destructrices d'emploi et incompatibles avec l'état des finances publiques, ils donnent aux consommateurs un signal erroné les dissuadant de pratiquer des économies d'énergie, et ils empêchent les opérateurs de dégager l'autofinancement nécessaire à leurs investissements.

La vérité des prix de l'électricité requiert notamment que la tarification tienne davantage compte des problèmes de pointe et il importe donc de porter une attention particulière aux mécanismes permettant de mieux valoriser l'effacement de la demande ou la mise en place de capacités de production de pointe. Cette politique de vérité des prix, indispensable, pose un problème difficile pour deux catégories de consommateurs : les ménages en situation de précarité et les entreprises « énergie-intensives ».

Ces deux catégories doivent recevoir les atténuations nécessaires, adaptées à la réalité de leur situation, mais il serait très regrettable que tous les problèmes, de nature complètement différente, soient traités de la même façon c'est-à-dire par la gestion administrative des tarifs.
Nous avons noté avec intérêt et une certaine perplexité que le gouvernement allemand, qui reconnaît les conséquences tarifaires de ses décisions récentes sur le nucléaire, semble décidé à en éviter le surcoût à ses entreprises électro-intensives, par une série de moyens (recyclage des certificats ETS, tarification spéciale du transport), dont on pourrait s'inspirer dans la mesure où ils sont compatibles avec le droit communautaire.

12. Le Marché Intérieur Européen apporte aux économies des pays membres de grands avantages : il accroît la sécurité à un coût raisonnable en permettant la solidarité et donne aux différents acteurs économiques la possibilité d'exercer une liberté fondamentale : celle de choisir leur fournisseur. Il doit donc être défendu contre les attaques qu'il subit.

Cela étant dit, il n'est pas contradictoire d'affirmer que, tel que ce marché a été bâti, il ne permet pas de résoudre les problèmes qui se posent aujourd'hui et qui exigent que les Etats-membres et l'Union en tant que telle puissent prendre des décisions politiques sur le mix énergétique et que les investissements nécessaires soient financés ; or on voit bien que ce n'est pas le cas aujourd'hui, par exemple pour la prise de décision sur les interconnexions transfrontières, les flux de rebours gaziers ou le financement des centrales de « back up ». On voit bien également que la décision

unilatérale de l'Allemagne sur la sortie du nucléaire, quelque légitime qu'elle soit pour un pays souverain, entraîne des conséquences parfois très difficiles à gérer pour ses voisins et pour l'Union prise globalement. Il faudra revoir en profondeur l'architecture du marché intérieur.

* *
* * *

POUR CLORE ET RESUMER CETTE SYNTHESE, NOUS AIMERIONS FORMULER QUELQUES RECOMMANDATIONS :

Recommandation n° 1 : faire de la sobriété et de l'efficacité énergétique une grande cause nationale ; lancer des appels à proposition afin de mobiliser la R&D et l'innovation dans ce domaine en privilégiant les secteurs du bâtiment et des transports.

Recommandation n° 2 : pour chaque décision de politique énergétique, évaluer le coût et l'effet sur les finances publiques, sur la balance commerciale, sur les émissions de CO_2 et sur l'emploi (à la fois en postes et en qualifications créés), par comparaison avec une décision différente, afin de dégager des priorités.

Recommandation n° 3 : s'interdire toute fermeture administrative d'une centrale nucléaire qui n'aurait pas été décidée par l'exploitant à la suite des injonctions de l'autorité de sûreté.

Recommandation n° 4 : s'engager courageusement dans une politique de vérité (c'est-à-dire de hausse) des prix de l'énergie et des émissions de CO_2, en traitant de façon spécifique et différente le cas de la précarité et celui des industries grosses consommatrices.

Recommandation n° 5 : prendre l'initiative de proposer à nos principaux partenaires européens un réexamen en profondeur des règles du marché intérieur de l'énergie : celui-ci doit permettre le financement des investissements nécessaires, en particulier ceux permettant d'assurer la pointe, et assurer la cohérence des décisions des acteurs

Recommandation n°6 : envisager une initiative dans le domaine de l'harmonisation internationale des règles et des pratiques de sûreté nucléaire afin de faire converger ces règles et pratiques vers le niveau le plus élevé

Recommandation n° 7 : maintenir, voire accroître l'effort de recherche publique dans le domaine de l'énergie, en coopération internationale et en accordant une priorité absolue aux programmes mis en œuvre conjointement par des laboratoires publics et des entreprises innovantes, grandes ou petites, capables de s'attaquer au marché mondial. Les renouvelables et le stockage de l'énergie devront recevoir une attention toute particulière.

Recommandation n° 8 : ne pas se fixer aujourd'hui d'objectif de part du nucléaire à quelque horizon que ce soit, mais s'abstenir de compromettre l'avenir et pour cela maintenir une perspective de long terme pour cette industrie en poursuivant le développement de la génération 4. La prolongation de la durée de vie du parc actuel nous paraît donc la solution de moindre regret (sous la condition absolue que cela soit autorisé par l'ASN).

ANALYSE DES 4 OPTIONS

OPTIONS / CRITERES		COUT COMPLET DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE 2030	ÉMISSIONS DE CO2 EN 2030	EMPLOIS EN 2030	SECURITE ENERGETIQUE
1. Accélération du passage à la troisième génération		de 60 à 73 €/MWh	~ 25 MtCO2/an	N'a pas pu être mesuré	Stable
2. Prolongation de l'exploitation du parc actuel		52 à 59 €/MWh	~ 25 MtCO2/an	Stable	Stable
3. Réduction progressive du nucléaire		de 69 à 79 €/MWh	Entre 30 et 50 MtCO2/an	Ordre de grandeur : baisse de 100 000 à 150 000	Diversification des sources, mais augmentation des importations de combustibles fossiles
4. Sortie complète du nucléaire	Substitution par les énergies renouvelables	de 92 à 102 €/MWh	~ 45 MtCO2/an selon le backup	En ordre de grandeur : supérieur à 200 000	Possibles problèmes de sécurité sur le système électrique
	Substitution par les énergies fossiles	80 à 89 €/MWh	~ 120 MtCO2/an selon le backup		Augmentation des importations de combustibles fossiles

SYNTHESE DE L'ANALYSE DES 4 OPTIONS D'EVOLUTION DE L'OFFRE DE L'ELECTRICITE EN FRANCE

Présentation des quatre options

La commission « Energies 2050 » avait pour objectif d'analyser différents scénarios possibles de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050. Dans ce cadre, 4 options d'évolution de l'offre d'électricité ont été analysées qui correspondent à plusieurs des scénarios :

1- **accélération du passage à la 3ème génération du nucléaire**
2- **réduction progressive du nucléaire**
3- **sortie du nucléaire**
4- **prolongation d'exploitation du parc actuel**

L'analyse de ces quatre options a été réalisée au regard des critères tels que le coût de l'électricité, les besoins d'investissements, les émissions de CO_2 et, autant que faire se pouvait compte tenu de la contrainte de temps, l'impact sur l'emploi, le PIB, l'influence sur la balance commerciale de la France et les enjeux de sécurité d'approvisionnement.

Parmi les 4 options étudiées, les coûts complets de production ont été évalués : coûts d'investissement/exploitation, maintenance et combustible. Les coûts de maîtrise de la demande, les coûts de gestion des réseaux et les coûts de « back-up »[1] induits par chacune des options n'ont pas pu être pris en compte.

Les hypothèses de temps de fonctionnement des centrales à cycle combiné au gaz (CCG) influent largement sur le coût complet de production. Or pour simplifier, il a été estimé que les CCG en remplacement de centrales nucléaires fonctionnent en base (7000 h/an) et que les CCG qui viennent en appui des énergies intermittentes fonctionnent 2500 h/an. Dans l'idéal, il faudrait calculer leur temps de fonctionnement précis pour chaque option.

Pour ce qui est de l'emploi et du PIB, malgré les incertitudes, il ressort de l'analyse que l'emploi dans le secteur de la production d'électricité varie très peu d'une option à l'autre. Le facteur déterminant est en fait le coût de l'électricité, qui influe sur le pouvoir d'achat des consommateurs.

Il convient également de rappeler que le manque à gagner lié à la décision d'arrêter à 40 ans une tranche nucléaire jugée sûre pour un fonctionnement jusqu'à 60 ans est très élevé. Par exemple, le coût actualisé en 2012 d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans de Fessenheim (en valeur actualisée

[1] *Le principe du « back-up » correspond aux moyens de production mis en place pour pallier les énergies intermittentes lorsqu'elles ne produisent pas (remplacement par des énergies fossiles).*

2012) est de l'ordre du milliard d'euros (soit 2 milliards d'euros en valeur actualisée en 2020 lors de l'arrêt à 40 ans).

Dans toutes les options, les investissements dans les réseaux de transport et de distribution seront massifs. Pour la seule électricité, ils ont été évalués entre 135 et 155 milliards d'euros en fonction de la part des EnR dans le mix énergétique. Les trois quarts de ces investissements devront être dépensés dans le réseau de distribution d'électricité.

Option 1 : accélération du passage à la 3ème génération du nucléaire

Dans cette option, il s'agit de remplacer les réacteurs existants par des réacteurs de 3ème génération (type EPR) dès qu'ils atteignent leur 4ème visite décennale (« 40 ans »[2]).

Défis :

Cette option nécessite de relever deux défis principaux : être en capacité de construire au moins deux EPR par an pendant 10 ans (de 2020 à 2030), ce qui nécessiterait un rodage de l'ensemble de la chaîne industrielle. Atteindre ce rythme en 2020 semble difficilement réalisable. Par ailleurs, il faudra satisfaire un besoin d'investissement de 10 à 12 milliards d'euros par an pendant plus de 10 ans.

Coût de l'électricité en 2030 :

Le coût complet de production de l'électricité a été estimé entre **60 et 73 €/MWh** en 2030 pour les scénarii d'accélération du passage à la 3ème génération étudiés par la Commission. Ces chiffres doivent toutefois être interprétés avec précaution, car ils dépendent fortement des hypothèses de coût de production de l'électricité d'un EPR (il a été retenu une fourchette de 55 à 75€/MWh). En dynamique, le coût croîtrait avec le renouvellement du parc nucléaire, puis se stabiliserait sur longue période compte tenu de la durée de vie des EPR.

Emission de CO_2 :

Pour cette option, les émissions de CO_2 du secteur électrique sont similaires à celles d'une option de prolongation du parc existant (25 $MtCO_2$ en 2030).

PIB, emplois et balance commerciale :

Cette option n'a pas pu faire l'objet, dans le temps imparti à la Commission, d'une modélisation macroéconomique suffisante. Il faudrait tenir compte d'ici 2030 des investissements à financer pour la construction des réacteurs et de coûts de production relativement élevés dans une première période, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur l'emploi.

Sécurité énergétique :

La sécurité énergétique serait maintenue à un niveau similaire à celui d'aujourd'hui.

[2] *La visite décennale ne coïncide pas exactement avec le 40ème anniversaire. Elle survient en général 2 ans plus tard.*

Option 2 : réduction progressive du nucléaire

Dans cette option, les réacteurs nucléaires sont déclassés au bout de 40 ans et remplacés « 1 pour 2 » par des réacteurs de génération 3 (EPR). Autrement dit, un EPR serait systématiquement construit dès que deux réacteurs existants seraient fermés, ce qui se produirait après 40 ans d'exploitation. En 2030, la part du nucléaire dans la production d'électricité pourrait être comprise entre 40% et 60% selon les scénarios étudiés. Le reste du remplacement du parc se fait avec un mix d'énergies renouvelables (principalement par l'énergie éolienne puis photovoltaïque) et de centrales thermiques fossiles (CCG principalement).

Défis :
Cette option entraîne une perte de valeur liée à l'arrêt anticipé des centrales nucléaires (à 40 ans au lieu de 60 ans), nécessite un soutien aux énergies renouvelables, un maintien d'une compétence nucléaire pour gérer le parc, et une limitation des émissions de CO2. Ces options supposent un fort développement des capacités d'interconnexion du réseau électrique avec les pays voisins.

Coût de production de l'électricité en 2030 :
Le coût complet de production va de **69 à 79 €/MWh** selon les hypothèses retenues de prix du nucléaire et du gaz.

Emission de CO_2 :
Les émissions de CO_2 du secteur électrique en 2030 passeraient à plus de 30 MtCO2/an (elles sont d'environ 25 MtCO_2/an dans le cas d'un maintien de la puissance nucléaire installée).

PIB et emploi :
A partir d'une première analyse macro-économique, le rapport constate en 2030, par rapport à une option de maintien à 70% de la part du nucléaire, en ordre de grandeur :

- une baisse d'environ 0,6 point de PIB
- une baisse de 100 000 à 150 000 emplois.

Balance commerciale :
Cette option aboutit à une dégradation de la balance commerciale avec une moindre capacité à exporter de l'électricité et plus d'importations de combustibles fossiles.

Sécurité énergétique :
Les sources d'énergie sont plus diversifiées par rapport à une option de prolongation du nucléaire. En revanche, les importations de combustibles fossiles augmentent et entraînent une dépendance accrue vis-à-vis des pays producteurs de pétrole.

Option 3 : sortie du nucléaire

L'hypothèse est faite que les réacteurs nucléaires sont fermés au bout de 40 ans pour être remplacés soit plutôt par des énergies renouvelables, soit plutôt par des installations à combustibles fossiles.

Défis :
Les défis sont identiques à ceux d'une sortie partielle du nucléaire (perte de valeur liée à l'arrêt anticipé des centrales, soutien aux EnR, maintien d'une compétence nucléaire pour gérer le parc, limitation des émissions de CO2) mais avec une contrainte de temps plus sévère. Elle impose des investissements plus importants, un bouleversement du réseau de transport/distribution et un renoncement, au moins dans un premier temps, aux nouveaux usages de l'électricité comme les véhicules électriques.

Coût de production de l'électricité en 2030 :
Le coût complet de production des scénarios évoqués va de **92 à 102 €/MWh** avec un important recours aux énergies renouvelables, et de **80 à 89 €/MWh** lorsque les énergies fossiles sont privilégiées.

Emission de CO_2 :
Les émissions de CO_2 du secteur électrique en 2030 passeraient, selon le niveau de « back-up », à environ **45 MtCO2/an** en cas de fort développement des énergies renouvelables, voire à près de **120 MtCO2/an** si les technologies fossiles sont privilégiées. Dans le cas d'un maintien de la puissance nucléaire installée, les émissions de CO2 s'élèveraient à 25 $MtCO_2$/an.

PIB et emploi :
A partir d'une première analyse macro-économique, par rapport à l'option d'un maintien à 70% de la part du nucléaire dans la production d'électricité, avec un scénario type « 20 % de nucléaire » le rapport met en évidence en ordre de grandeur pour 2030 :

- une réduction de 0,9 point de PIB
- une diminution de 200 000 emplois

Le coût de production des moyens se substituant au nucléaire peut être en moyenne deux fois supérieur. Ainsi, la perte de valeur pourrait atteindre 20 milliards d'euros par an une fois le parc remplacé. Au total, le coût d'une sortie totale du nucléaire pourrait être de l'ordre de **100 milliards d'euros sur 2010-2030 en valeur actualisée (perte de PIB**).

Balance commerciale :
La balance commerciale dans cette option est dégradée puisque la capacité à exporter de l'électricité serait réduite et qu'il y aurait plus d'importations de combustibles fossiles. Elle pourrait être dégradée de :

- 10 milliards d'euros par an en cas de recours massif aux énergies renouvelables,
- 20 à 30 milliards d'euros par an en cas de recours massif aux énergies fossiles.

Sécurité énergétique :
Les effets sur la sécurité d'approvisionnement sont très variables en fonction de la technologie choisie pour remplacer lenucléaire. En cas de recours massif aux énergies fossiles, la dépendance de la France serait évidemment accrue. A l'inverse, si les énergies renouvelables intermittentes sont privilégiées, cette dépendance serait réduite mais se poserait alors la question de la sécurité du système électrique en l'absence de solution de stockage de l'électricité.

Option 4 : prolongation d'exploitation du parc actuel

Cette option consiste à poursuivre l'exploitation des réacteurs existants jusqu'à leur 6ème visite décennale (« 60 ans »), sous réserve que d'autorisation par l'ASN.

Défis :
Il ne faut pas négliger l'importance du programme industriel nécessaire à la prolongation de l'exploitation du parc existant. Il est également nécessaire de prendre en compte le risque de fermeture prématurée d'un réacteur sur prescription de l'ASN.

Coût de production de l'électricité en 2030 :
Le coût de production de l'électricité en 2030 a été évalué entre **52 et 59 €/MWh** selon les hypothèses retenues sur le coût de production du parc historique (hypothèse d'un coût de production du parc nucléaire actuel en 2030 compris entre 35 et 43 €/MWh).
En revanche, en fonction des technologies disponibles au moment de son renouvellement et de leurs coûts, le coût de production évoluera à la hausse dans des proportions difficiles à anticiper.
A l'horizon 2050, le parc actuel serait majoritairement renouvelé, et le coût de production de l'électricité aura évolué en conséquence.

Investissements :
En dynamique, les investissements de remplacement se concentrent principalement sur les 15 prochaines années. Leur montant s'élève en cumulé à environ 55 milliards d'euros.
Les investissements massifs de renouvellement du parc interviennent à partir de 2030. Ils peuvent être anticipés dans un souci de lissage de l'effort de renouvellement et de priorité donnée à la sûreté. Ils dépendront de la technologie choisie à cet horizon pour se substituer au parc actuel.
La prolongation de l'exploitation du parc actuel présente l'avantage de donner le temps à certaines technologies potentielles de substitution, d'atteindre la maturité technique et économique. L'objectif est de maintenir une perspective de décarbonisation du mix énergétique.

Emission de CO_2 :
Les émissions de CO_2 du secteur électrique en 2030 seraient d'environ 25 $MtCO_2$/an.

PIB et emploi :
Cette option est de loin la plus avantageuse en termes de coût de l'électricité. Elle maximise le PIB et l'emploi, toutes choses égales par ailleurs (notamment en termes de demande).

Balance commerciale :
La balance commerciale pourrait être améliorée grâce à l'accroissement de compétitivité de l'économie française permise par la faiblesse relative des coûts de production de l'électricité.

Sécurité énergétique :
La situation reste identique à la situation actuelle.

Analyse des quatre options d'évolution en fonction des critères retenus

Les options ont été comparées entre elles pour montrer les différences qu'elles induisent à plusieurs niveaux : les défis, les coûts de l'électricité à l'horizon 2030, les investissements, les émissions de CO_2, ainsi que, dans la limite de l'analyse, le PIB et l'emploi, la balance commerciale et la sécurité d'approvisionnement.

Description des quatre options :

1. L'option « Accélération du passage à la 3ème génération » consiste à remplacer les réacteurs existants par des réacteurs de 3ème génération (de type EPR) dès qu'ils atteignent leur 4ème visite décennale (« 40 ans »[3]). Il s'agit d'une accélération du renouvellement du parc, dans la mesure où les centrales nucléaires existantes ne sont pas exploitées jusqu'à la fin de leur durée de vie potentielle (60 ans).

2. L'option « Réduction progressive de la part du nucléaire » fait l'hypothèse que les réacteurs nucléaires sont déclassés au bout de « 40 ans ». Deux réacteurs nucléaires seraient remplacés par un EPR. Le reste du remplacement se fait par un mix d'énergies renouvelables et de centrales thermiques fossiles (CCG principalement), selon un dosage variable. En 2030, la part du nucléaire dans la production d'électricité pourrait être comprise entre 40% et 60% selon les scénarios étudiés.

3. Pour la **« Sortie du nucléaire »,** l'hypothèse est la même que pour une réduction progressive de la part du nucléaire, à la différence que le remplacement par des EnR ou des installations à combustible fossile serait systématique au bout de 40 ans d'exploitation de chaque réacteur nucléaire.

4. L'option « Prolongation du parc actuel » consiste à poursuivre l'exploitation des réacteurs existants jusqu'à leur 6ème visite décennale (60 ans), sous réserve que cela satisfasse aux exigences de l'ASN.

Défis :

1. L'option « Accélération du passage à la 3ème génération » nécessite de relever deux défis principaux :

- être en capacité de construire au moins deux EPR par an pendant 10 ans (de 2020 à 2030). Cette hypothèse nécessiterait un rodage de l'ensemble de la chaîne industrielle. Or atteindre ce rythme en 2020 semble difficilement réalisable,
- satisfaire un besoin d'investissement de 10 à 12 milliards d'euros par an pendant plus de 10 ans.

2. L'option de réduction progressive de la part du nucléaire implique une perte de valeur, liée aux coûts induits par un arrêt anticipé des réacteurs nucléaires. Elle nécessite un soutien aux EnR, le maintien d'une compétence nucléaire pour gérer le parc. La limitation des émissions de CO_2 est un challenge, puisqu'il s'agit d'arrêter des moyens de production non émetteurs de CO_2. Cette option suppose un fort développement des capacités d'interconnexion du réseau électrique avec les pays voisins.

---

[3] *La visite décennale ne coïncide pas exactement avec le 40ème anniversaire. Elle survient en général 2 ans plus tard.*

3. Dans l'option « Sortie du nucléaire », s'ajoute aux contraintes précédentes une contrainte de temps plus sévère, car il n'y aurait pas de délais d'adaptation à ces changements. Cette option impose des investissements plus importants, un bouleversement du réseau de transport/distribution et un renoncement, au moins dans un premier temps, aux nouveaux usages de l'électricité comme les véhicules électriques.

4. Pour l'option de prolongation du parc nucléaire actuel, il ne faut pas négliger l'importance du programme industriel nécessaire à la prolongation de l'exploitation du parc existant. Le risque de fermeture prématurée d'un réacteur sur prescription de l'ASN est aussi à prendre en compte.

Coût de production de l'électricité en 2030 :

Les chiffres affichés sur le coût de l'électricité en 2030 cachent la dynamique. Le coût croît à mesure que le parc actuel est remplacé car tous les moyens de production de substitution sont plus coûteux :

- il croît plus tôt dans les options où le parc actuel est déclassé rapidement ;
- Il croît en fin de période dans l'option de prolongation. En fonction des technologies disponibles au moment de son renouvellement et de leurs coûts, le coût de production évoluera à la hausse dans des proportions difficiles à anticiper.

Ces chiffres doivent être interprétés avec précaution, car ils dépendent fortement des prix des combustibles fossiles, des évolutions des coûts d'investissement dans chacune des technologies et des hypothèses de coût de production de l'électricité retenues par les auteurs du rapport. Il a été ainsi fixé une fourchette de 55 à 75€/MWh pour l'EPR et de 35 à 43 €/MWh pour le parc nucléaire historique en 2030.

Les fourchettes de coûts de production HT de l'électricité en 2030, tels qu'ils ont été calculés dans le rapport, sont les suivantes :

- 60 à 73 €/MWh dans l'option « Accélération du passage à la 3ème génération »
- 69 à 79 €/MWh dans l'option « Réduction progressive du nucléaire »
- 80 à 89 €/MWh dans l'option « Sortie du nucléaire » en privilégiant les énergies fossiles
- 92 à 102 €/MWh selon le degré de pénétration des EnR dans l'option « Sortie du nucléaire » avec un important recours aux énergies renouvelables
- de 52 à 59 €/MWh dans l'option « Prolongement du parc nucléaire actuel »

Investissements :

1, 2, 3, & 4. A l'horizon 2050, quelle que soit l'option, le parc nucléaire historique aura dans sa grande majorité été remplacé. Par conséquent, le volume des investissements cumulés à l'horizon 2050 intègre dans tous les cas le remplacement du parc actuel.
4. La dynamique des investissements est différente entre une option de prolongation du parc actuel et les autres car ces derniers concentrent des investissements massifs sur la période 2020-2030. Une option de prolongation permet de bénéficier des éventuels « effets d'apprentissage » et donc de réduction de coût d'investissement dans certaines technologies, pouvant intervenir d'ici 2040.

Emissions de CO_2 :

1 & 4. Dans les options de prolongation du parc actuel ou d'accélération du passage à la 3ème génération, les émissions de CO_2 du secteur électrique sont de l'ordre de 25MtCO_2 en 2030.

2 & 3. La sortie partielle ou totale du nucléaire induit une hausse des émissions de CO2. Même si le remplacement se fait majoritairement par des EnR, les moyens de back-up devront être assurés avec des énergies fossiles. Les émissions s'élèventà plus de 30 MtCO2/an en 2030 en cas de sortie partielle[4], à environ 45 MtCO2/an en cas de sortie totale avec un fort développement des énergies renouvelables et à près de 120 MtCO2/an en cas de sortie totale si les technologies fossiles sont privilégiées.

PIB et emploi :

1. L'accélération du passage à la 3ème génération n'a pas pu faire l'objet d'une modélisation macroéconomique suffisante. Il faudrait tenir compte d'ici 2030 des investissements à financer pour la construction des réacteurs et de coûts de production relativement élevés dans une première période, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur l'emploi.
2. Les pertes d'emplois seraient de l'ordre de 100 000 à 150 000 dans le cas d'une sortie partielle, et de 200 000 dans le cas d'une sortie totale du nucléaire.
3. En cas de sortie partielle du nucléaire, le PIB pourrait diminuer de 0,6 point en 2030 par rapport à l'option de poursuite d'exploitation, et de 0,9 point en cas de sortie totale. Dans ces cas, le coût de production des moyens se substituant au nucléaire historique peut être en moyenne deux fois supérieur.La perte de valeur pourrait atteindre 20 milliards d'euros par an une fois le parc remplacé. Au total, le coût d'une sortie totale du nucléaire pourrait être de l'ordre de **100 milliards d'euros sur 2010-2030 en valeur actualisée (perte de PIB**).
4. L'emploi direct du secteur de la production d'électricité varie de quelques milliers, voire quelques dizaines de milliers, d'une option à l'autre. Le facteur déterminant étant le coût de l'électricité, l'option de prolongation du parc actuel est de ce point de vue le plus favorable. Il maximise le PIB et l'emploi, toutes choses égales par ailleurs (notamment en termes de demande).

Balance commerciale :

1 & 4. Dans les options de prolongation du parc actuel et d'accélération du passage à la 3ème génération, la balance commerciale est favorisée.
2. La sortie partielle du nucléaire induit une dégradation de la balance commerciale
3. La sortie totale du nucléaire induit une forte dégradation de la balance commerciale de la France. En cas de recours massifs aux EnR, la balance commerciale, au périmètre de la production électrique, pourrait être dégradée de 10 milliards d'euros par an, et de 20 à 30 milliards d'euros par an en cas de recours massif aux énergies fossiles.

Sécurité énergétique :

Les options de prolongation du parc actuel et d'accélération du passage à la 3ème génération ne modifient pas la situation du pays en termes de sécurité d'approvisionnement.
Les options de sortie partielle ou totale du nucléaire permettent une diversification des formes de production d'électricité. Elles entraîneraient en revanche un accroissement des importations de combustibles fossiles, particulièrement en cas de sortie totale avec recours massif aux énergies fossiles. Dans le cas d'une sortie totale avec un recours massif aux énergies renouvelables intermittentes, se pose la question de la sécurité du système électrique en l'absence de solution de stockage de l'électricité.

[4] *Selon le niveau de back-up*

LISTE DES PARTICIPANTS AUX TRAVAUX

Président :
Jacques PERCEBOIS, Faculté d'économie de Montpellier
Vice-président :
Claude MANDIL, Ancien Directeur Exécutif de l'Agence Internationale de l'Énergie

Personnalités qualifiées :
Christian De BOISSIEU, Conseil d'analyse économique
Jean-Marie CHEVALIER, Université Paris-Dauphine
Pierre GADONNEIX, Conseil mondial de l'énergie
Jean-Marc JANCOVICI, Carbone 4
Colette LEWINER, Cap Gemini
Christian De PERTHUIS, Université Paris Dauphine

Rapporteurs généraux :
Dominique AUVERLOT, Centre d'analyse stratégique – Département développement durable
Richard LAVERGNE, Direction générale de l'énergie et du climat

Rapporteurs :
Etienne BEEKER, Centre d'analyse stratégique – Département développement durable
Johanne BUBA, Centre d'analyse stratégique – Département développement durable
Stéphanie COMBES, Direction générale du Trésor
Raphaël CONTAMIN, Direction générale du Trésor
Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
Timothée FUROIS, Direction générale de l'énergie et du climat
Guy MAISONNIER, IFP Énergies nouvelles
François PERFEZOU, Direction générale de l'énergie et du climat

Participants (aux réunions plénières ou en tant qu'auditionnés) :
Pierre-Marie ABADIE, Direction générale de l'énergie et du climat
Olivier APPERT, Conseil Français de l'Energie & IFP Énergies nouvelles
Jean-Louis BAL, Syndicat des énergies renouvelables
Edouard BARREIRO, UFC Que Choisir
Jean-Baptiste BARONI, Mouvement des entreprises de France
Alain BAZOT, UFC Que Choisir
Ariane BEAUVILLAIN, Électricité de France
Jean-Jacques BECKER, Commissariat général au développement durable

Gilles BELLEC, Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies
Bruno BENSASSON, GDF-Suez
Raphaël BERGER, Areva
Jean BERGOUGNOUX, Président d'une mission du CAS
Bernard BIGOT, Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie
Claude BIRRAUX, Député
Baptiste BOITIER, Laboratoire ERASME
Jean-Claude BONCORPS, Centre National des Ingénieurs et Scientifiques de France
Xavier BONNET, Direction général du Trésor
Nicolas BOQUET, Association Française des Entreprises Privées
Philippe BOUCLY, GRT Gaz
Jean-Paul BOUTTES, EDF
Pierre BUISSON, Enerdata
Marie-Claire CAILLETAUD, Confédération générale du travail
Henri CATZ, CFDT
Christian CHAVANE, Union française des industries pétrolières
Pierre-Franck CHEVET, Direction générale de l'énergie et du climat
Jacky CHORIN, Fédération Énergie-Mines Force Ouvrière
Vincent CHRIQUI, Centre d'analyse stratégique
Raphaël CLAUSTRE, CLER (Comité de Liaison des Energies Renouvelables)
Laurent DAVID, GDF Suez
Philippe DESLANDES, CNDP (Commission Nationale du Débat Public)
Pierre DOUILLARD, ADEME
Caroline DREVON, Areva
Dominique DRON, Commissariat général au développement durable
Robert DURDILLY, Union Française d'Électricité
Pascal FAURE, Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies
Maria FAURY, Ministère de l'Enseignement supérieur et de la recherche
Olivier GANTOIS, Union française des industries pétrolières
Cécile GEORGE, Commission de régulation de l'énergie
Yves GIRAUD, EDF
Clélia GODOT, Centre d'analyse stratégique
Ravi GURIMURTHY, Department of Energy and Climate Change, Royaume-Uni
Jean-Luc HAAS, Confédération française de l'encadrement – Confédération générale des cadres
Marc HIEGEL, Association Technique Énergie Environnement
Didier HOUSSIN, Agence internationale de l'énergie
Laurent JOUDON, EDF
François KALAYDJIAN, IFP Énergies nouvelles
Jean KOWAL, Medgrid
André Claude LACOSTE, Autorité de Sûreté Nucléaire
Carole LE GALL, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
Jean LEMAISTRE, GrDF
Long LU, Association française du gaz
Dominique MAILLARD, Réseau de transport d'électricité
Jacques MAIRE, Ancien directeur général de Gaz de France

Dr Diethard MAGER, BMWI
Nadia MAÏZI, Ecole des Mines
Philippe MALBRANCHE, Institut National de l'Énergie Solaire
Hervé MALHERBE, Association française du gaz
Clémentine MARCOVICI, Direction générale de l'énergie et du climat
Isabelle MARTIN, Confédération française démocratique du travail
Jacques MASUREL, Sauvons le Climat
Hervé MIGNON, Réseau de transport d'électricité
François MOISAN, ADEME
Jean Eudes MONCOMBLE, Conseil Français de l'Energie
Nicolas MOUCHNINO, UFC Que Choisir
Isabelle MULLER, Europia
Jean-Jacques NIEUVIAERT, Union Française d'Électricité
Luc OURSEL, Areva
Mario PAIN, Direction générale de l'énergie et du climat
Michèle PAPPALARDO, Cour des Comptes
Jean-Pierre PERVES, Sauvons le climat
Patrick PIERRON, Confédération française démocratique du travail
Henri PRÉVOT, ingénieur général des mines retraité
Jean-François RAUX, Union Française d'Électricité
Philippe ROSIER, Mouvement des entreprises de France
Thierry SALOMON, Négawatt
Thierry SANIEZ, Consommation, Logement et Cadre de Vie
Jean-Louis SCHILANSKY, Union française des industries pétrolières
Damien SIESS, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
Pierre SIGONNEY, TOTAL
François SOULMAGNON, Association Française des Entreprises Privées
Anne VARET, ADEME
Hugues VÉRITÉ, Gimelec
Jacques VOISIN, Confédération française des travailleurs chrétiens
Bruno WILTZ, Conseil national des ingénieurs et scientifiques de France
Mechthild WÖRSDÖRFER, Commission Européenne
Paul ZAGAME, Laboratoire ERASME

QUELQUES REPERES SUR L'ENERGIE

Indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement

Malgré une dépendance énergétique plus faible que nos voisins, la France est l'un des principaux importateurs de pétrole dans le monde.

- Le mix énergétique de la France dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent **53% de l'énergie primaire** et **73 % de l'énergie finale.** Le reste provient de l'énergie nucléaire, et des énergies renouvelables (hydroélectricité, éolien, chaleur renouvelable…).
- Les énergies fossiles, au premier rang desquelles le pétrole, assurent aujourd'hui plus de **80 % de l'offre mondiale en énergie primaire.**
- 98 % du gaz consommé en France est importé
- La France est **dépendante à 99 % des importations** pour sa consommation de pétrole.
- Près de **2 millions de barils entrent** en France chaque jour.
- La demande de pétrole poursuit sa croissance dans le secteur des transports : il représente 71 % de la consommation finale totale de pétrole en 2010 (contre 30 % en 1973).

Efficacité énergétique

En 2020 les pays européens devront améliorer de 20 % leur efficacité énergétique.
La mise en œuvre du Plan national d'actions en faveur de l'efficacité énergétique (PNAEE) publié en juin 2011, alliée aux mesures complémentaires décidées lors de la table ronde nationale sur l'efficacité énergétique en décembre 2011, doit permettre une réduction de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2020 comprise entre 19,7 % et 21,4 %.

Les énergies renouvelables en France

- **23 % d'énergie renouvelable** dans la consommation d'énergie finale de la France en 2020
- La part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale de la France est passée de **9.7 % en 2005** à **12.9 % en 2010**. La France a ainsi dépassé l'objectif intermédiaire qu'elle s'était fixé pour 2010 dans son plan national d'action pour atteindre sa cible de 23 % en 2020.
- En 2010 la production primaire de l'ensemble des énergies renouvelables s'est élevé à 16.4 % de la production nationale énergétique.
- La capacité **éolienne** installée est passée de **800 MW en 2005** à **6 250 MW en 2011**.
- La capacité **photovoltaïque** est passée de **2 MW en 2005** à **1700 MW en 2011**.
- La création du « fonds chaleur », doté de 1,2 milliard d'euros sur la période 2009-2013, a permis de 2009 à 2011 le financement de 1638 projets. 1 805 millions d'euros d'investissements auront ainsi été rendus possibles, avec un investissement public à hauteur de 612 millions d'euros.
- Les Investissements d'Avenir consacrent 3,35 milliards d'euros aux énergies renouvelables et 1 milliard d'euros aux véhicules du futur.

L'énergie nucléaire

- La production nucléaire est passée **de 15 TWh en 1973 à 429 TWh en 2010**
- **2 kg** de déchets radioactifs produits par an et par habitant en France
- Environ **1 piscine olympique** de déchets de haute activité produits en France entre le début de l'utilisation de l'énergie nucléaire et la fin 2007.

Emissions de gaz à effet de serre

La France compte parmi les pays industrialisés les moins émetteurs en GES, tant en terme d'émissions par habitant que d'émissions par unité de PIB.
D'après l'AIE, les émissions mondiales de GES sont d'environ 30 milliards de tonnes par an et risquent de dépasser 35 milliards de tonnes en 2035 alors que pour respecter la limitation de l'augmentation des températures à 2°C, les émissions ne devraient pas dépasser 20 milliards de tonnes en 2035 et 13 en 2050.

- La France représente **1.1 % des émissions mondiales de GES** (alors qu'elle contribue pour 5.5% au PIB mondial)[1]
- **Les émissions de 2009 en France sont inférieures de 8% à celles de 1990**.
- En **2020**, les émissions de gaz à effet de serre de la France seront ramenés à **435 MteqCO2** : une réduction de plus de 23 % par rapport à 1990.
- Le secteur **résidentiel-tertiaire** représente aujourd'hui environ ¼ des émissions de gaz à effet de serre.
- Les **transports** représentent **25 %** des émissions nationales
- Le secteur **industriel** représentait en 2009, **20%** du total des GES
- Une centrale à charbon produit jusqu'à 500 fois plus de CO2 qu'une centrale nucléaire

Consommation d'énergie en France

La consommation d'énergie en France a été quasiment **stable entre 2001 et 2008**, autour de 160 Mtep par an.

- L'énergie est un poste important de consommation des ménages puisqu'il représente en moyenne **8.4 %** de leurs dépenses[2].
- 4 millions de ménages en France métropolitaine sont en situation de précarité énergétique dans leur logement
- Le secteur **résidentiel-tertiaire** représente environ **42 % de la consommation d'énergie** finale de la France
- Le secteur **industriel** représentait en 2009 environ **21 % de la consommation d'énergie** finale de la France, en décroissance continue depuis les années 2000.
- Les **transports** représentent **32 % de la consommation d'énergie** finale.
- La consommation d'énergie de **l'agriculture** s'élevait à **2.6 % de la consommation totale** d'énergie finale de la France en 2009.
- La mise en œuvre des objectifs du Grenelle de l'environnement devrait porter la consommation d'énergie à **135 Mtep à l'horizon 2020**.

[1] Source Enerdata, mars 2011
[2] Source Insee

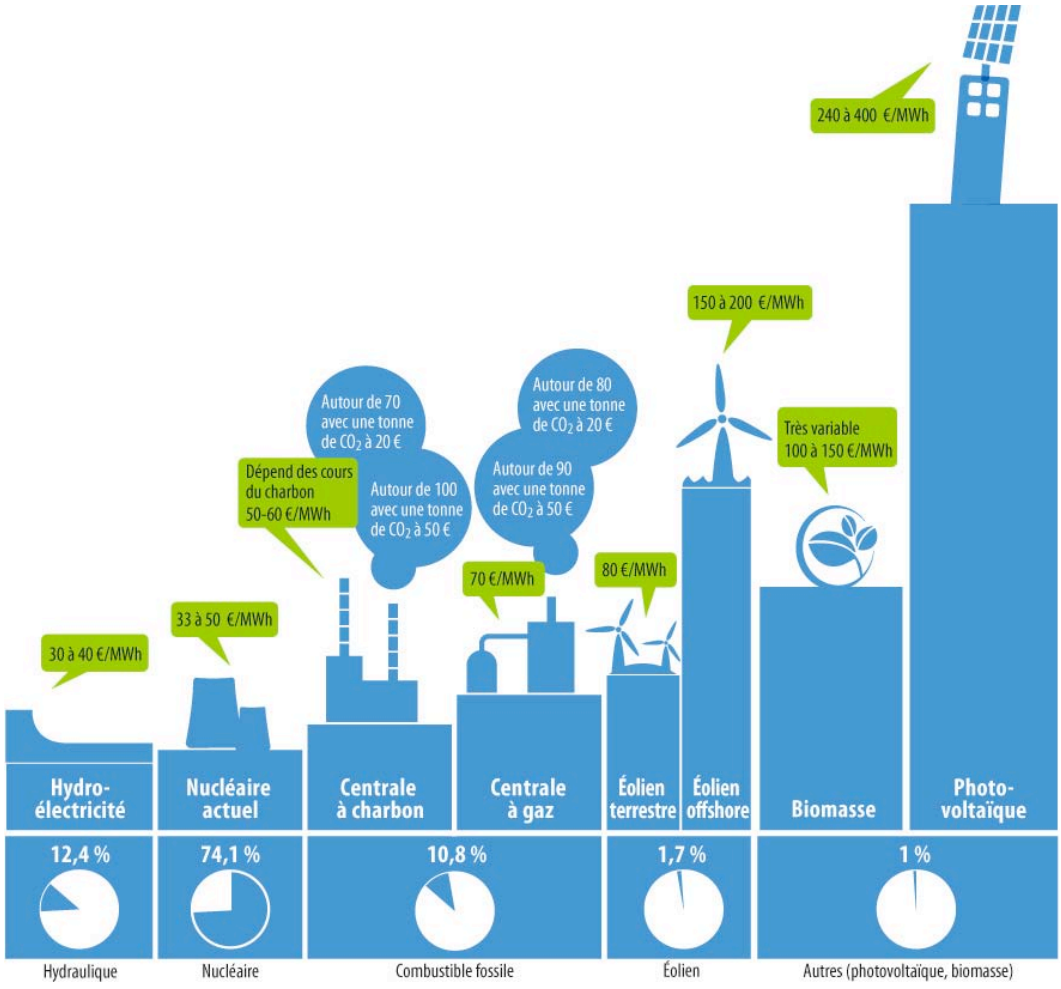
Coût des énergies

La facture énergétique de la France s'élevait en 2010 à **46.2 milliards d'euros**.

- La facture énergétique de la France représente 2.4 % du PIB en 2010 (2% en 2009, et 3% en 2008, contre 1% dans les années 1990).
- En 2009 les prix de l'électricité ont été **40% moins pour la moyenne du reste de l'UE (au 2nd semestre 2010).**

Coût comparé de l'électricité

(en €/Mégawattheure en fonction des moyens de production)



Sources : Cour des Comptes – UFE – DGEC
Pourcentage en production nette d'électricité en 2010 - *Source RTE*

Emplois :

- La filière nucléaire occupe une place essentielle dans l'industrie avec 240 000 emplois directs et indirects selon une étude commandée par AREVA.
- Les énergies renouvelables électriques employaient en 2010 environ 60 000 personnes (emplois directs et indirects) selon le Syndicat des Energies Renouvelables.

Enseignements préliminaires du rapport « Énergies 2050 »

Avant-propos

Mi-octobre 2011, **Eric BESSON**, Ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique, a demandé à **Jacques PERCEBOIS**, professeur à l'université de Montpellier 1, de présider une commission pluraliste et ouverte, avec comme vice-président **Claude MANDIL**, ancien directeur exécutif de l'Agence internationale de l'énergie et vice-président du groupe consultatif « feuille de route énergie 2050 » auprès de la Commission européenne, afin **de mener une analyse des différents scénarios possibles de politique énergétique pour la France à l'horizon 2050**.

Dans ce cadre, le ministre a souhaité que l'exercice :

- **porte sur l'ensemble des énergies ;**
- **et examine en particulier 4 options d'évolution de l'offre d'électricité en France**.
  - La prolongation du parc nucléaire actuel.
  - L'accélération du passage à la troisième génération nucléaire, voire à la quatrième génération.
  - Une réduction progressive du nucléaire.
  - Voire une sortie complète du nucléaire.

Cette analyse doit éclairer **la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) que le ministre chargé de l'énergie présentera devant le Parlement en 2013. Il s'agira d'identifier les investissements souhaitables dans le secteur de l'énergie au regard de la sécurité d'approvisionnement**. Cette PPI prendra la mesure du programme d'économies d'énergie et de diversification du mix engagé par le Grenelle de l'environnement qui est un acquis important pour l'environnement et pour le renforcement de la robustesse de ce mix.

La commission a été installée par Eric BESSON le jeudi 20 octobre 2011. Elle s'est réunie en séance plénière à huit reprises. Six personnalités qualifiées se sont impliquées. Au total, plus de 80 organismes ont participé aux réunions de la commission plénière ou ont été entendus à l'occasion d'entretiens avec les personnalités qualifiées et les rapporteurs. La Direction Générale de l'Energie et du Climat, le Centre d'Analyse Stratégique, l'IFP-Energies Nouvelles, le Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives, ainsi que la Direction Générale du Trésor ont constitué l'équipe de rapporteurs pour assister Jacques PERCEBOIS et Claude MANDIL.

Avant-propos

Au cours de cette période, la commission a procédé en réunion plénière à :

- **L'examen des principaux scénarios de prospective énergétique internationaux, européens ou français à l'horizon 2030 et 2050 parus jusqu'à fin 2011**, ce qui a permis d'inclure la feuille de route Energie 2050 publiée par la Commission européenne le 16 décembre 2011.
- **Une analyse des politiques énergétiques de l'Allemagne et du Royaume-Uni.**
- **Une analyse des 4 options d'évolution de l'offre électrique**. Dans le temps dont elle disposait, la commission ne pouvait pas faire réaliser sa propre modélisation. Les rapporteurs se sont néanmoins efforcés d'apporter quelques indications quantitatives à travers un calcul du coût de la production d'électricité en 2030, un chiffrage des émissions de CO_2 en 2030 et, grâce au modèle Némésis, une estimation de l'évolution des emplois à partir des scénarios de l'Union française de l'électricité (UFE). Ce travail ne constitue néanmoins qu'une première approche. Seule une modélisation complète des scénarios correspondant aux quatre options envisagées pourrait permettre de donner des chiffres précis.
- **L'audition de plusieurs personnalités**, (y compris de la Commission européenne, de l'Allemagne et du Royaume-Uni) qui ont bien voulu faire part de leur vision ou de leurs propositions sur l'avenir de la politique énergétique française à l'horizon 2050.

Le rapport est en cours de finalisation. Il sera remis à Eric BESSON le 13 février par Jacques PERCEBOIS et Claude MANDIL et sera rendu public à cette occasion.

Le présent document n'est pas la synthèse du rapport mais une présentation des premiers enseignements que le Gouvernement tire du travail mené jusqu'à présent par la Commission.

Les premiers éléments du rapport

Le contexte énergétique au niveau mondial

Le projet de rapport met en évidence :

- La forte croissance de la demande énergétique. Sous l'effet de la croissance démographique et économique, elle pourrait doubler à l'horizon 2050.
- La prédominance des énergies fossiles, au premier rang desquelles le pétrole, qui assurent aujourd'hui plus de 80 % de l'offre.
- La contrainte climatique qui devrait inciter à la transition énergétique vers une réduction du recours aux énergies fossiles avant même que se pose la question de l'épuisement des ressources fossiles.

Le mix énergétique français actuel

Si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 grâce notamment à la construction de son parc nucléaire, son mix énergétique dépend encore fortement des énergies fossiles qui couvrent 70 % de la consommation d'énergie finale.

La facture énergétique correspondante s'élevait en 2010 à 46,2 milliards d'euros, et représentait ainsi l'essentiel du déficit de notre balance commerciale (51,4 milliards). L'année 2011 voit une forte dégradation de ce déséquilibre.

Le parc de production d'électricité confère à la France un triple avantage d'une électricité peu carbonée, peu chère et dont l'exportation réduit notre déficit. Sur les vingt dernières années, la France présente un solde exportateur d'électricité en moyenne de 2,3 milliards d'euros courants par an.

Les déterminants et les incertitudes propres à la France

La situation énergétique de la France implique de relever 3 défis.

- Diversifier les formes d'énergie.
- Renforcer l'efficacité énergétique.
- Se donner des marges de manœuvre pour ses choix énergétiques à long terme.

Le Grenelle de l'environnement a permis d'adopter une feuille de route ambitieuse à l'horizon 2020, notamment axée sur l'efficacité énergétique.

Le mix énergétique français est spécifique. La production d'électricité repose sur un parc nucléaire construit de façon concentrée en un peu plus d'une décennie.

Les premiers éléments du rapport

Dans quelques années, plusieurs réacteurs atteindront ainsi leur 40e anniversaire. Des investissements, certes importants, mais nettement inférieurs à ceux nécessaires pour des équipements neufs, peuvent permettre de prolonger leur durée de fonctionnement, sous réserve de l'avis ultime de l'ASN, dégageant ainsi des marges de manœuvre pour le renouvellement du parc.

Ce constat s'appuie notamment sur le rapport qu'a remis la Cour des comptes le 31 janvier au Premier ministre sur les coûts de la filière électronucléaire. Ainsi :

- Le nucléaire français ne comporte pas de coût caché.
- Des incertitudes demeurent sur certains coûts mais elles ne feraient évoluer que marginalement le coût du nucléaire. Par exemple, le coût complet de l'électricité nucléaire n'évoluerait que de 5 % environ si les charges futures de démantèlement ou de gestion des déchets venaient à doubler. Et l'impact de l'augmentation des charges de maintenance est évalué à de l'ordre de 10 % du coût moyen.
- L'électricité nucléaire, dont le coût complet de production est évalué entre 33 et 50 euros par mégawattheure, suivant que l'on prend en compte ou non le fait que le parc nucléaire actuel est déjà largement amorti comptablement, est bien, après l'hydroélectricité, la source d'électricité la plus compétitive. Le Gouvernement souligne que ces deux sources d'énergies parmi les moins émettrices de CO_2 au monde sont également disponibles pour répondre continument à la demande.

Les principales technologies du mix semblent prévisibles à l'horizon 2030 mais sont incertaines au-delà. Il est donc pertinent de bien articuler ces deux échéances, d'une part en ne pariant pas prématurément sur certaines technologies à l'horizon 2030, d'autre part en conservant le champ des possibles ouverts au-delà de 2030. Ceci serait facilité dans une option de prolongement de durée de vie du parc.

Idées fortes pour un futur mix énergétique français

Un mix énergétique approprié à la France, au sein de l'Union européenne, devrait :

- Être technologiquement réaliste, rester flexible et ne pas fermer trop tôt certaines options technologiques,
- Garantir la sécurité d'approvisionnement dans un contexte européen de plus grande fragilité,
- Réduire nos émissions de gaz à effet de serre et favoriser notre compétitivité.

Le projet de rapport tire les enseignements suivants :

- Il est nécessaire d'investir pour atteindre l'objectif de division par quatre des émissions de CO_2, quelle que soit l'option retenue. Une distinction est à faire entre l'horizon 2030 et l'horizon 2050, le premier étant relativement contraint en ce qui concerne les technologies à utiliser, alors que la période qui suit laisse beaucoup plus d'incertitudes et d'opportunités pour lesquelles il faut se préparer. L'impact sur les réseaux peut être déterminant dans l'évaluation des différents scénarios.
- Au-delà de 2020, les conséquences des scénarios ayant le plus recours aux énergies renouvelables peuvent être majeures en ce qui concerne les réseaux.
- En termes de politique industrielle et de recherche et développement (R&D), les enjeux de la « croissance verte » devraient être abordés avec ambition et lucidité : la France ne pourra pas être présente sur tous les maillons de la chaîne de valeur de toutes les énergies. Il faut être réaliste, s'appuyant sur nos avantages comparatifs, en termes de tissu industriel, de R&D etc.

- Concernant spécifiquement la R&D, une priorité paraît devoir aller vers les véhicules décarbonés, les capacités de stockage et plus généralement s'agissant des énergies renouvelables, vers les technologies encore peu matures pour lesquelles l'expérience déjà acquise et la maîtrise des brevets futurs peut être créateur de valeur (captage et stockage du CO_2 ou photovoltaïque par exemple).

Impacts globaux de 4 scénarios de mix énergétique, en fonction du rôle joué par le nucléaire

Il ressort de l'analyse des 4 scénarios que la limitation de la durée d'exploitation à 40 ans affecterait tout ou partie des piliers de la politique énergétique française : la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement (notamment vis-à-vis du changement climatique) et la compétitivité économique.

Les prix relatifs des énergies ou les montants d'investissements sont des paramètres difficiles à prévoir. Malgré les limites de cet exercice, la Commission « Energies 2050 » propose des estimations. Elles indiquent que quel que soit le jeu d'hypothèses utilisé, le coût moyen d'un MWh électrique à 2030 est le moins élevé dans le cas d'une prolongation du parc nucléaire.

Le non-prolongement de réacteurs potentiellement capables de produire 10 ou 20 ans de plus induit une perte de valeur, accentuée par le remplacement par des équipements dont le fonctionnement serait dans tous les cas plus onéreux. Cette perte de valeur serait supérieure à cent milliards d'euros. Elle serait de plusieurs centaines de milliards d'euros en cas de recours très accru aux énergies renouvelables.

Le mix électrique déterminera le coût du MWh, et par là même le prix de l'électricité, dont les impacts sur l'économie seront prépondérants. Une réduction à 20 % de la part du nucléaire à l'horizon 2030 pourrait se traduire par un renchérissement du prix de l'électricité de 20 % à 30 % (par rapport à un maintien de la part du nucléaire).

Par ailleurs, la composition du mix électrique ne se traduira que par des variations de quelques milliers d'emplois, voire dizaine de milliers, dans le secteur de la production d'électricité. Encore faut-il évidemment accompagner ces changements par des politiques de reconversion ou de formation adaptées. Mais, une hausse des prix de l'électricité affectera le pouvoir d'achat des ménages, la compétitivité des entreprises, la balance commerciale et l'emploi. L'impact sur l'emploi d'une réduction ou d'une sortie du nucléaire serait important en dehors du secteur de l'énergie. Les derniers chiffrages sont en cours et seront rendus publics le 13 février.

Les premiers enseignements que le Gouvernement tire du travail mené jusqu'à présent

Les **principaux éléments des travaux** sont les suivants :

- La priorité de notre politique énergétique doit être la réduction de notre dépendance aux hydrocarbures. C'est cela la transition énergétique, à ne pas confondre avec la sortie du nucléaire.
- Pour y parvenir, la première priorité doit être l'efficacité énergétique. La seconde priorité doit être le développement des énergies décarbonées, renouvelables comme nucléaire.
- Les énergies renouvelables doivent être développées en complément de l'énergie nucléaire, sans les opposer. Une attention toute particulière doit être portée au développement des énergies renouvelables au sein des secteurs des transports et de la chaleur.
- La stratégie nucléaire retenue impactera, comme elle l'a toujours fait par le passé, le prix de l'électricité pour tous, notre sécurité d'approvisionnement, nos émissions de CO_2, la croissance et notre balance commerciale.
    - Fermer tout ou partie du parc nucléaire français, alors que l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) le jugerait apte à fonctionner sur le plan de la sûreté, reviendrait à détruire l'investissement des Français et l'avantage qu'ils en retirent, qu'il s'agisse des prix de l'électricité, de notre sécurité d'approvisionnement ou de nos émissions de gaz à effet de serre.
    - À titre d'exemple, pour Fessenheim, l'impact de l'arrêt de la centrale à 40 ans, par rapport à un fonctionnement jusqu'à 60 ans, a été à ce stade évalué à un coût de 4 milliards d'euros en valeur actualisée en 2020.
    - À part dans le scénario de passage accéléré aux réacteurs de 3^{e} génération, les émissions de CO_2 de notre parc électrique augmenteraient en 2030 au moins de moitié et pourraient être multipliées par 5, selon les moyens qui remplaceraient notre parc nucléaire.
    - La réduction de la part du nucléaire serait également à moyen terme fortement destructrice d'emplois, en raison de la hausse des prix de l'électricité qui en découlerait. Le rapport souligne en effet que l'effet induit sur l'emploi d'une réduction de la part du nucléaire est bien plus important que l'effet direct d'une telle réduction.
- Des décisions lourdes devraient être prises dans le prochain quinquennat si l'objectif était de réduire la part du nucléaire à l'horizon 2020 ou 2025.
    - Les scénarios de sortie totale ou progressive du nucléaire impliquent à court terme des décisions de fermeture de réacteurs nucléaires non ambiguës.
    - Des investissements considérables devraient également être engagés sans tarder pour remplacer les réacteurs qui seraient fermés.

Les premiers enseignements que le Gouvernement tire du travail mené jusqu'à présent

- À moins de décider a priori la fermeture de réacteurs nucléaires, le moment de décider des moyens, nucléaires ou non, qui remplaceront les réacteurs nucléaires actuels n'est pas venu. Les études et échanges avec l'ASN ont débuté pour étudier dans quelles conditions nos réacteurs pourraient fonctionner au-delà de 40 ans. Les premières réponses génériques seront disponibles à l'horizon 2015. Les décisions de remplacement des réacteurs nucléaires actuels devront être prises au-delà de 2025 si les premières réponses génériques sont en 2015 favorables au fonctionnement de nos réacteurs au-delà de 40 ans. Dans le cas contraire, elles devront débuter à l'horizon 2015.

– La France, comme le reste du monde, fait face à une crise financière profonde. Le niveau des investissements doit donc être un paramètre clé de la décision.

Éric BESSON en tire **les conclusions suivantes** :

La politique énergétique du Gouvernement, assise sur l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et le maintien d'un socle nucléaire toujours plus sûr et plus transparent, est la bonne politique.

Le Grenelle de l'Environnement a été une formidable impulsion en matière d'efficacité énergétique. Il devra être poursuivi. Nous devons plus encore mobiliser la R&D et l'innovation dans ce domaine en privilégiant les secteurs du bâtiment et des transports.

Le Grenelle de l'Environnement a permis un développement sans précédent des énergies renouvelables, qui doit aussi être poursuivi en fixant deux objectifs à la filière : création d'emplois industriels en France et atteinte de la compétitivité par rapport aux autres sources d'énergie. Car les emplois créés par les filières des énergies renouvelables ne seront réellement des emplois créés qu'à la condition que les coûts des filières renouvelables rejoignent ceux des autres filières.

Pour ce qui concerne l'énergie nucléaire :

- Le processus permettant de préparer la prolongation de la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans doit être poursuivi. EDF doit poursuivre le travail engagé avec l'ASN pour préparer les premières réponses génériques attendues pour 2015 sur la possibilité que nos réacteurs nucléaires fonctionnent au-delà de 40 ans.
- L'intérêt de la poursuite du projet d'EPR à Penly est confirmé. Ce projet permettra, avec le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, de disposer de marges de manœuvre pour garantir l'approvisionnement sûr tout en préservant la capacité à prendre toute décision relative à la sûreté du parc.
- Pour répondre à la question de ce qui se passera au-delà des 40 ans de notre parc nucléaire, la prochaine programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, à élaborer d'ici 2013, devra porter à l'horizon 2030. Ce nouvel horizon permettra d'illustrer explicitement les hypothèses de prolongation au-delà de 40 ans comme le recommandent la Cour des comptes et l'ASN.

Conséquences macroéconomiques de la « sortie du nucléaire » : Evaluation des scénarios de l'UFE à l'aide du modèle NEMESIS.

Baptiste Boitier[1], Lionel Lemiale[2], Arnaud Fougeyrollas[3], Pierre Le Mouël[4] et Paul Zagamé[5]

Document de Travail Seureco-Erasme n°1/12

Janvier 2012

[1] Ecole Centrale Paris et SEURECO-ERASME
[2] Université de Nantes et SEURECO-ERASME
[3] Ecole Centrale Paris et SEURECO-ERASME
[4] SEURECO-ERASME
[5] SEURECO-ERASME et Centre d'Analyse Stratégique

Introduction

Cet exercice, réalisé par l'Equipe ERASME[6] à l'aide du modèle NEMESIS, se propose d'évaluer les conséquences macroéconomiques, notamment en termes de PIB et d'emploi, pour l'économie française de la sortie plus ou moins rapide de la production d'électricité d'origine nucléaire. Les coûts économiques d'une telle stratégie ont déjà fait l'objet de plusieurs évaluations, par exemple l'UFE (UFE 2011), négaWatt (négaWatt 2011) ou encore Dessus et Laponche (Dessus et Laponche 2011) mais l'analyse des conséquences économiques se limitent au secteur électrique (investissements, impacts sur les prix de l'électricité, etc.). Aucune évaluation des conséquences macroéconomiques n'a encore été réalisée, même si de nombreux chiffres, plus ou moins réalistes, ont été avancés.

L'intérêt de notre étude réside dans le fait qu'elle prend en compte les interactions macroéconomiques d'une modification du *mix* électrique. Celles-ci sont de plusieurs ordres : réponses des agents économiques à une modification du prix de l'électricité, conséquences sur l'activité sectorielle des investissements dans les technologies alternatives de production d'électricité.

Pour ce faire, nous nous basons sur l'étude réalisée par l'UFE[7] (UFE 2011) qui a quantifié plusieurs scénarios de *mix* électrique à l'horizon 2030. Tous ces scénarios stipulent que le moyen de production d'électricité le moins cher à l'horizon 2030 est le prolongement du parc nucléaire français actuel (estimé à 46€/MWh par EDF). Il en ressort que toute autre stratégie de production d'électricité est plus coûteuse, même en prenant en compte les interactions sectorielles. Cet exercice ne vise donc pas à calculer si la sortie de l'électricité d'origine nucléaire peut être ou non avantageuse mais à évaluer le coût économique d'un choix sociétale et/ou politique de sortie de l'électricité d'origine nucléaire. En effet, suite à l'accident de Fukushima, il convient d'évaluer des scénarios alternatifs de production d'électricité dans la mesure où, le risque lié à la production d'électricité d'origine nucléaire, même très sérieusement estimé, peut ne pas, ou ne plus être accepté, par la société, comme cela a été le cas en Allemagne, et comme cela risque de se produire un peu partout dans le monde.

La première section de cette note présentera la méthodologie adoptée pour cette évaluation. Nous présenterons ensuite les résultats en distinguant les conséquences sur le secteur électrique des conséquences macroéconomiques.

[6] www.erasme-team.eu

[7] Union Française de l'Electricité (www.ufe-electricite.fr). Les auteurs tiennent à remercier très chaleureusement l'UFE et notamment Jean-Jacques NIEUVIAERT et Hélène PIERRE pour leur collaboration. Néanmoins, les auteurs tiennent à préciser que l'évaluation des scénarios UFE, présentée dans ce document, n'engage qu'eux-mêmes, et dans aucune mesure l'UFE.

Hypothèses

L'objet de cette section est de présenter la méthodologie adoptée dans cette étude. Nous présentons tout d'abord les chiffrages de l'UFE pour les différents scénarios puis la manière dont nous les avons intégrés dans le modèle NEMESIS.

Les trois scénarios de *mix* électrique à l'horizon 2030 définis par l'UFE sont les suivants :

(1) un premier scénario (S70) dans lequel les centrales nucléaires actuelles sont prolongées ce qui permet de maintenir la part de la production d'électricité d'origine nucléaire à 70% ;

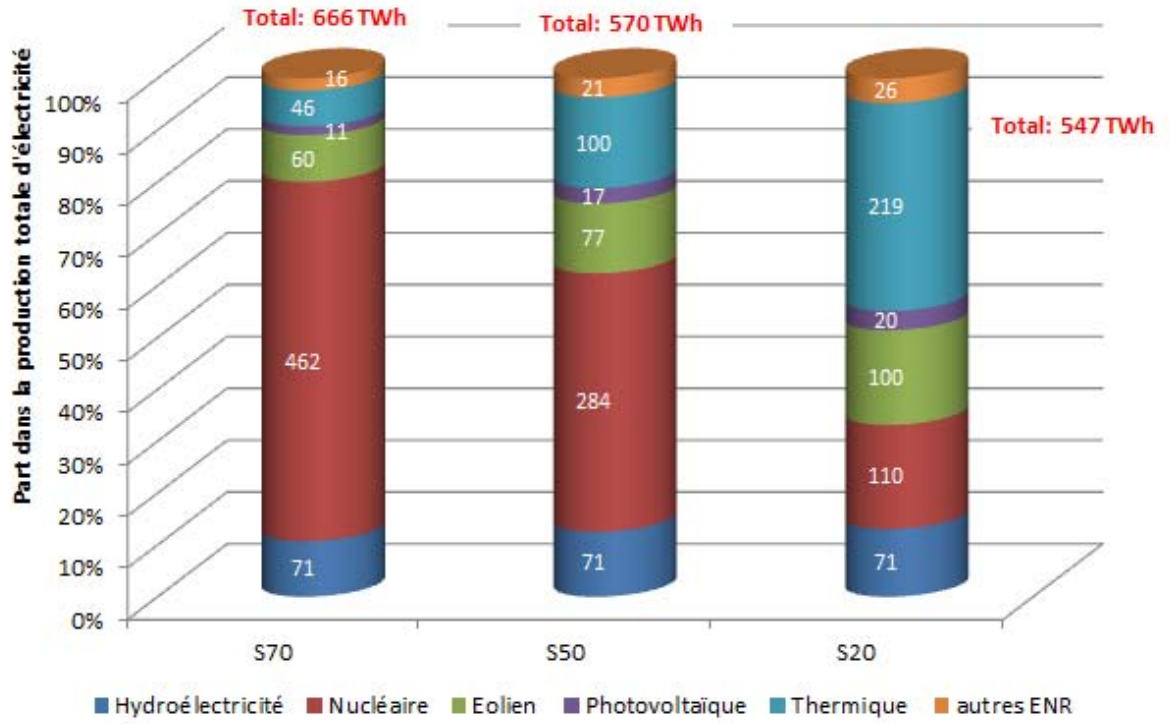
(2) un second scénario (S50) dans lequel les centrales nucléaires actuelles ne sont pas toutes renouvelées aboutissant à une part du nucléaire de 50% en 2030 ;

(3) un dernier scénario (S20) dit de « sortie du nucléaire » dans lequel la part de cette technologie dans la production d'électricité n'est plus que de 20% à l'horizon 2030, cette réduction étant obtenu par un déclassement systématique des centrales atteignant 40 ans.

Dans chacun de ces scénarios, la réduction de la part du nucléaire est compensée par des investissements dans les moyens alternatifs de production (notamment renouvelables et gaz) mais aussi par une réduction de la production globale d'électricité et. Par ailleurs, deux EPR (dont Flamanville) sont mis en service en 2015 dans tous les scénarios.

La Figure 1 présente la production d'électricité par technologie dans les différents scénarios de l'UFE. On remarque qu'une partie de la réduction de la production d'origine nucléaire n'est pas compensée se traduisant par une réduction de la production totale. Dans le scénario 20%, la production d'électricité diminue d'environ 18% à l'horizon 2030. Concernant la production par source, la réduction de la part du nucléaire est compensée par la production d'origine éolienne et photovoltaïque (+49 GWh) et surtout par un accroissement de la production thermique et en particulier à partir du charbon et du gaz (respectivement +46 GWh et +115 GWh).

Figure 1: Production d'électricité par source en 2030 (en TWh)



Source : UFE

Les montants d'investissement[8] nécessaires en moyens productifs sont évalués respectivement à

- 117 Milliards d'euros 2010 pour le scénario S70
- 165 Milliards d'euros 2010 pour le scénario S50
- 209 Milliards d'euros 2010 pour le scénario S20

[8] Ici, on parle de l'investissement total sur toute la durée de vie des installations.

Traduction des hypothèses pour NEMESIS

L'UFE fournit aussi, pour chacune des technologies (sauf le nucléaire hors EPR), la décomposition des coûts de production unitaire. Ces données nous permettent d'intégrer dans le modèle la chronique des investissements et de l'emploi par technologie.

Cette méthodologie a pour conséquence de lisser les investissements dans les différentes technologies de production de l'électricité. Par conséquent, nous ne tenons pas compte des différentes phases: investissements puis rentabilisation. Nous avons, au contraire, « moyenné » ces différentes phases pour mieux mettre en évidence les impacts de long terme[9].

Par ailleurs, les variations de coûts liées aux émissions de CO_2 n'ont pas été considérées, les variations de prix de l'électricité présentées sont donc hors CO_2[10].

Les trajectoires d'investissements par technologie ainsi que leur part dans l'investissement total dans les trois scénarios sont représentés ci-après (voir Figure 2 et Tableau 1).

Tableau 1: Part des investissements par technologie

	S70	S50	S20
Nucléaire	25.0%	14.2%	4.4%
Eolien	32.7%	35.5%	39.0%
Photovoltaïque	11.6%	13.6%	14.3%
Thermique	7.3%	12.1%	16.9%
Autres	23.4%	24.6%	25.5%
Total	100%	100%	100%

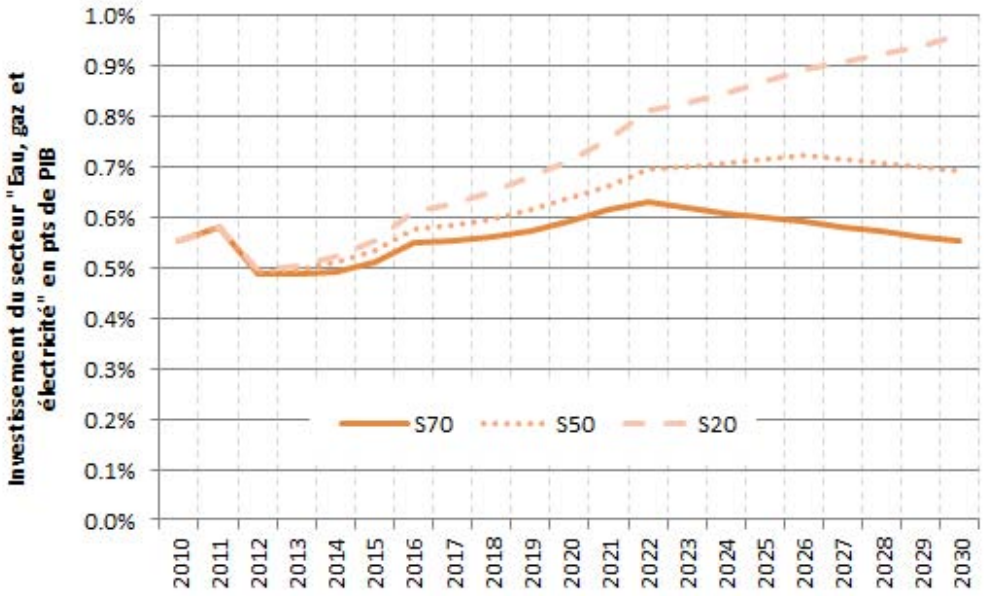
Source: UFE et calculs ERASME

Par ailleurs, les prix HT de l'électricité (voir Figure 3) pour les consommateurs et les firmes sont accrus de 10% et 13% respectivement dans le scénario S50 par rapport au scénario S70, tandis qu'ils augmentent de 20% et 28% dans le scénario S20. Ainsi, les entreprises subissent un accroissement relatif plus important du prix de l'électricité, en raison d'une part du coût du réseau dans le prix de l'électricité plus faibles pour les firmes que pour les ménages, coût du réseau qui est beaucoup plus stable entre les scénarios que les coûts de production.

[9] Par ailleurs dans le secteur électrique, les dépenses d'investissement et les emplois, en écart variantiel, sont très sensibles à la décomposition des coûts unitaires de production dans le « nucléaire prolongé » puisque qu'il s'agit de la technologie prépondérante dans le scénario central (S70).

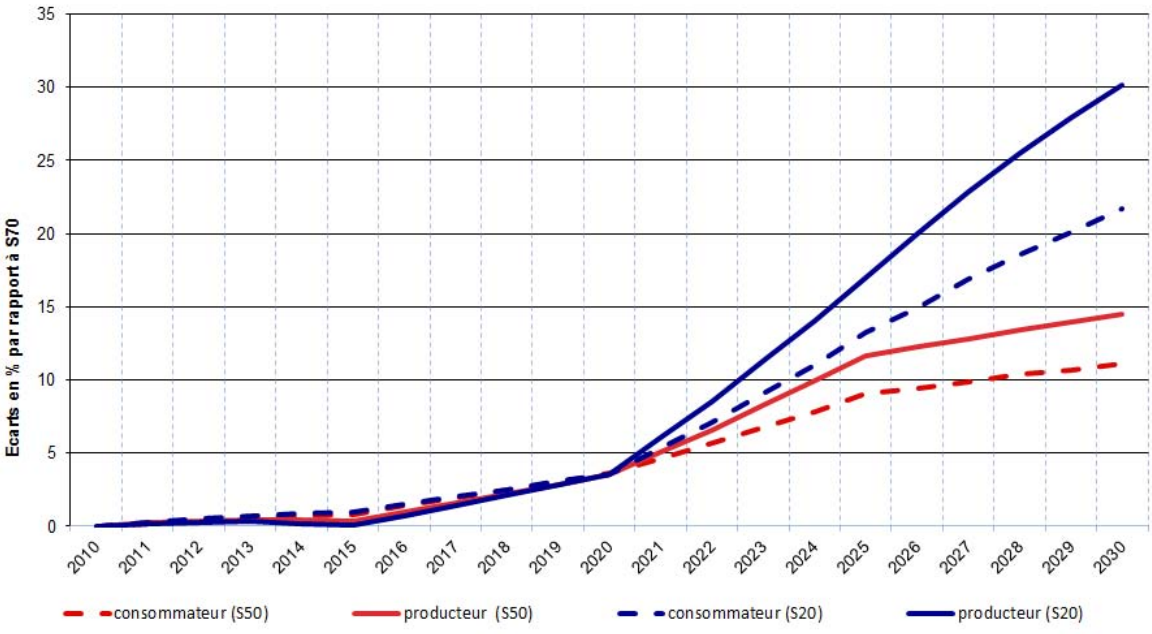
[10] Il est bien évident qu'intégrer le coût du CO_2 aurait négativement affecté les résultats, en termes de performance économique.

Figure 2: Investissements du secteur "Eau, Gaz et électricité" (en points de PIB)



Source : NEMESIS

Figure 3: Prix de l'électricité hors taxe pour les ménages et les entreprises (% par rapport à S70)



Source : UFE et calculs ERASME

Résultats

Une politique réorganisant la structure productive de la filière électrique consiste en une hausse de l'investissement dans ce secteur financée par un accroissement du coût de production et donc d'utilisation de cette énergie. Il s'agit donc de la combinaison d'un scénario de relance de l'investissement et d'un choc d'offre négatif dû à la hausse des coûts de production.

Demande d'électricité

Le Tableau 2 montre les baisses de demande totale d'électricité dans les scénarios S50 et S20 par rapport à S70. En s'appuyant sur les augmentations de prix de la Figure 3, il apparaît que la demande totale d'électricité baisserait, en 2030, de 5% pour un accroissement d'environ 12% des prix (moyenne nationale) dans le scénario S50. Dans le scénario S20 où le prix moyen de l'électricité croit de 25% par rapport à S70, la demande totale d'électricité baisse de plus de 8%. La dynamique du prix de l'électricité est la résultante de la hausse directe des coûts de production dans ce secteur amplifié par le caractère légèrement inflationniste de ce scénario *via* l'indexation des salaires sur les prix.

Tableau 2: Demande total d'électricité (% variation par rapport à S70)

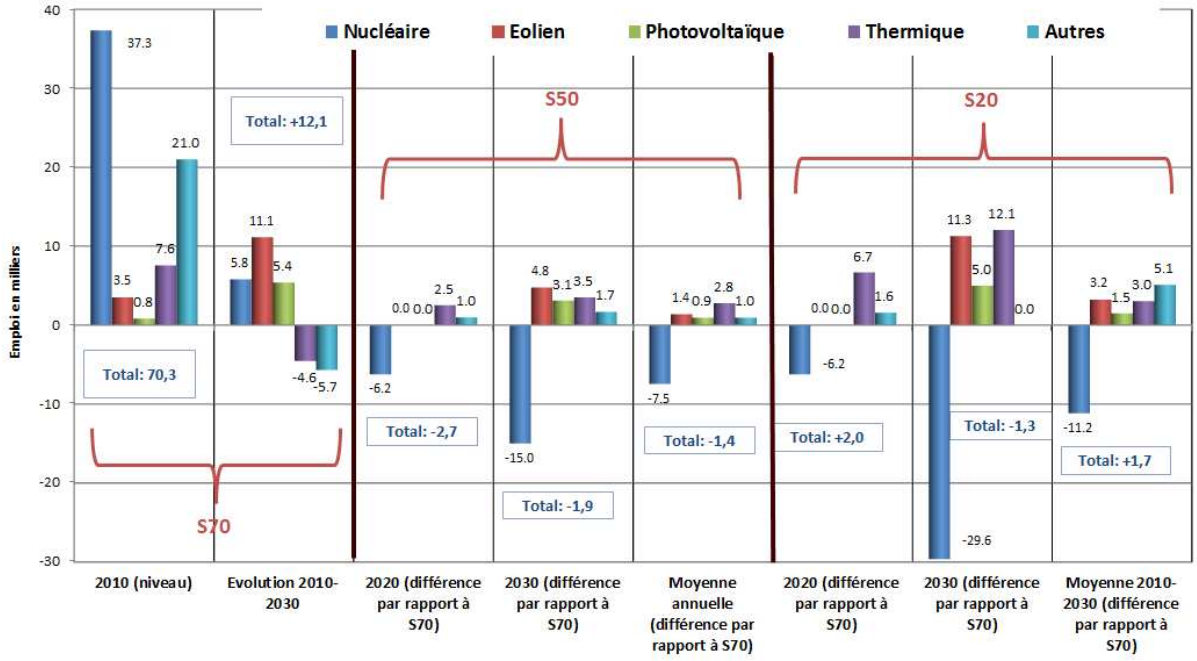
% variation par rapport à S70	2015	2020	2025	2030
S50	0.2%	-1.7%	-4.3%	-5.0%
S20	0.5%	-1.0%	-5.0%	-8.5%
Source: NEMESIS				

Emploi dans le secteur de la production électrique

L'emploi dans le secteur de la production électrique a été estimé à 70 300 en 2010 (hors commercialisation et réseau – voir Figure 4). En 2030, ce secteur perdrait plus de 1 900 emplois dans le scénario S50 et -1 300 emplois dans le scénario S20. Les pertes d'emplois les plus importantes étant concentrées dans le secteur nucléaire avec -7 500 en moyenne sur la période 2010-2030 dans le scénario S50 (par rapport à S70) et -11 200 dans le scénario S20. Ainsi, la perte maximum d'emploi dans le secteur nucléaire atteint -29 600 en 2030 dans le scénario S20, soit plus des deux tiers de l'emploi du secteur en 2030 dans le scénario S70. Par contre, dans le scénario S20, l'ensemble des autres technologies crée de l'emploi avec, en 2030, +11 300 emplois dans la production électrique

d'origine éolienne, +5 000 emplois dans le photovoltaïque et +12 100 emplois dans le thermique, par rapport à S70.

Figure 4: Emploi par technologie dans la production d'électricité



Source : NEMESIS, estimation de l'emploi pour la production d'électricité (exploitation) hors réseau et commercialisation sur la base des données d'entreprises d'Eurostat (Eurostat 2011).Lecture n°1 : en 2030, la production d'origine nucléaire détruit -29 600 emplois dans le scénario S20 par rapport au scénario S70. Lecture n°2 : la production d'origine nucléaire détruit -11 200 emplois, en moyenne entre 2010 et 2030, dans le scénario S20 par rapport au scénario S70.

La macroéconomie

La politique de « sortie du nucléaire » consiste en une politique de désinvestissement dans le secteur de la production d'électricité d'origine nucléaire compensée par des investissements dans des technologies alternatives. En d'autres termes, elle consiste à remplacer la technologie nucléaire peu onéreuse (hors coût social) par une autre. Il s'agit donc d'un scénario consistant en une hausse de l'investissement dans le secteur électrique financée par un accroissement des coûts de production, et donc d'utilisation, de cette énergie.

Les conséquences macroéconomiques (voir Figure 5 et Figure 6) de ces scénarios peuvent être analysées en deux temps. Tout d'abord une phase keynésienne durant laquelle les effets relance de l'investissement l'emportent. Ainsi, le PIB s'accroit sous l'impulsion de la demande d'investissement. Cette première phase s'achève autour de 2020 dans les deux scénarios. En effet, la hausse des coûts de production de l'électricité entraîne, pour les entreprises, un accroissement du coût de l'accès à l'énergie, ce qui augmente les coûts de production et, *in fine*, les prix. Par ailleurs, la hausse du prix de l'électricité pénalise les ménages en réduisant leur pouvoir d'achat et donc la consommation

finale ce qui entraîne une baisse de l'activité économique. Cet accroissement généralisé des prix est accentué par la boucle prix-salaire[11].

En 2030 dans le scénario S50, les prix à la consommation augmentent de 0,9% et le PIB baisse de 0.6% avec -0.7% de consommation finale des ménages et un solde extérieur dégradé (-0.4% d'exportations et -0.1% d'importations). Dans le scénario S20, les prix à la consommation augmentent de 1,8% par rapport au scénario S70 et le PIB baisse de -0.9% avec -1.0% de consommation finale des ménages, -0.7% d'exportations et +0.1% d'importations. Ainsi, l'augmentation du prix de l'électricité entraine un effet inflationniste à travers :

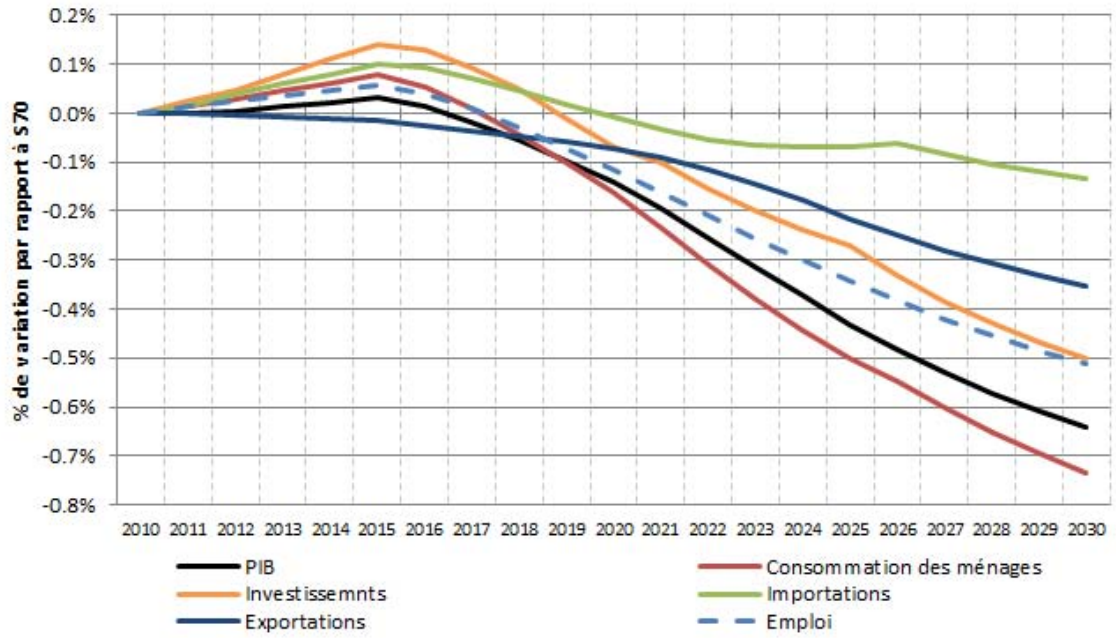
(1) l'augmentation du coût de l'électricité pour les ménages,

(2) le maintien des marges des producteurs et donc l'augmentation des prix à la production due à l'accroissement du coût de l'électricité, et

(3) l'indexation unitaire des salaires (boucle salaire-prix).

Cette augmentation des prix pénalise fortement la consommation des ménages (perte de revenu disponible réel) mais dégrade également le solde extérieur en diminuant la compétitivité des biens produits nationalement.

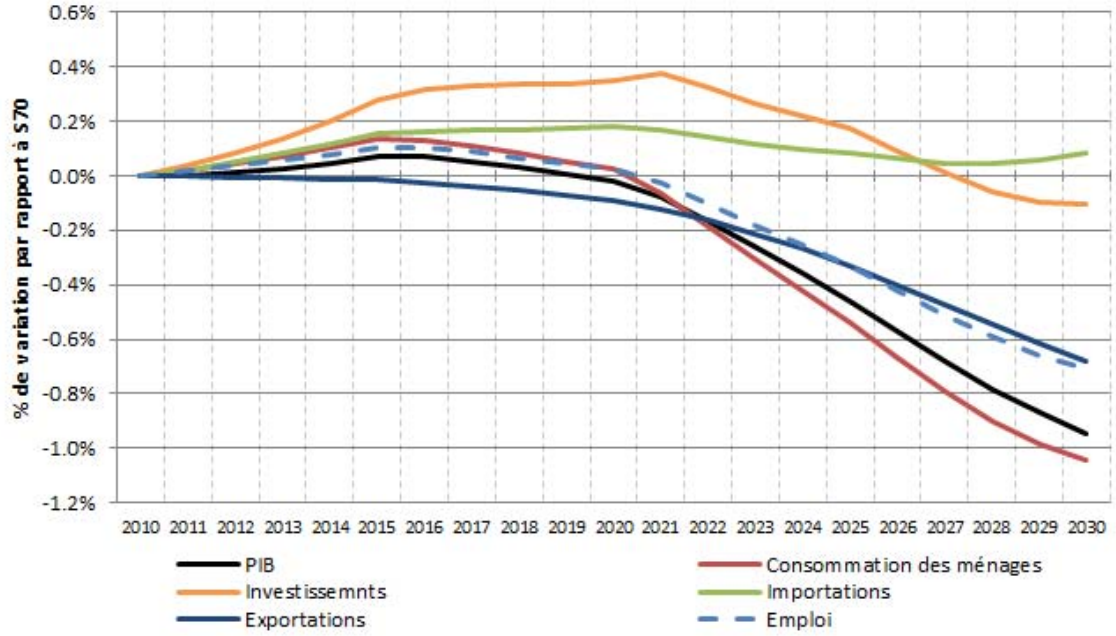
Figure 5: Agrégats macroéconomiques dans le scénario S50 (% variation par rapport à S70)



Source : NEMESIS

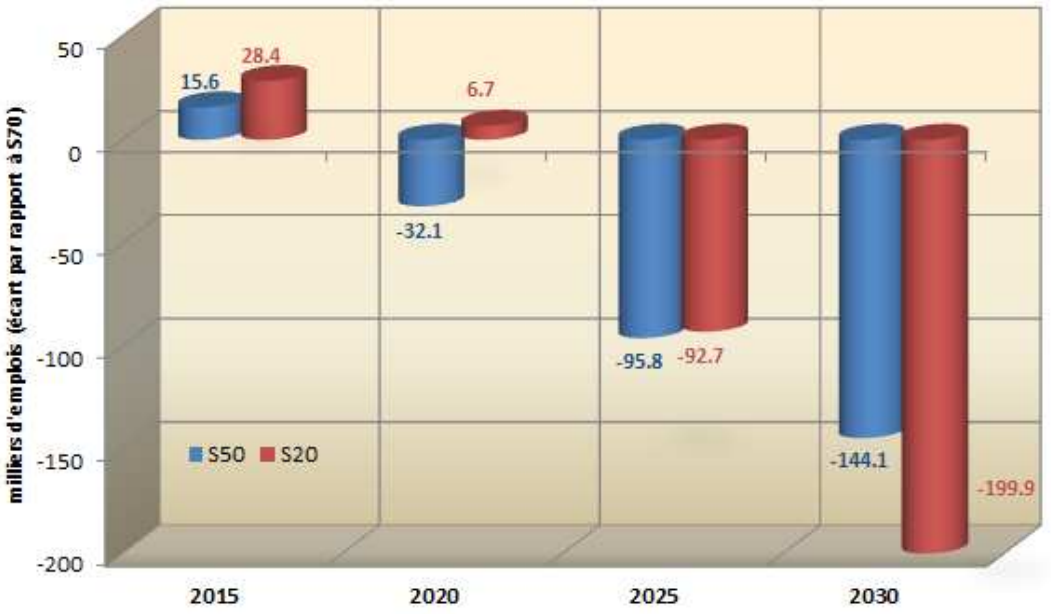
[11] Nous avons réalisé une variante dans laquelle nous avons conservé les hypothèses du scénario S20, mais sans augmenter le prix de l'électricité, et nous obtenons un effet positif sur le PIB (+0.2% en 2030) et sur l'emploi (+30 000), ce qui confirme l'importance de l'effet de la variation du prix de l'électricité sur les résultats macroéconomiques.

Figure 6: Agrégats macroéconomiques dans le scénario S50 (% variation par rapport à S20)



Source : NEMESIS

Figure 7: Emploi total (écart en milliers par rapport à S70)



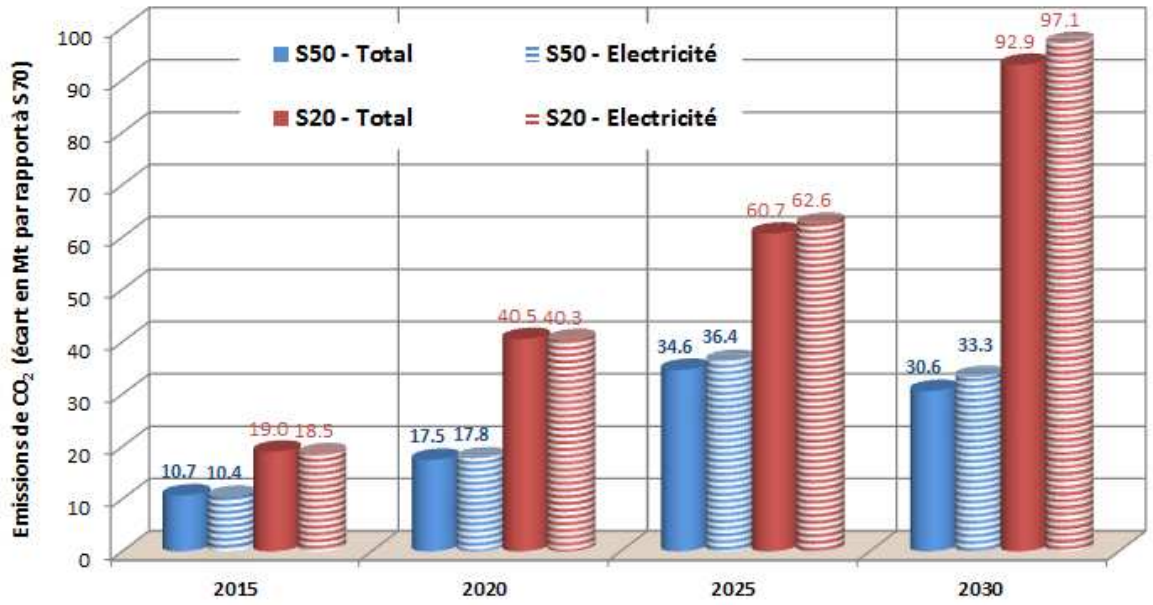
Source : NEMESIS

On remarque ainsi que l'emploi s'accroit légèrement en début de période avant de se contracter beaucoup plus fortement sous l'impulsion de la contraction de l'activité (voir Figure 7). Ainsi, en 2015, +15 600 emplois supplémentaires sont créés dans le scénario S50 et +28.4 dans le scénario S20, par rapport au scénario S70. Dès 2018, le scénario S50 perd de l'emploi par rapport au scénario S70 (avec -32 700 en 2020) alors que les pertes d'emplois n'apparaissent qu'à partir de 2021 dans le scénario S20 où l'investissement du secteur de production de l'électricité est plus important. Mais, en 2030, les pertes d'emplois ont été estimé à -140 000 emplois dans le scénario S50 et -200 000 emplois dans le scénario S20.

Emissions de CO_2

Par rapport au scénario maintien du nucléaire (S70), les émissions de GES de l'économie française s'accroissent, en 2030, de +7% dans le scénario S50 (+9% de CO_2) et de +29% dans le scénario S20 (+21% de CO_2). Cette augmentation des émissions est la résultante de 3 phénomènes. Tout d'abord, le renforcement de la production d'électricité d'origine thermique au détriment de la production nucléaire continue positivement à la hausse des émissions[12]. Le renchérissement de l'énergie électrique entraine des phénomènes de substitution par des énergies fossiles et renouvelables, l'effet sur les émissions de GES est donc très faible. Enfin, la contraction de l'activité économique réduit la demande globale d'énergie et donc réduit les émissions.

Figure 8: Emissions de CO_2 (écart en Mt par rapport à S70)



Source : NEMESIS

[12] Il faut noter qu'aucune technique de captage et de stockage du dioxyde de carbone n'est mise en œuvre dans les trois scénarios.

Nous constatons néanmoins que le supplément d'émissions provient essentiellement, voire exclusivement, à partir de 2021-2023, du secteur électrique. En effet durant la première période pendant laquelle la croissance est améliorée le supplément d'émissions de l'économie est supérieur au supplément d'émissions du secteur électrique (+40,5 contre +40,3 en 2020 dans le scénario S20 par exemple – voir Figure 8). Mais dans la seconde phase, la contribution du secteur électrique au supplément d'émission est supérieure à 100%, les émissions hors secteur électrique étant plus faibles que dans le secteur électrique, en raison du caractère dépressif de la politique. Les émissions additionnelles du secteur électrique dans le scénario de sortie de crise (+97.1 Mt de CO2 en 2030) correspondent à environ 4.7% des émissions du secteur EU-ETS européen de 2005.

Tableau 3: Emissions totales de GES en France (% par rapport à 1990)

% par rapport à 1990	2015	2020	2025	2030
S70	-11.6%	-15.7%	-18.7%	-21.4%
S50	-9.7%	-12.6%	-12.5%	-16.0%
S20	-8.3%	-8.5%	-7.9%	-4.9%

Source: NEMESIS

Enfin, le Tableau 3 montre les évolutions des émissions de GES dans les 3 scénarios par rapport à 1990, nous constatons un effet très important sur les émissions globales. Par exemple, alors que dans le scénario avec maintien du parc nucléaire (S70) les émissions françaises de GES en 2020 baissent 19% par rapport à 1990, c.-à-d. proche des -20% de l'objectif européen[13], celles-ci ne diminuent plus que de 8.5% en 2020 dans le scénario de sortie du nucléaire. Ces résultats montrent que la sortie du nucléaire peut également avoir des larges conséquences sur les émissions de GES en France et par conséquent sur les objectifs de réduction des GES pris par la France[14].

[13] Le lecteur notera que l'objectif de réduction de -20% des émissions de GES est un objectif européen et peut se traduire par des réductions différentes pour la France.

[14] En considérant le prix du CO_2, en 2030, calculé par le modèle NEMESIS - soit 88.1€ constant 2010, (Boitier, et al. 2011) ou (De Perthuis, et al. 2011) -.dans un exercice récent visant à évaluer les impacts économiques d'une politique de réduction des émissions de GES en France de 40% en 2030 par rapport à 1990, le surcoût pour le secteur électrique serait de plus de 8.5 milliards d'euros en 2030, soit environ 20% du coût de production électrique en 2030.

Conclusion

En résumé, l'évaluation macroéconomique des scénarios de *mix* électrique en France à l'horizon 2030 réalisés par l'UFE (UFE 2011), peuvent être analysées en deux temps.

Dans un premier temps, les investissements supplémentaires nécessaires à la modification des technologies de production électrique, dans les scénarios de sortie du nucléaire, ont un effet de relance de l'activité économique globale. Cette première phase est, ici, relativement modeste dans la mesure où nous avons lissé les investissements et elle se termine en 2020.

Dans la seconde phase, **la hausse des coûts de production de l'électricité entraîne, pour les entreprises, un accroissement du coût de l'accès à l'énergie**, qui se répercute ensuite sur les prix de vente de ces mêmes entreprises conduisant à un effet négatif sur leur compétitivité et sur leurs ventes. Par ailleurs, **la hausse du prix de l'électricité pénalise également les ménages en réduisant leur pouvoir d'achat** et donc la consommation finale ce qui entraîne une baisse de l'activité économique. Cet accroissement généralisé des prix est accentué par la boucle prix-salaire. Ainsi, en 2030, le PIB français serait réduit de 0.9% et l'emploi total de -200 000 dans le scénario de sortie du nucléaire par rapport au scénario du maintien du nucléaire.

Les conséquences sur le secteur électrique lui-même sont très modestes, les emplois créent pour la production d'électricité avec des sources alternatives au nucléaire (renouvelable et thermique classique) compensant les pertes d'emplois dans le secteur nucléaire.

Enfin, les conséquences de la sortie du nucléaire sur les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique et de la France sont très importantes, dans la mesure où les scénarios de l'UFE supposent un recours accru aux énergies fossiles. Ainsi, **le secteur électrique rejetterait 97Mt de CO_2 en plus en 2030 dans le scénario de sortie du nucléaire** en comparaison au scénario de maintien du nucléaire tandis que les émissions de CO_2 totales de la France augmenterait de 93Mt de CO_2. Au final en 2030, les émissions de GES dans le scénario de sortie du nucléaire baisseraient seulement de 5% alors qu'elles baisseraient de 21% dans le cas du maintien du nucléaire.

Bibliographie

Boitier, Baptiste, Arnaud Fougeyrollas, Pierre Le Mouël, Lionel Lemiale, Florent Pratlong, et Paul Zagamé. «Prospective économique et environnementale à l'horizon 2030 et évaluations économiques de différents scénarios de réduction des GES en Europe.» Note SEURECO-ERASME, 2011.

De Perthuis, Christian, et al. «Trajectoires 2020 - 2050 - Vers une économie sobre en carbone.» Rapport du Comité présidé par Christain De Perthuis, 2011.

Dessus, Benjamin, et Bernard Laponche. *En finir avec le nucléaire: Pourqoui et comment.* Seuil, 2011.

Eurostat. *Structural business statistics.* 2011.

négaWatt. «Scénario négaWatt 2011.» Dossier de synthése, 2011.

UFE. «Electricité 2030 - Quels Choix pour la France? .» 2011.

CIRED – CENTRE INTERNATIONAL DE RECHERCHE SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DEVELOPPEMENT

Impact macroéconomique du rythme de déclassement des centrales nucléaires sur la période 2010-2050

Note du CIRED à la commission Energie 2050

Ruben Bibas, Sandrine Mathy, Jean-Charles Hourcade

9 février 2012

Table des matières

1 IMACLIM-R : un outil d'analyse dédié à la prospective 6
2 Scénarios de référence 7
2.1 Hypothèses 7
2.2 Les scénarios de référence 7
2.3 Les politiques et mesures 12
2.4 Des politiques et mesures plus ambitieuses dans le secteur électrique 15
3 Scénarios Facteur 4 20
3.1 Passage de l'étude des scénarios de référence aux scénarios Facteur 4 20
3.2 Explicitation des hypothèses de scénarisation 21
3.2.1 Contrainte d'émissions 21
3.2.2 Niveau futur des prix mondiaux des fossiles 21
3.2.3 Mise en place de politiques et mesures (résidentiel et transport) 21
3.2.4 Coûts du nucléaire à construire 22
3.2.5 Scénarios de déclassement du nucléaire existant 22
3.2.6 Mise en place de politiques et mesures de maîtrise de la demande d'électricité 22
3.2.7 Mode de recyclage de la taxe carbone 23
3.3 Scénarios Facteur 4 23
3.3.1 Valeur de la taxe 23
3.3.2 Effet macroéconomique 25
3.3.3 Prix de l'électricité 28
3.3.4 Coûts complets de l'électricité 29
3.3.5 Coûts d'investissement du secteur électrique 30
4 Conclusion 31
5 Annexe : graphes illustrant les alternatives Facteur 4 32
5.1 Déterminants de la valeur de la taxe C nécessaire pour un Facteur 4 en 2050 32
5.1.1 Avec possibilité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires 32
5.1.2 Sous contrainte de sortie du nucléaire (à court, moyen ou long terme) 36
5.2 Déterminants des pertes de PIB 39
5.2.1 Avec possibilité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires 39
5.2.2 Sous contrainte de sortie du nucléaire (à court, moyen ou long terme) 43
5.3 Secteur électrique 46
5.3.1 Avec possibilité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires 46
5.3.2 Sous contrainte de sortie du nucléaire (à court, moyen ou long terme) 50
6 Bibliographie 54

Table des tableaux

Tableau 1: Valeur de la taxe selon les paramètres (€2004/tCO2) 24
Tableau 2 : PIB per capita selon les paramètres (€2001/cap) 25
Tableau 3 : PIB per capita selon les paramètres (base 1 en 2010) 27
Tableau 4 : Augmentation du prix de l'électricité selon les paramètres (par rapport à 2010) 28
Tableau 5 : Coûts complets de l'électricité selon les paramètres en €/Mtep 29
Tableau 6 : Coûts d'investissement totaux selon les paramètres 30

Table des figures

Figure 1 : Architecture récursive et modulaire du modèle IMACLIM-R 7
Figure 2 : Ecarts de prix de l'électricité entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prix le plus bas (prolongation de toutes les centrales nucléaires et de coût bas du nouveau nucléaire) 9
Figure 3 : Budget énergie des ménages entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prolongation de la durée de vie de toutes les centrales avec coût bas de l'EPR 9
Figure 4 : Emissions de CO2 entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) 10
Figure 5 : PIB entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prolongation de la durée de vie de toutes les centrales avec coût bas de l'EPR 10
Figure 6 : Capacités installées dans le secteur électrique (scénarios de référence) 11
Figure 7 : Capacités installées dans le secteur électrique dans les scénarios avec politiques et mesures 13
Figure 8 : Ecarts de prix de l'électricité entre 2010 et 2050 dans les scénarios de PM en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prix le plus bas (prolongation de toutes les centrales nucléaires et de coût bas du nouveau nucléaire) du scénario de référence 14
Figure 9 : Evolution du budget énergie des ménages dans les scénarios avec politiques et mesures en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence 14
Figure 10 : Evolution du PIB dans les scénarios avec politiques et mesures en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence 15
Figure 11 : Emissions de CO2 entre 2010 et 2050 dans les scénarios de politiques et mesures en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) 15
Figure 12 : Ecarts de prix de l'électricité entre 2010 et 2050 dans les scénarios de PM + en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prix le plus bas (prolongation de toutes les centrales nucléaires et de coût bas du nouveau nucléaire) du scénario de référence 16
Figure 13 : Evolution du budget énergie des ménages dans les scénarios PM+ en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence 17
Figure 14 : Evolution du PIB dans les scénarios PM+ en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence 17
Figure 15 : Emissions de CO2 entre 2010 et 2050 dans les scénarios de politiques et mesures en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) 18
Figure 16 : Capacités installées dans le secteur électrique dans les scénarios PM+ 19
Figure 17 : Contrainte d'émission pour atteindre un Facteur 4 21
Figure 18 : Scénarios alternatifs de déclassement des capacités nucléaires (GW) 22
Figure 19 : Valeur de la taxe endogène - cas nouveau nucléaire autorisé 35
Figure 20 : Valeur de la taxe endogène - cas nouveau nucléaire banni 38
Figure 21 : PIB par tête - cas nouveau nucléaire autorisé 42

Figure 22 : PIB par tête - cas nouveau nucléaire banni 45
Figure 23 : Etude électricité - cas nouveau nucléaire autorisé.....49
Figure 24 : Etude électricité - cas nouveau nucléaire banni 53

1 IMACLIM-R : un outil d'analyse dédié à la prospective

IMACLIM-R est un modèle d'équilibre général calculable (MEGC) développé pour la prospective appliquée aux domaines énergétique et environnemental dans le cadre de la recherche sur le changement climatique. Comme tout modèle d'équilibre général conventionnel, IMACLIM-R fournit un cadre macroéconomique permettant d'étudier les relations entre économie et énergie. Il représente les interactions entre les secteurs et les régions dans le temps à travers l'équilibre du marché des biens et simule l'impact économique des changements qui surviennent dans le secteur énergétique aussi bien au niveau macroéconomique (modification du bien-être, gains ou pertes de compétitivité) qu'au niveau microéconomique (poids de l'énergie dans la structure de coûts de production ou dans la dépense des ménages).

Des efforts ont été faits pour construire une architecture de modélisation permettant d'incorporer aisément dans les simulations des avis d'experts et/ou des résultats de modèles sectoriels. IMACLIM-R est un modèle hybride dans la mesure où il repose sur une description explicite de l'économie à la fois en valeurs monétaires et en quantités physiques, les deux étant liées par le jeu des prix relatifs. Grâce à cette représentation de variables physiques explicites, le modèle fournit une vision duale de l'économie permettant de vérifier si l'économie projetée repose sur une réalité technique plausible et à l'inverse si le système technique sous-jacent peut s'insérer dans un contexte économique cohérent, notamment avec le système de prix relatifs interdépendants. Les variables physiques du modèle permettent aussi de transcrire explicitement les informations sectorielles. Ces informations comprennent (i) les dires d'experts sur les économies d'échelle, les mécanismes d'apprentissage et les asymptotes de saturation du progrès technique, (ii) des connaissances empiriques sur l'efficacité des instruments économiques, les imperfections de marché, les contraintes institutionnelles et la rationalité limitée des comportements. Au final, il s'agit de représenter comment la demande finale et les systèmes techniques sont transformés par les signaux économiques et les politiques publiques, surtout dans des scénarios de bifurcation importante par rapport à un scénario de référence.

Une spécificité centrale du modèle, liée à cette description duale de l'économie, réside dans l'abandon des fonctions de production conventionnelles KLE ou KLEM, censées reproduire de manière agrégée l'ensemble des techniques disponibles et les contraintes techniques sur une économie. La solution retenue dans IMACLIM-R est fondée sur la constatation qu'il est difficile de trouver des fonctions mathématiquement tractables qui permettent de représenter sur un siècle des écarts forts vis- à-vis de l'équilibre de référence et qui soient assez flexibles pour rendre compte de différents scénarios du changement structurel résultant de l'interaction entre styles de consommation, technologies et schémas de localisation (Hourcade 1993). À chaque date, les caractéristiques techniques de l'économie, ainsi que leur évolution entre t et t + n, dérivent de l'échange récursif d'informations (Figure 1: Architecture récursive et modulaire du modèle IMACLIM-R) entre :

- un module d'équilibre statique annuel, dans lequel les stocks d'équipements et les capacités de production sont fixes et où la seule flexibilité technologique est le taux d'utilisation de ces capacités. Résoudre cet équilibre en t fournit un 'cliché' de l'économie à cette date : un ensemble de prix relatifs, les niveaux de production, les flux physiques, les taux de profit pour chaque secteur et l'allocation des investissements entre les secteurs.

- Des modules dynamiques, incluant démographie, accumulation du capital, ainsi que des formes réduites de modèles sectoriels détaillés qui représentent les choix technologiques des secteurs et d'équipement des ménages. Ces formes réduites calculent, en fonction des valeurs prises dans les équilibres statiques précédents et des anticipations qu'elles permettent de formuler, la réaction des systèmes techniques, et renvoient cette information au module statique sous la forme de nouveaux coefficients pour calculer l'équilibre suivant. Chaque année, les choix

techniques incorporés dans les nouveaux équipements sont flexibles ; ils induisent une modification à la marge des coefficients input-output et de la productivité globale, en tenant compte des technologies déjà encapsulées dans les équipements existants, qui résultent des choix techniques passés. Cette hypothèse générale dite *putty-clay* est au centre des discussions sur l'inertie des systèmes techniques et sur le fait que l'économie s'adapte non seulement au niveau et à la direction des signaux économiques mais aussi à leur volatilité.

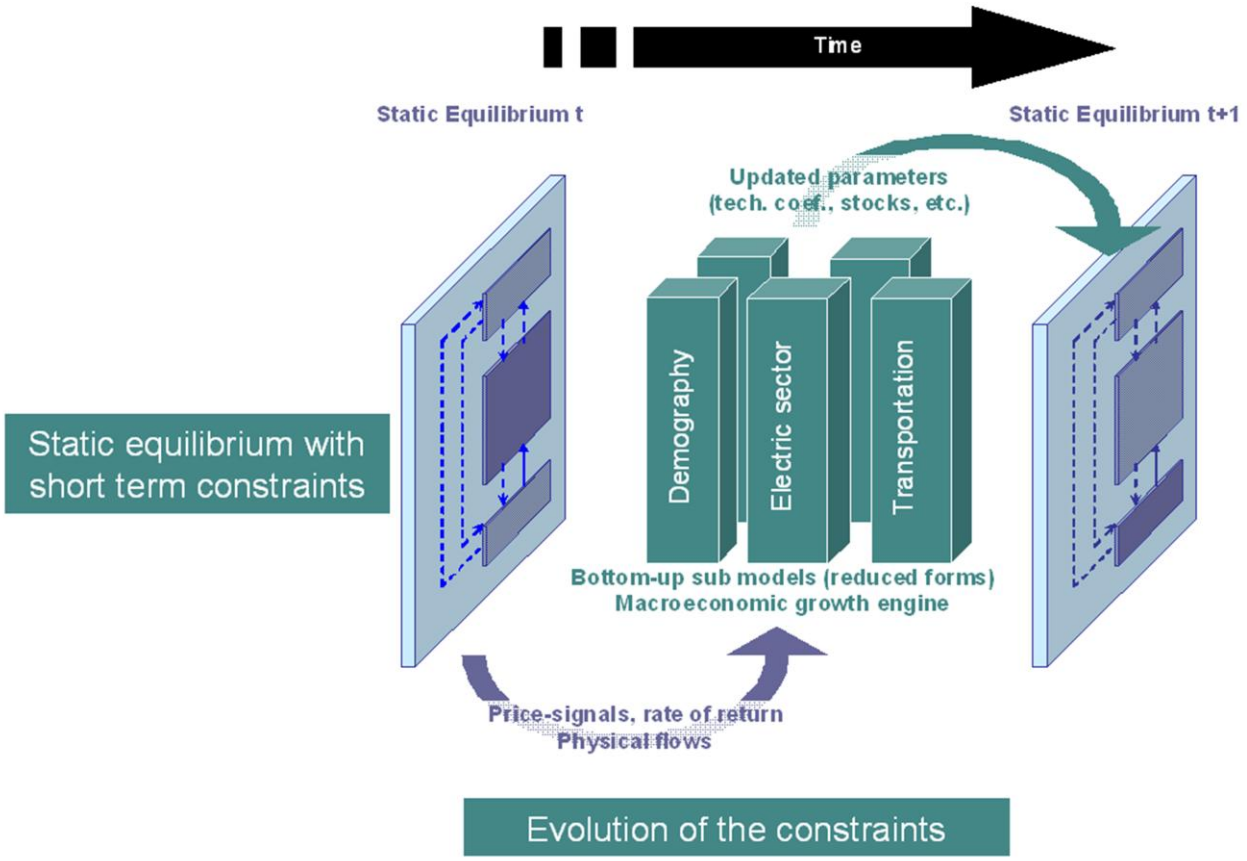


Figure 1 : Architecture récursive et modulaire du modèle IMACLIM-R

Cette architecture permet de décrire des équilibres de second rang qui intègrent les inerties dans la dynamique d'équipement et les possibilités de sous-emploi des facteurs de production (capital et travail).

2 Scénarios de référence

2.1 Hypothèses

Les scénarios étudiés respectent les hypothèses suivantes :

- Prix du pétrole calé sur le prix de l'AIE (2011)
- Coût de prolongation des centrales : 700M€/MW

2.2 Les scénarios de référence

Ces scénarios n'incluent pas de politiques climatiques, ni de politiques de maîtrise de la demande d'électricité ou d'énergie, ni de déploiement particulièrement important des ENR. Ils montrent tous une demande en électricité sensiblement identique, qui est décidée de manière endogène dans le modèle par un traitement spécifique selon les types de consommation d'électricité. Ainsi, sur les

consommations de chauffage, dans le cas de scénario avec rénovation thermique, la décision de rénovation et de changement d'équipement de chauffage (chaudière gaz, PAC, biomasse ou fioul) prend en compte les croyances sur les niveaux de prix relatifs et donc l'évolution du prix des énergies. Pour les consommations de chauffage de l'année en cours, une courbe de comportement (isoélastique ou logistique selon les variantes) permet de prendre en compte l'effet rebond sur les consommations de chauffage dans le cas de travaux de rénovations thermique ou de bâtiments basse consommation. Sur les consommations d'électricité spécifique, il y a une élasticité prix (-0.5) et une élasticité revenu (2). Dans les secteurs productifs, il y a une substitution des énergies en fonction de leurs prix relatifs.

9 scénarios sont étudiés croisant :

- les 3 scénarios de rythme de déclassement des centrales nucléaires existantes:
  - déclassement des centrales à 40 ans (sc1),
  - déclassement de la moitié environ des centrales à 40 ans (les plus anciennes) et prolongation des autres de 20 ans (sc2)
  - prolongation de toutes les centrales de 20 ans (sc3)
- avec 3 hypothèses concernant le déploiement de nouvelles centrales nucléaires
  - Hypothèses de coût élevé à 3636€/kW correspondant à un EPR à 5,8Mds €
  - Hypothèse de coût bas à 2909€/kW correspondant à un EPR à 4,6 Mds €
  - Sortie du nucléaire

Les scénarios de prolongation des centrales (en vert) conduisent au prix de l'électricité les plus bas quelle que soit l'hypothèse retenue quant au nucléaire futur.

Les scénarios les plus chers en termes de prix de l'électricité sont les scénarios de sortie du parc nucléaire à 40 ans (noir).

Deux scénarios se démarquent, les autres scénarios présentant des écarts de prix très faibles. Le scénario de sortie du nucléaire sans prolongation de la durée de vie des centrales montre un prix de l'électricité qui est de 60% supérieur environ aux autres scénarios à partir de 2030. Le scénario avec des hypothèses hautes du coût de l'EPR sans prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes montre un prix de 30% supérieur sur la même période.

Ces tendances se retrouvent dans l'évolution du budget énergie des ménages (transports + résidentiel) mais avec des écarts moindres car l'électricité ne représente qu'une part minoritaire dans les consommations d'énergie.

L'impact sur la croissance de ces scénarios différenciés sur le secteur électrique est très faible puisque l'écart de croissance entre les scénarios est de 2% sur 40 ans, ce qui représente un écart de taux de croissance annuel de 0,05%.

L'impact est par contre très marqué pour les émissions, puisque la sortie du nucléaire, sans accompagnement par des politiques climatiques conduit à une remontée marquée des émissions du fait du recours au gaz pour remplacer les centrales sortantes alors que dans les autres scénarios, le nucléaire conserve une place importante.

Dans les trois scénarios sc3 de prolongation, les différences sont le coût d'investissement pour les EPR et l'hypothèse de sortie du nucléaire. Selon que l'on est dans un schéma ou un autre, les acteurs dès 2020 prennent des décisions différentes puisque les technologies qu'ils ont à disposition des 2012 pour investir dans des capacités nouvelles sont différentes.

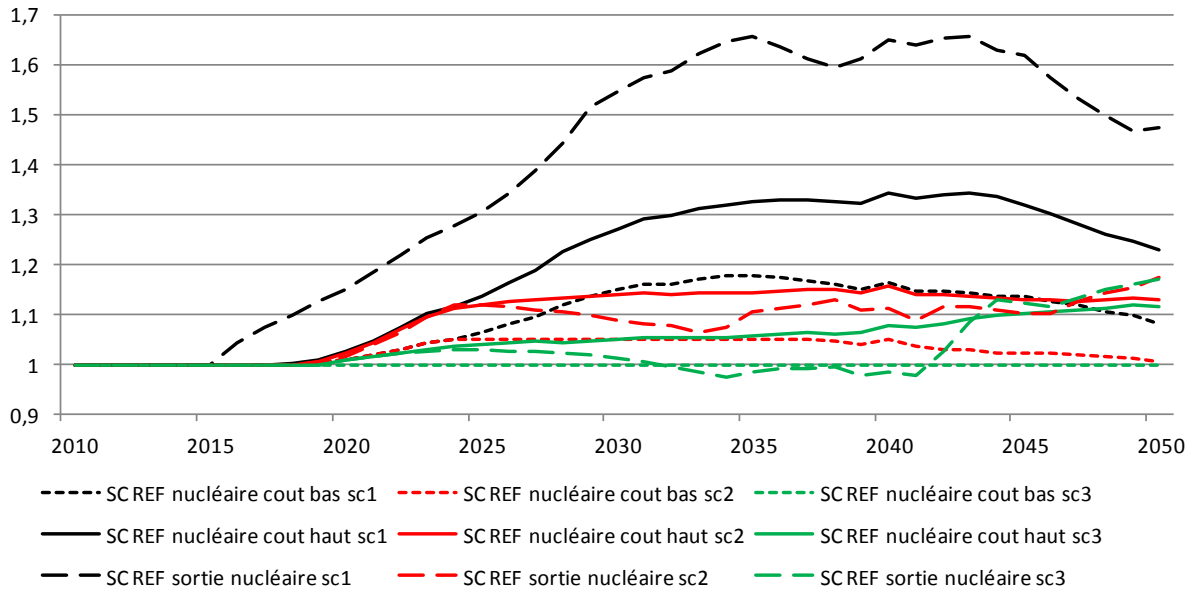


Figure 2 : Ecarts de prix de l'électricité entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prix le plus bas (prolongation de toutes les centrales nucléaires et de coût bas du nouveau nucléaire)

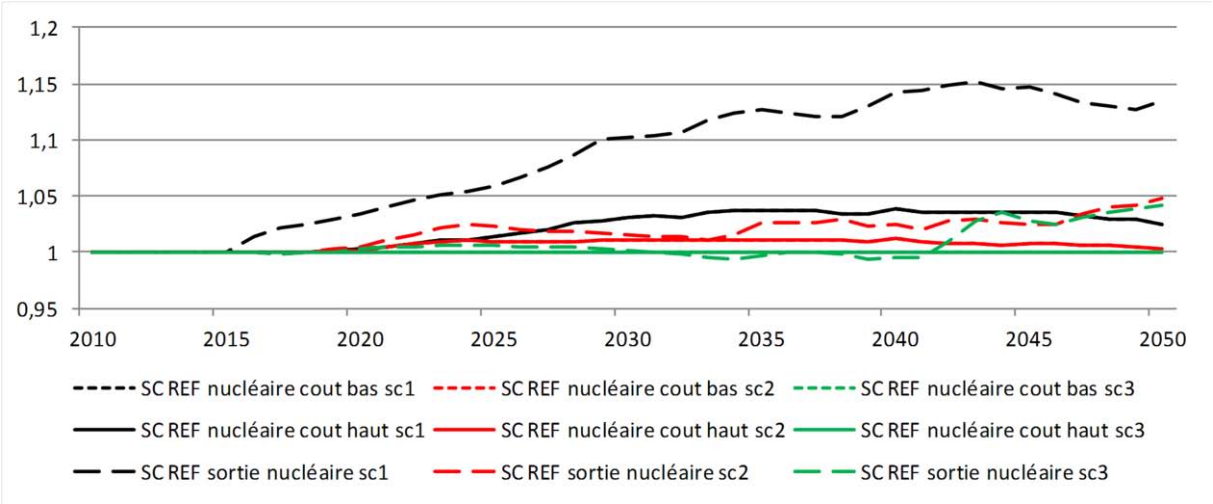


Figure 3 : Budget énergie des ménages entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prolongation de la durée de vie de toutes les centrales avec coût bas de l'EPR

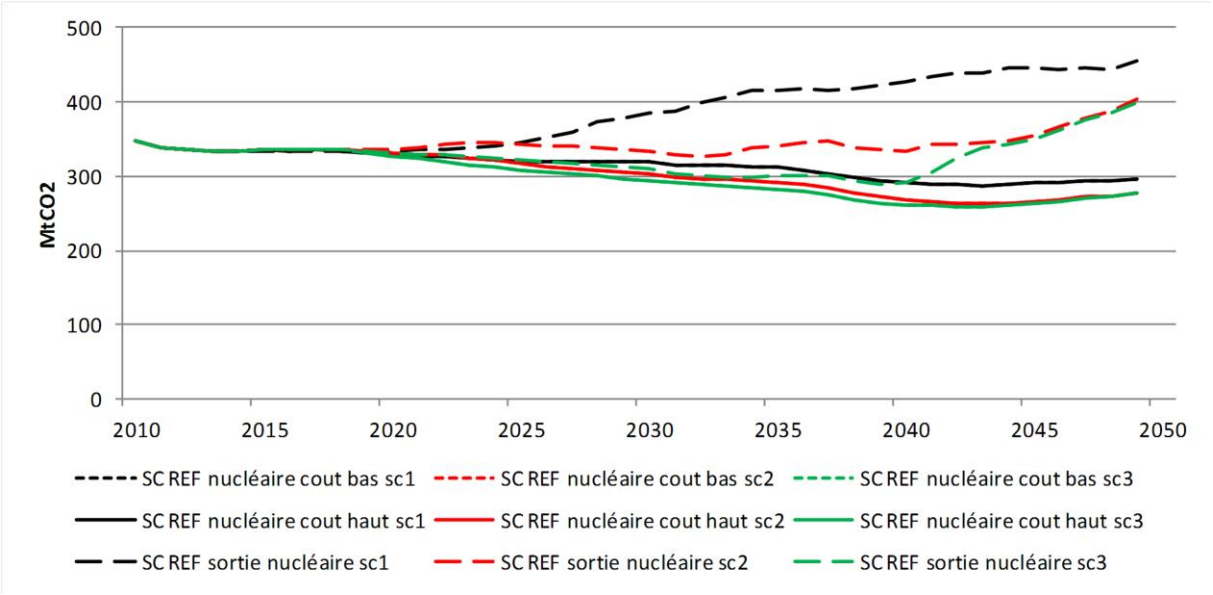


Figure 4 : Emissions de CO2 entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire)

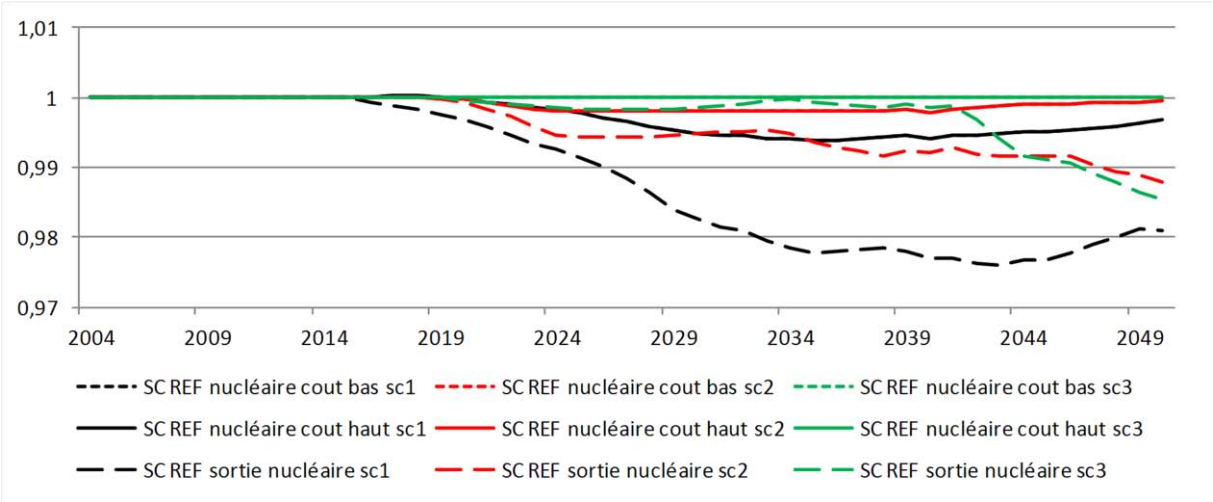


Figure 5 : PIB entre 2010 et 2050 dans les scénarios de référence en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prolongation de la durée de vie de toutes les centrales avec coût bas de l'EPR

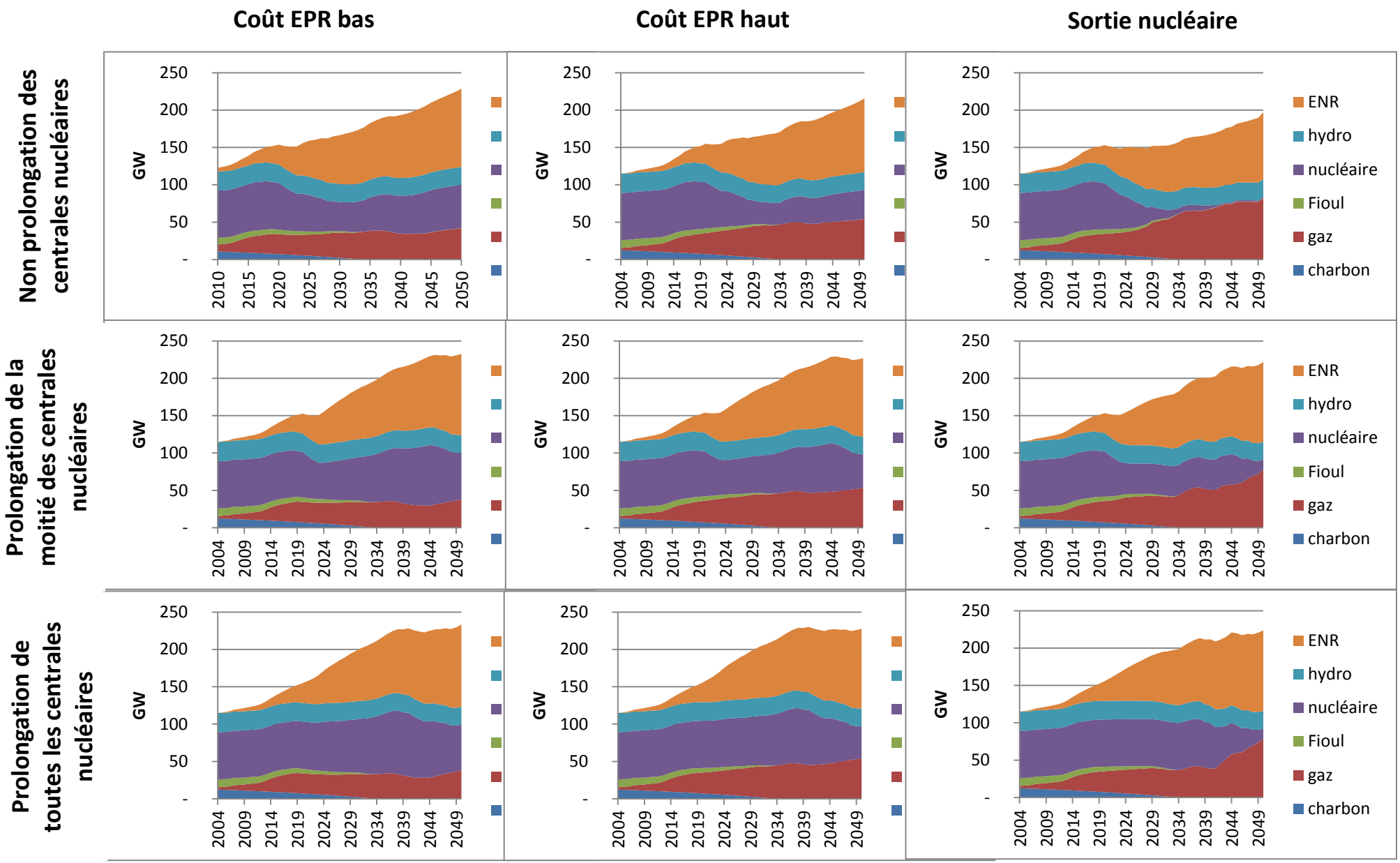


Figure 6 : Capacités installées dans le secteur électrique (scénarios de référence)

2.3 Les politiques et mesures

Dans cette partie, des politiques et mesures (PM) de réduction de la demande d'énergie sont mises en œuvre :

- dans le secteur des transports (bonus-malus, politiques d'infrastructures alternatives à la route, maîtrise de l'étalement urbain, déploiement des transports collectifs, amélioration de la logistique du fret…),
- dans le secteur résidentiel/tertiaire (renforcement des dispositifs de crédit d'impôt développement durable et d'écoprêt à taux zéro, obligation de rénovation),
- dans le secteur électrique (MDE contribuant à l'aplatissement de la courbe de charge) sont mis en œuvre.

Les autres hypothèses sont conservées identiques.

L'impact sur la demande d'électricité et sur les capacités installées est sensible mais peu prononcé car les mesures dans le secteur électrique sont modérément volontaristes. De la même manière que dans les scénarios de référence, le gaz se développe un peu aux côté des renouvelables, mais le nucléaire quelle que soit l'hypothèse de coût retenue reste dominant dans les scénarios sans sortie du nucléaire.

Néanmoins, l'introduction des PM conduit à des niveaux de prix inférieurs à ceux du scénario de référence. Le prix du scénario le plus haut (sortie du nucléaire sans prolongation de la durée de vie des centrales) baisse de 10% environ entre 2030 et 2040 par rapport au scénario de référence. Les autres scénarios voient une stabilisation du prix de l'électricité sur toute la période. L'écart entre les scénarios extrêmes tombe à 50% entre 2030 et 2040.

Cette baisse sensible du prix de l'électricité se retrouve dans l'évolution du budget énergie des ménages par rapport au scénario de référence (le graphique est en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec une hypothèse de coût bas du nucléaire). Cette baisse est en partie due à la baisse du prix de l'électricité, mais elle est surtout imputable aux économies d'énergies du fait des politiques et mesures. Au final l'impact des PM sur le budget des ménages est plus important que le choix du scénario de prolongation des centrales et de choix technologique sur le recours au nucléaire ou non.

L'impact sur la croissance de ces politiques et mesures est légèrement positif, notamment à court terme, ce qui permet d'amortir une partie du choc d'une sortie sans prolongation de la durée de vie des centrales dans les scénarios sc1. Les autres scénarios se retrouvent avec des gains sur l'ensemble de la période.

Les politiques et mesures permettent de réduire drastiquement les émissions de CO2 dans tous les scénarios. Néanmoins, les scénarios de sortie du nucléaire restent beaucoup plus émetteurs que les autres du fait du recours au gaz. Dans tous les autres scénarios, les émissions ont chuté de moitié depuis 2005 alors que dans les scénarios de sortie du nucléaire, elles n'ont baissé que de 8 à 23% par rapport à 2005.

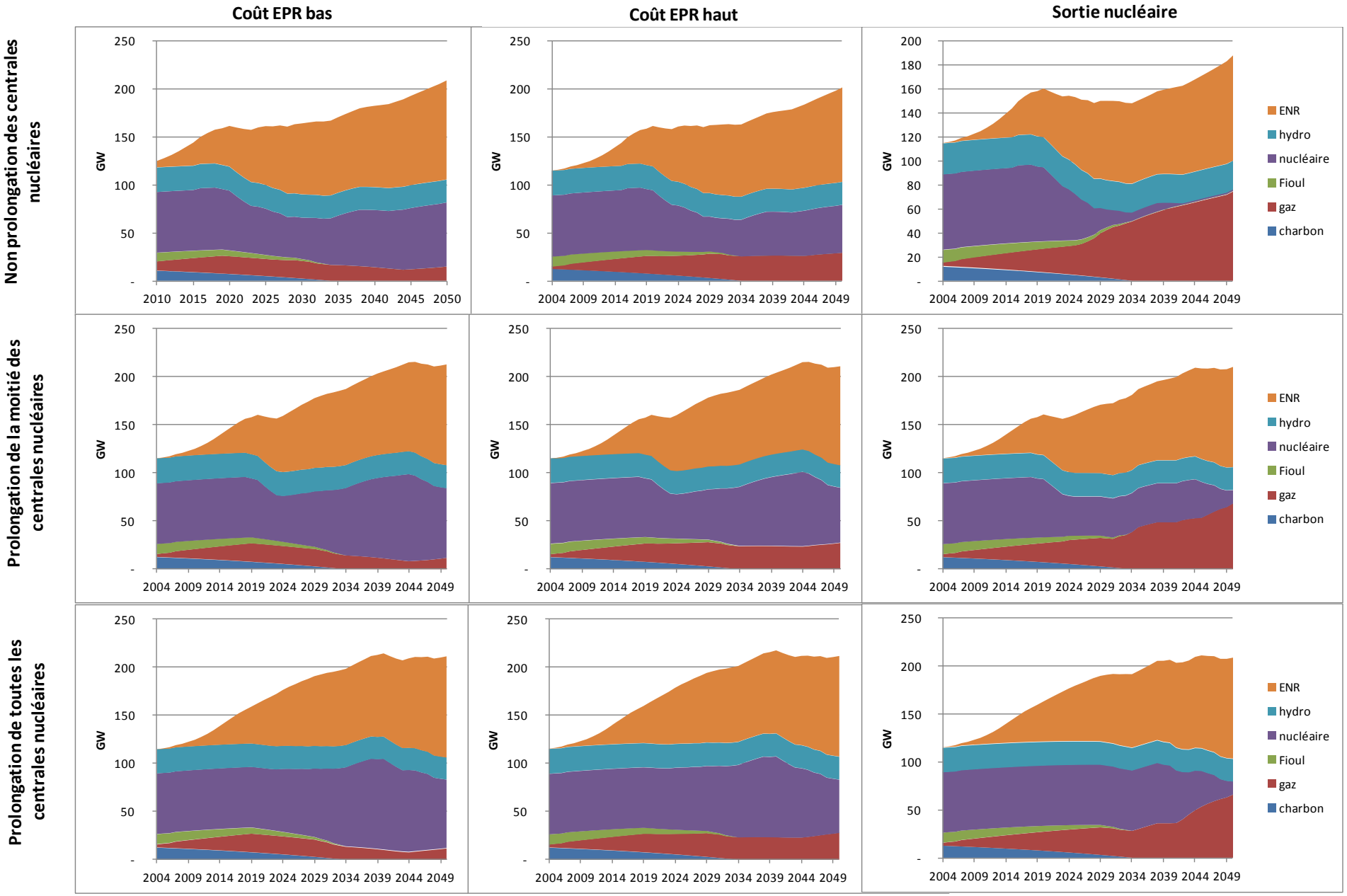


Figure 7 : Capacités installées dans le secteur électrique dans les scénarios avec politiques et mesures

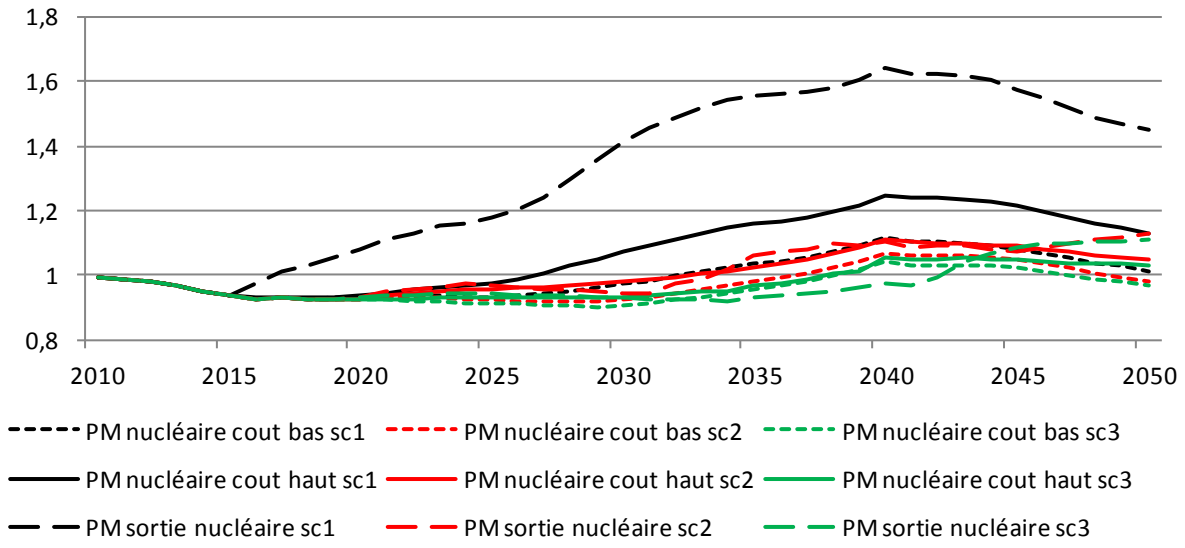


Figure 8 : Ecarts de prix de l'électricité entre 2010 et 2050 dans les scénarios de PM en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prix le plus bas (prolongation de toutes les centrales nucléaires et de coût bas du nouveau nucléaire) du scénario de référence

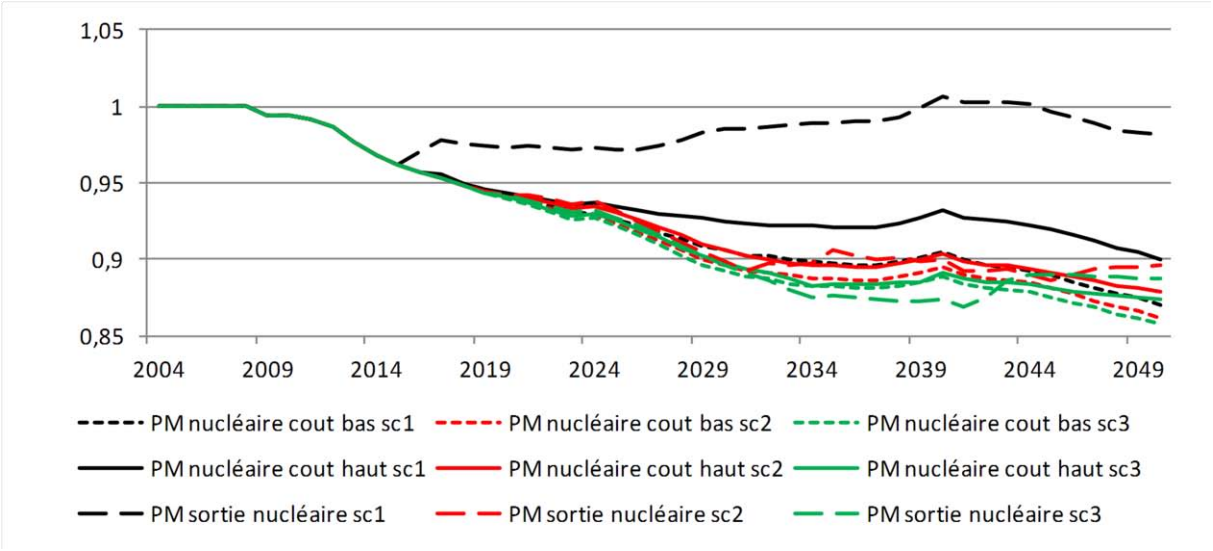


Figure 9 : Evolution du budget énergie des ménages dans les scénarios avec politiques et mesures en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence

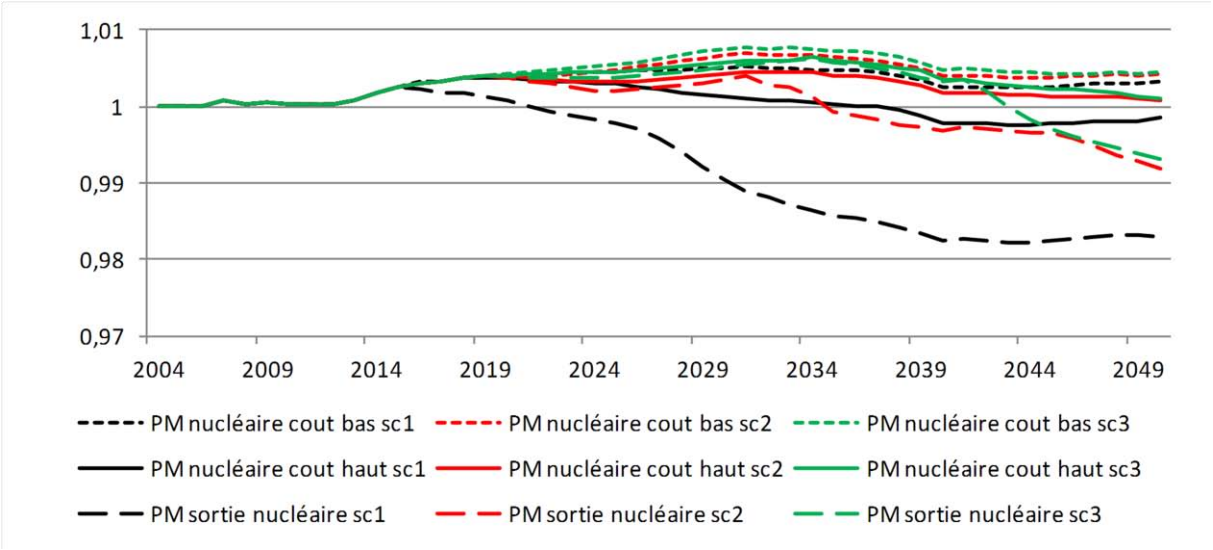


Figure 10 : Evolution du PIB dans les scénarios avec politiques et mesures en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence

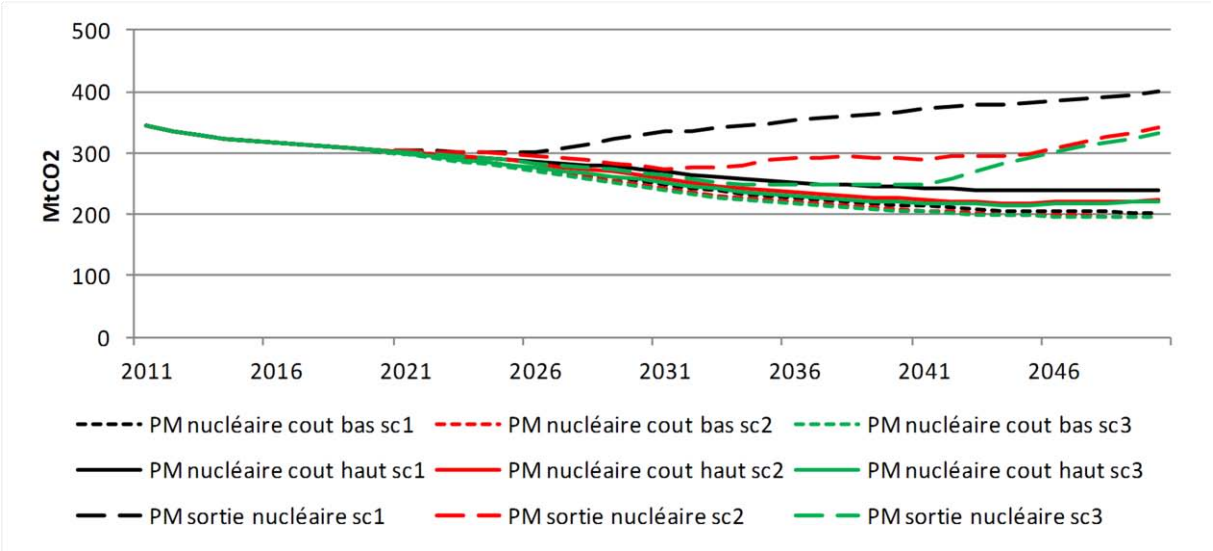


Figure 11 : Emissions de CO2 entre 2010 et 2050 dans les scénarios de politiques et mesures en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire)

2.4 Des politiques et mesures plus ambitieuses dans le secteur électrique

Les politiques et mesures de la partie précédente étaient peu volontaristes sur la MDE et sur le potentiel de déploiement des ENR. Dans cette partie nous nous efforçons de retranscrire des potentiels de MDE et d'ENR plus importants que dans la partie précédente. Là aussi, les scénarios de demande d'électricité sont les mêmes quelle que soient les hypothèses sur les technologies retenues (prolongation de la durée de vie des centrales ou non, sortie du nucléaire ou non). Cette famille de scénario est notée PM+ dans la suite.

L'impact direct est bien sûr une part plus importante des ENR dans les capacités installées et donc un parc résiduel fossile et/ou nucléaire réduit. L'impact direct est bien sûr des réductions d'émissions dans les scénarios de sortie nucléaire puisqu'une partie du recours au gaz dans les scénarios précédents est alors remplacée par les renouvelables. La part restante au gaz est de ce fait

très restreinte. Ce sont donc les scénarios de sortie du nucléaire qui bénéficient le plus de réductions d'émissions inhérentes au développement accru des ENR.

Ce développement accru des ENR dans tous les scénarios montrés s'accompagne d'une baisse du prix de l'électricité par rapport aux scénarios de PM de la partie précédente. Cette baisse s'accompagne d'un resserrement sur les écarts de prix entre les scénarios qui tombe à 40%.

L'impact de ces prix couplés à des demandes d'électricité réduites par rapport aux deux familles de scénarios précédentes (référence et PM) conduit à des budgets énergie des ménages de 10% inférieurs environ aux budgets énergie dans la famille de scénarios PM et de 20 à 25% inférieurs environ aux budgets énergie dans la famille de scénarios de référence. Ces gains dus à la mise en œuvre de politiques et mesures sont plus importants que l'écart du au choix technologique entre les scénarios de prolongation des centrales nucléaires d'une part et le recours ou non au nucléaire pour les nouvelles centrales.

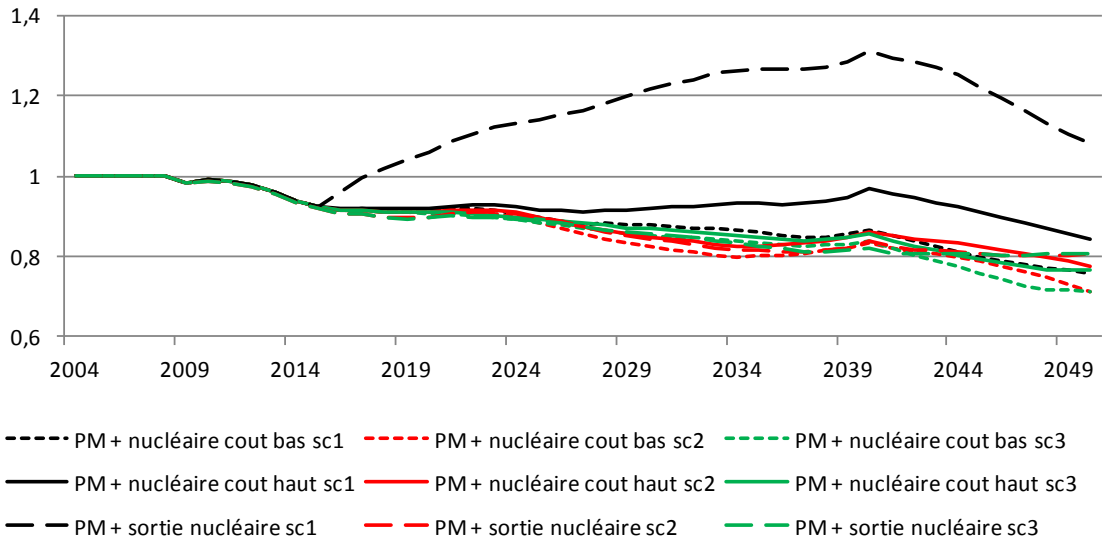


Figure 12 : Ecarts de prix de l'électricité entre 2010 et 2050 dans les scénarios de PM + en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire) en indice par rapport au scénario de prix le plus bas (prolongation de toutes les centrales nucléaires et de coût bas du nouveau nucléaire) du scénario de référence

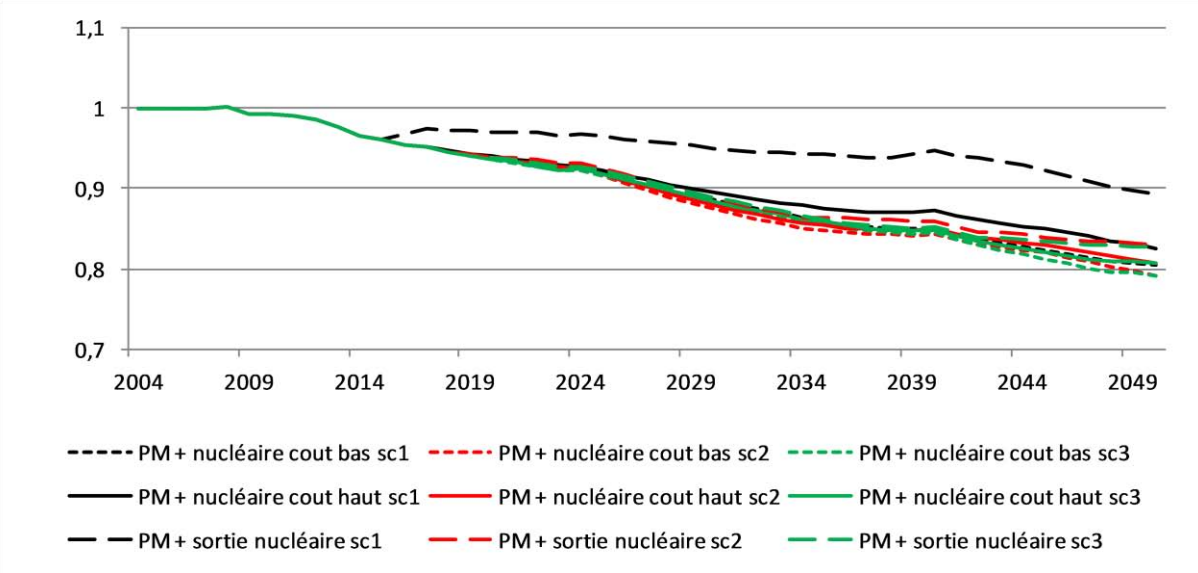


Figure 13 : Evolution du budget énergie des ménages dans les scénarios PM+ en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence

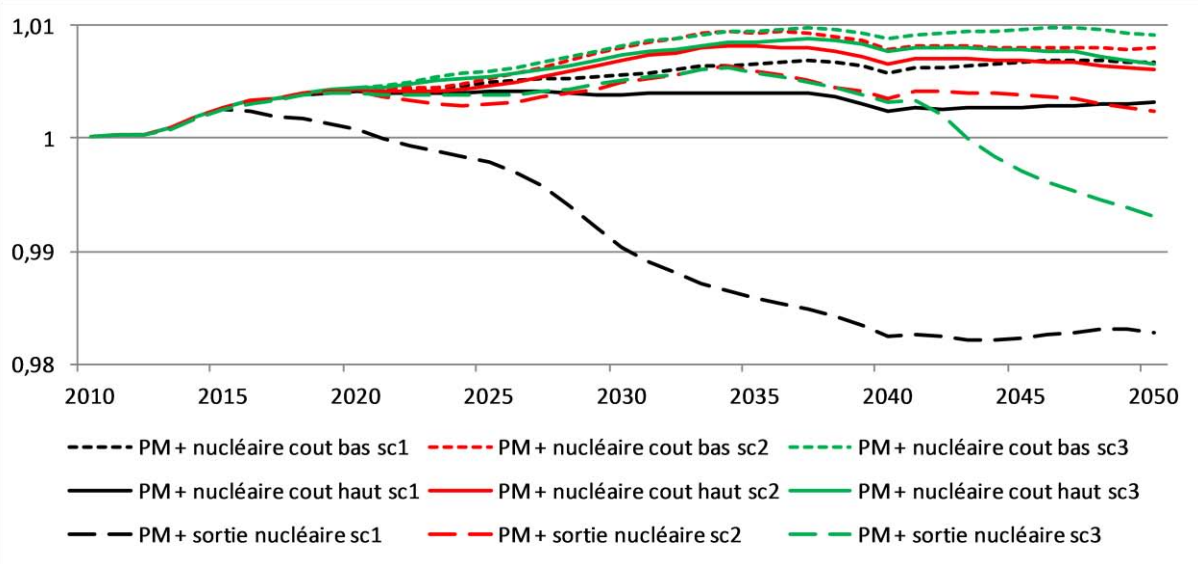


Figure 14 : Evolution du PIB dans les scénarios PM+ en indice par rapport au scénario de prolongation de toutes les centrales avec coût bas du nucléaire dans le scénario de référence

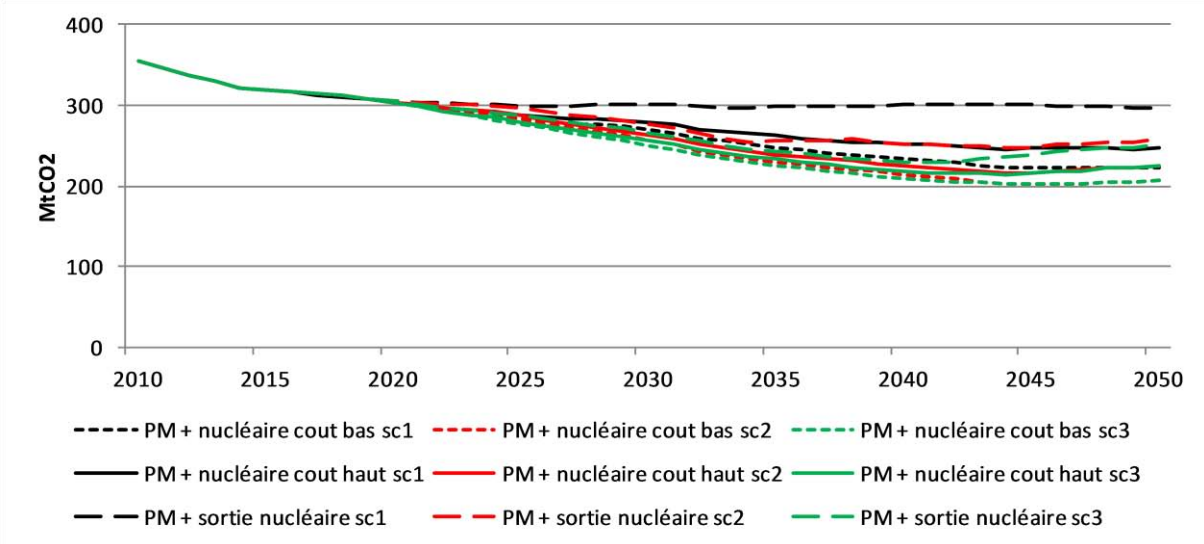


Figure 15 : Emissions de CO2 entre 2010 et 2050 dans les scénarios de politiques et mesures en fonction du rythme de déclassement des centrales nucléaires et du nouveau nucléaire (coût élevé, bas ou sortie du nucléaire)

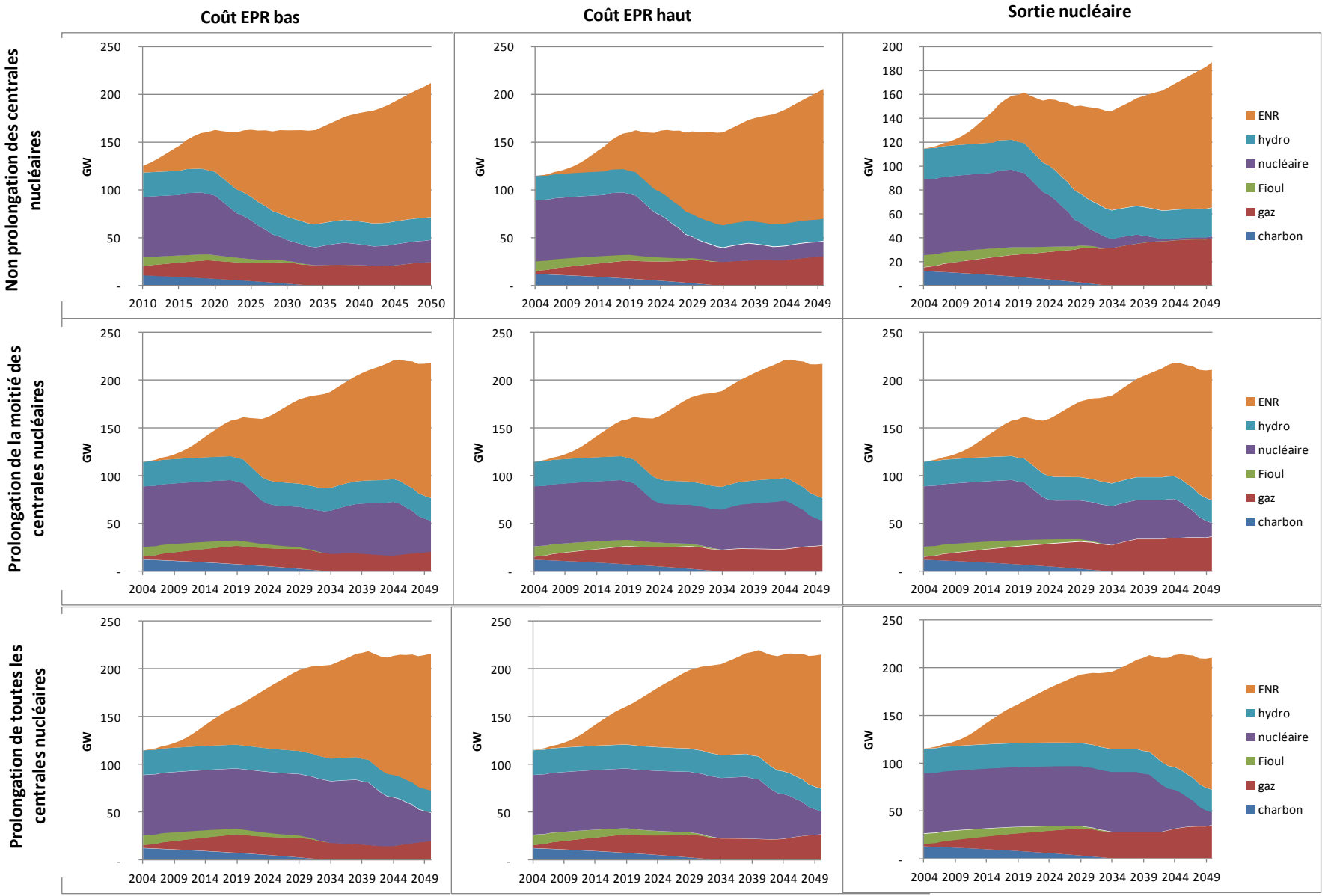


Figure 16 : Capacités installées dans le secteur électrique dans les scénarios PM+

3 Scénarios Facteur 4

3.1 Passage de l'étude des scénarios de référence aux scénarios Facteur 4

La partie 2 (Scénarios de référence, ci-dessus) présente l'impact du déclassement des centrales nucléaires sur l'évolution future du mix énergétique, sous l'angle croisé des coûts du nucléaire (une sortie définitive du nucléaire revenant à estimer le coût du risque à l'infini) et du rythme de déclassement. Ceci est fait dans trois cas, un scénario « REF » au fil de l'eau (i.e. *Business As Usual*, BAU), un scénario « PM » avec politiques et mesures impactant principalement les secteurs résidentiel et transports, ainsi qu'un scénario « PM+ » impactant également le secteur électrique.

Cette partie s'attache à explorer l'incertitude autour de l'impact macroéconomique de politiques climatiques visant un facteur 4. L'analyse s'articule autour d'une discussion sur le rythme de déclassement et les coûts d'investissement des nouveaux réacteurs nucléaires. S'y ajoutent plusieurs alternatives sur les visions du futur, que nous traitons par l'exploration combinatoire de scénarios. Ces alternatives sont ainsi sur :

- le niveau futur des prix mondiaux des fossiles,
- la mise en place de politiques et mesures (principalement sur le résidentiel et le transport) véritablement ambitieuses et efficaces,
- l'alternative sur les coûts futurs du nucléaire à construire
- les 3 scénarios de déclassement des centrales nucléaires existantes
- la mise en place de politiques et mesures de maîtrise de la demande d'électricité (MDE)
- une alternative sur le mode de recyclage de la taxe carbone mise en place pour atteindre le facteur 4
- une alternative sur le futur de la balance commerciale française.

Ces alternatives débouchent sur N = 576 scénarios pour chaque hypothèse de taxation du carbone (référence, taxe EU-ETS sur les secteurs soumis à un marché de quotas, taxe endogène nécessaire pour atteindre un facteur 4). Dans ce rapport, seule sera évoquée la taxe endogène (c'est-à-dire calculée par le modèle annuellement pour satisfaire la contrainte d'émissions), car l'évaluation de la taxe EU-ETS fournie n'est en effet pas suffisante pour induire une mutation profonde des secteurs énergétiques.

3.2 Explicitation des hypothèses de scénarisation

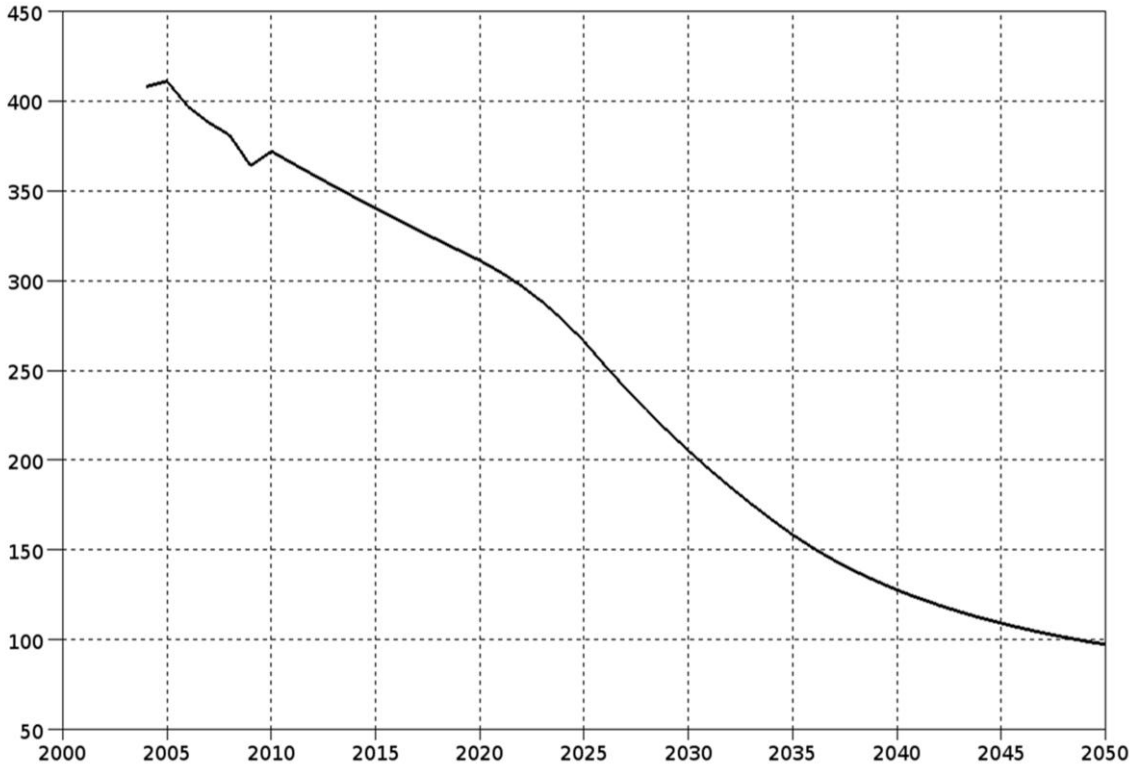


Figure 17 : Contrainte d'émission pour atteindre un Facteur 4

3.2.1 Contrainte d'émissions

Présentée dans la Figure 17 : Contrainte d'émission pour atteindre un Facteur 4, celle-ci passe par un objectif de -20% en 2020 pour atteindre un Facteur 4 en 2050.

3.2.2 Niveau futur des prix mondiaux des fossiles

Les prix mondiaux des biens, et notamment des énergies proviennent de résultats de simulation du modèle IMACLIM-R Monde. Ces prix sont donc exogènes à Imaclim-R France (un modèle d'équilibre général en économie ouverte). L'hypothèse de base rejoint les coûts de l'AIE (2011). L'alternative est une montée plus forte des prix des fossiles, pour atteindre un niveau de 30% supérieur en 2050. L'hypothèse basse (notée 0) sera représentée en noir tandis que l'hypothèse haute (notée 1) sera représentée en rouge[1].

3.2.3 Mise en place de politiques et mesures (résidentiel et transport)

- Résidentiel
    - Eco-PTZ
    - Crédit d'impôt développement durable
    - Réglementation thermique
    - Obligation de rénovation
- Transports
    - Bonus-Malus sur véhicules neufs
    - Politiques d'infrastructures (formes urbaines, multimodalité des infrastructures)

[1] Les couleurs indiquées dans cette partie renvoient à l'annexe et aux figures qui y sont rassemblées.

    - Logistique transport de fret
- Electricité
    - Politiques de soutien aux technologies non carbonées
- Modes de vie
    - Sobriété (décroissance du contenu matériel des préférences des ménages)

L'hypothèse sans politiques et mesures (notée 0) sera représentée en noir tandis que l'hypothèse avec politiques et mesures (notée 1) sera représentée en rouge.

3.2.4 Coûts du nucléaire à construire

L'incertitude sur les coûts d'investissement est décrite par deux scénarios alternatifs pour les nouvelles constructions : 2909 €/kW pour l'hypothèse basse et 3636 €/kW pour l'hypothèse haute.

3.2.5 Scénarios de déclassement du nucléaire existant

L'hypothèse basse (sortie rapide – notée 0) sera représentée en noir tandis que l'hypothèse moyenne (prolongement de 20 ans d'une centrale sur deux – notée 1) sera représentée en rouge et l'hypothèse haute (prolongement de 20 ans de toutes les centrales – notée 2) sera représentée en vert.

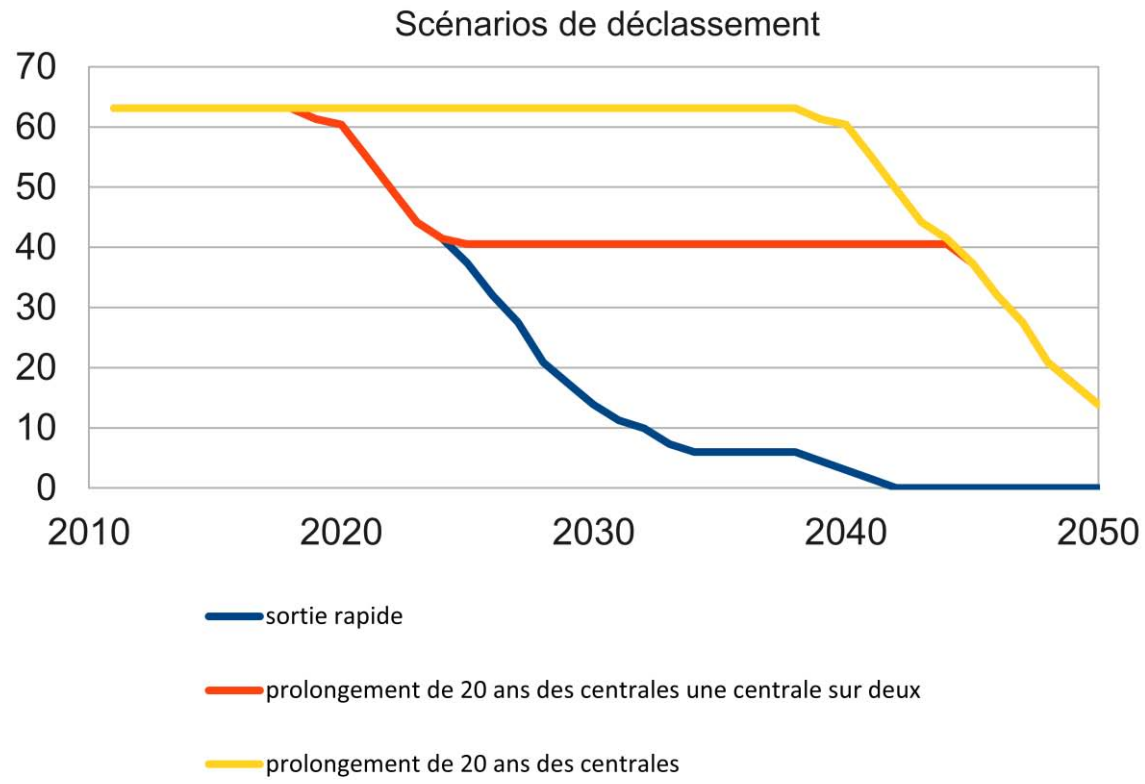


Figure 18 : Scénarios alternatifs de déclassement des capacités nucléaires (GW)

3.2.6 Mise en place de politiques et mesures de maîtrise de la demande d'électricité

Ces mesures, additionnelles aux mesures citées à la section 4.2.3 concernent spécifiquement le secteur électrique. Elles se composent de deux volets : promotion accrue des ENR intermittentes au sein du mix électrique (qui présupposent notamment une adaptation du réseau électrique et/ou des moyens de pointe et/ou des moyens de stockage) et des mesures de MDE renforcées pour aplanir la courbe de charge (voire réduire la charge totale demandée).

Dans les graphes en annexe, l'hypothèse basse (aucune mesure de MDE – notée 0) sera représentée en noir tandis que l'hypothèse moyenne (MDE aplanissant la courbe de charge sans réduction additionnelle de la demande et pénétration équivalente des ENR intermittentes – notée 1) sera représentée en rouge et l'hypothèse haute (MDE aplanissant la courbe de charge avec réduction additionnelle de la demande et pénétration renforcée des ENR intermittentes – notée 2) sera représentée en vert.

3.2.7 Mode de recyclage de la taxe carbone

L'atteinte du Facteur 4 passe, dans la modélisation Imaclim, par la mise en place d'un ensemble de politiques climatiques dont une taxe carbone et des politiques d'infrastructure. Les revenus de la taxe carbone sont récoltés par l'Etat et peut être réutilisée de plusieurs manières: versement d'un chèque vert au ménages, diminution des charges sur le travail pour renforcer la compétitivité de la France, subventions à la R&D « verte » ou à l'efficacité énergétique, l'aide aux ménages les plus précaires, un remboursement de la dette de la France, etc… Ici, nous retenons deux possibilités (par souci de simplification de l'analyse).

La recette de la taxe carbone peut être réutilisée intégralement lors du versement d'un chèque vert au ménage. Ces recettes peuvent alternativement être réutilisées pour diminuer les charges sur le travail, avec pour ambition de promouvoir la compétitivité de la France.

L'alternative « Chèque vert » (notée 0) sera représentée en noir tandis que l'alternative « Baisse des charges sur le travail » (notée 1) sera représentée en rouge.

3.3 Scénarios Facteur 4

3.3.1 Valeur de la taxe

Le Tableau 1: Valeur de la taxe selon les paramètres (€2004/tCO2) présente les valeurs moyennes de la taxe endogène le long de la trajectoire Facteur 4 (endogène dans le modèle), pour les années 2020, 2030, 2040 et 2050 en fonction des valeurs des paramètres. Chaque valeur représente la valeur moyenne sur le nombre total de scénarios étant donné une valeur spécifique de paramètres (soit la moyenne sur N / 2 scénarios lorsque deux alternatives sont possibles ou N/3 lorsque trois alternatives sont possibles où N = 576 scénarios).

On doit d'abord remarquer la très grande différence entre la première période jusqu'à 2020 par rapport à la seconde période entre 2030 et 2050. En effet, les valeurs moyennes de taxe pour la première période sont inférieures à 75 €/tCO2, ce quelle que soit l'alternative choisie, la fourchette allant de 19 à 75 €/tCO2. Ceci retranscrit la faible ambition de l'objectif de réduction des émissions de GES en 2020 (-20%) au vu de la baisse des émissions induite par la crise économique et financière depuis 2008.

Sur la seconde période, les valeurs moyennes de la taxe carbone croissent en revanche très fortement pour atteindre des valeurs comprises entre 400 et 1200 €/tCO2 en 2050 avec des variations très importantes selon les alternatives considérées[2].

L'étude plus approfondie de ce tableau nous permet de déceler des déterminants importants de la taxe carbone, soit pour le court terme soit pour le plus à long terme. Ainsi, le prix international des ressources fossiles (paramètre exogène dans Imaclim-R France), détermine de manière incontestable la valeur de la taxe carbone en 2020. Ainsi, les valeurs moyennes pour un prix bas des énergies fossiles (respectivement un prix haut) correspondent aux valeurs de taxe les plus hautes (respectivement les plus basses) en 2020 comparativement aux autres paramètres. A cet horizon, la hausse du prix des ressources fossiles à court terme joue comme un signal carbone suffisant pour

[2] Ces chiffres qui peuvent paraître démesurément hauts se situent dans un contexte de très forte baisse des consommations d'énergie et se traduisent par des augmentations très modérées des budgets énergie des ménages.

réduire les émissions au niveau requis. En revanche, de manière contre-intuitive, à partir de 2040, la valeur moyenne de la taxe pour des prix des ressources fossiles élevées est supérieure à la valeur moyenne de la taxe pour des prix des ressources fossiles faibles. Au début de la période, le prix élevé des ressources fossiles a renforcé la décarbonisation de l'économie en pesant sur les choix où un signal faible est suffisant mais a de ce fait diminué le signal carbone en début de période jouant sur les décisions prises à long terme où un signal fort est nécessaire pour enclencher une transition. C'est par exemple le cas des transports et du résidentiel, secteurs à forte inertie pour lesquels un signal prix sur le court terme élevé est nécessaire pour permettre de générer des réductions d'émissions sur le long terme.

Année		2020	2030	2040	2050
Prix FF	Bas	75	631	809	830
	Haut	19	544	981	962
Politiques et Mesures	Sans	70	702	1072	1165
	Avec	23	474	718	627
Recyclage	Chèque vert	45	543	860	930
	Baisse charges travail	49	633	930	862
MDE	Sans	55	630	946	992
	MDE légère	47	586	903	898
	MDE forte	39	547	836	798
Nucléaire	CI[3] Faible	46	583	894	888
	CI[3] Fort	48	592	896	904
Scénario de déclassement	Sortie rapide	53	732	1071	925
	Prolongement 1/2	53	553	801	835
	Prolongement toutes	35	478	812	928

Tableau 1: Valeur de la taxe selon les paramètres (€2004/tCO2)

Ce diagnostic reste tout à fait valable sur les deux paramètres concernant la mise en place de politiques et mesures (paramètre sur transport et résidentiel et paramètre de MDE dans le secteur électrique). Les politiques et mesures sur les transports et le résidentiel diminuent la taxe carbone de deux tiers la valeur à court terme (2020) et de moitié à long terme (2050), notamment du fait du desserrement de la contrainte pesant sur ces secteurs à forte inertie. De la même manière, les politiques de MDE dans le secteur électrique (comprenant un renforcement des politiques ENR), impactent à court comme à long terme la valeur de la taxe (un tiers en 2020 et 20% en 2050 pour l'hypothèse la plus forte par rapport à la moins forte). Il est important de noter que dans l'espace des hypothèses étudiées, un renforcement de l'ambition des politiques et mesures s'accompagne toujours d'une baisse de la taxe

La différenciation entre les deux hypothèses de recyclage provient du fait qu'une baisse des charges sur le travail a un impact positif sur l'économie, ce surplus d'activité nécessitant alors une taxe plus importante pour atteindre un niveau donné d'émissions. A long terme (2050), la taxe se trouve être moins élevée du fait de la constance d'un signal fort sur toute la durée 2020-2040 (et

[3] Coût d'investissement

préparant l'économie à la transition).

Deux paramètres concernent le nucléaire : le paramètre de prolongation des centrales existantes et le coût des nouvelles centrales.

Comparativement aux autres paramètres étudiés ici, le coût d'investissement des nouvelles centrales n'a que très peu d'impact sur la valeur de la taxe, les deux alternatives conduisant aux mêmes taux de pénétration du nucléaire.

En revanche, l'alternative sur le déclassement a un fort impact, tout au moins à court terme. De manière homogène, sur la période 2020-2030, la prolongation de la durée de vie des centrales diminue la valeur de la taxe, car rend l'objectif plus facile à atteindre (en permettant la production d'une énergie moins carbonée). A plus long terme, le scénario le plus favorable semble être le scénario médian (prolongement d'une centrale sur deux). La sortie rapide du nucléaire a ainsi permis l'entrée de plus de gaz au sein du mix électrique, renforçant le poids de la contrainte carbone. La prolongation de toutes les centrales a eu pour effet d'atténuer les efforts sur le court terme (notre modélisation reposant sur l'hypothèse d'agents myopes).

3.3.2 Effet macroéconomique

Année		2020	2030	2040	2050
Prix FF	Bas	27635	28410	32804	36669
	Haut	27334	28159	31484	35625
Politiques et Mesures	Sans	27322	27772	31517	35129
	Avec	27647	28797	32770	37164
Recyclage	Chèque vert	27454	27962	31694	35582
	Baisse charges travail	27515	28607	32594	36712
MDE	Sans	27429	28029	31836	35664
	MDE légère	27481	28265	32055	36047
	MDE forte	27543	28559	32540	36730
Nucléaire	CI[4] Faible	27491	28316	32169	36200
	CI[4] Fort	27478	28253	32118	36094
Scénario de déclassement	Sortie rapide	27440	27352	31158	35844
	Prolongement 1/2	27446	28526	32604	36448
	Prolongement toutes	27568	28976	32669	36149

Tableau 2 : PIB per capita selon les paramètres (€2001/cap)

Le Tableau 2 : PIB per capita selon les paramètres (€2001/cap) présente les valeurs moyennes du PIB réel (endogène dans le modèle) le long de la trajectoire Facteur 4, pour les années 2020, 2030, 2040 et 2050 en fonction des valeurs des paramètres. Chaque valeur représente la valeur moyenne sur le nombre total de scénarios étant donné une valeur spécifique de paramètres (soit la moyenne sur N / 2 scénarios lorsque deux alternatives sont possibles ou N/3 lorsque trois alternatives sont possibles où N = 576 scénarios).

[4] Coût d'investissement

L'impact des scénarios de prix des ressources fossiles sur le PIB est relativement faible sur le moyen terme (2030) avec un PIB plus haut pour des valeurs des fossiles plus faibles, malgré une taxe carbone bien plus élevée. A long terme (2050), la différence s'amplifie. L'effet cumulé de prix fossiles élevés et d'une taxe carbone plus importante pèse alors fortement sur le PIB. Cette différence de niveau de PIB, aussi bien à long terme qu'à court terme, traduit le fait que dans les deux cas, l'on assiste à une augmentation des prix de l'énergie. Dans le premier cas, cela traduit une augmentation de la rente qui sort de l'économie pour aller rétribuer les producteurs de fossiles alors que dans le second cas, cette rente, via la taxe carbone payée à l'Etat, est recyclée dans l'économie.

L'impact des politiques et mesures et de la MDE sont quant à elles toutes positives. Plus elles sont ambitieuses, plus la valeur moyenne du PIB augmente. Ce résultat est la combinaison d'un découplage plus fort de l'économie et de l'énergie, donc une plus forte résilience à la hausse des prix de l'énergie et d'un niveau requis moindre de la taxe puisque les PM contribuent à la décarbonisation. A l'horizon 2050, l'impact des politiques et mesures permet d'atteindre un PIB de 6% plus élevé que sans PM, et les mesures de MDE permettent d'atteindre un PIB moyen de 3% supérieur.

Un recyclage dans un chèque vert forfaitaire va stimuler la croissance via la consommation des ménages et leur investissement dans l'appareil productif. Un recyclage dans la baisse des charges sur le travail permet une baisse des coûts de production et donc stimule la compétitivité des industries. Ceci se ressentira au niveau national où le prix moyen du bien (respectivement la quantité produite à valeur équivalente) sera diminué (respectivement augmentée). En outre, au niveau international, à prix extérieurs égaux (ce qui est une hypothèse de scénarisation), la production française sera plus compétitive. Ceci explique pourquoi le PIB avec recyclage du produit de la taxe carbone vers une baisse des charges sur le travail est en moyenne plus élevé sur toute la période que le PIB où le produit de la taxe est recyclé vers un chèque vert forfaitaire.

En ce qui concerne les hypothèses nucléaires, le coût d'investissement (parmi les alternatives étudiées) du nucléaire n'a que très peu d'impact sur la valeur moyenne du PIB, le niveau de pénétration du nucléaire étant équivalent dans les deux cas. En revanche, le scénario de déclassement a un fort impact, tout au moins à court terme. De manière homogène, sur la période 2020-2030, la prolongation de la durée de vie des centrales augmente la valeur moyenne du PIB, car rend l'objectif plus facile à atteindre (en permettant la production d'une énergie décarbonée). A plus long terme, le scénario le plus favorable semble être le scénario médian (prolongement d'une centrale sur deux). La sortie rapide du nucléaire a ainsi permis l'entrée de plus de gaz au sein du mix électrique, renforçant le poids de la contrainte carbone. Comme pour l'étude de la taxe, la prolongation de toutes les centrales a eu pour effet d'atténuer les efforts sur le court terme (notre modélisation reposant sur l'hypothèse d'agents myopes).

Enfin, ressort ici un des éléments de conclusions de la partie 3 précédente à savoir que le choix de la prolongation de la durée de vie des centrales existantes est d'un ordre de grandeur moindre que la mise en place de politiques et mesures ambitieuses, y compris du point de vue de l'atteinte du Facteur 4. De manière homogène, sur la période 2020-2030, la prolongation de la durée de vie des centrales diminue la valeur de la taxe, car rend l'objectif plus facile à atteindre (en permettant la production d'une énergie décarbonée). Par contre, à plus long terme, aucun scénario de déclassement ne se démarque réellement. Le scénario médian (prolongement d'une centrale sur deux) présente un léger avantage. En effet, le renouvellement du parc est plus étalé dans le temps et la contrainte carbone s'applique donc sur une quantité plus faible de nouveaux moyens de production. La sortie rapide du nucléaire a ainsi permis l'entrée de plus de gaz au sein du mix électrique, renforçant le poids de la contrainte carbone dès le court terme, ce qui permet de mieux se préparer pour le plus long terme et de bénéficier d'effets d'apprentissages sur les technologies non carbonées, ce qui n'est pas possible dans le cas de la prolongation de la durée de vie de toutes les centrales. La prolongation de toutes les centrales a donc pour effet d'atténuer les efforts sur le court

et moyen terme (notre modélisation reposant sur l'hypothèse d'agents myopes).

Au travers de l'analyse de l'impact des différentes alternatives, il ressort que le paramètre le plus déterminant de l'impact macroéconomique est celui des politiques et mesures. Le paramètre de recyclage de la taxe permet également d'amortir l'impact de la taxe. Le paramètre inhérent au déclassement des centrales nucléaires est important à moyen terme, mais moins déterminant à long terme.

Année		2020	2030	2040	2050
Prix FF	Bas	1,11	1,14	1,32	1,47
	Haut	1,10	1,13	1,26	1,43
Politiques et Mesures	Sans	1,10	1,11	1,26	1,41
	Avec	1,11	1,16	1,31	1,49
Recyclage	Chèque vert	1,10	1,12	1,27	1,43
	Baisse charges travail	1,10	1,15	1,31	1,47
MDE	Sans	1,10	1,12	1,28	1,43
	MDE légère	1,10	1,13	1,29	1,45
	MDE forte	1,11	1,15	1,31	1,47
Nucléaire	CI[5] Faible	1,10	1,14	1,29	1,45
	CI[5] Fort	1,10	1,13	1,29	1,45
Scénario de déclassement	Sortie rapide	1,10	1,10	1,25	1,44
	Prolongement 1/2	1,10	1,14	1,31	1,46
	Prolongement toutes	1,11	1,16	1,31	1,45
Politiques et Mesures + MDE forte	Sans	1.09	1.10	1.25	1.40
	Avec	1.11	1.17	1.33	1.52

Tableau 3 : PIB per capita selon les paramètres (base 1 en 2010)

[5] Coût d'investissement

3.3.3 Prix de l'électricité

Le Tableau 4 : Augmentation du prix de l'électricité selon les paramètres présente les valeurs moyennes du prix de l'électricité (endogène dans le modèle) le long de la trajectoire Facteur 4, pour les années 2020, 2030, 2040 et 2050 en fonction des valeurs des paramètres. Chaque valeur représente la valeur moyenne sur le nombre total de scénarios étant donné une valeur spécifique de paramètres (soit la moyenne sur N / 2 scénarios lorsque deux alternatives sont possibles ou N/3 lorsque trois alternatives sont possibles où N = 576 scénarios).

Année		2020	2030	2040	2050
Prix FF	Bas	2.7%	66.1%	12.7%	-7.7%
	Haut	-5.1%	64.1%	54.6%	8.8%
Politiques et Mesures	Sans	4.5%	77.8%	33.9%	1.5%
	Avec	-6.9%	52.3%	33.5%	-0.4%
Recyclage	Chèque vert	-1.5%	59.5%	31.7%	1.1%
	Baisse charges travail	-0.9%	70.7%	35.6%	0.0%
MDE	Sans	1.5%	83.6%	53.9%	13.3%
	MDE légère	-0.5%	69.4%	40.2%	8.7%
	MDE forte	-4.5%	42.3%	6.9%	-20.5%
Nucléaire	CI[6] Faible	-1.5%	63.3%	31.8%	-2.0%
	CI[6] Fort	-0.9%	66.8%	35.5%	3.1%
Scénario de déclassement	Sortie rapide	0.8%	137.8%	99.1%	14.2%
	Prolongement 1/2	0.3%	43.9%	6.6%	-5.7%
	Prolongement toutes	-4.7%	13.4%	-4.7%	-6.9%

Tableau 4 : Augmentation du prix de l'électricité selon les paramètres (par rapport à 2010)

[6] Coût d'investissement

3.3.4 Coûts complets de l'électricité

Le Tableau 5 : Coûts complets de l'électricité selon les paramètres présente les valeurs moyennes des coûts complets de l'électricité le long de la trajectoire Facteur 4 (endogène dans le modèle), pour les années 2020, 2030, 2040 et 2050 en fonction des valeurs des paramètres. Chaque valeur représente la valeur moyenne sur le nombre total de scénarios étant donné une valeur spécifique de paramètres (soit la moyenne sur N / 2 scénarios lorsque deux alternatives sont possibles ou N/3 lorsque trois alternatives sont possibles où N = 576 scénarios).

Année		2020	2030	2040	2050
Prix FF	Bas	402	719	539	426
	Haut	378	714	781	522
Politiques et Mesures	Sans	412	775	669	483
	Avec	368	659	652	465
Recyclage	Chèque vert	389	688	641	475
	Baisse charges travail	391	746	679	473
MDE	Sans	400	802	784	542
	MDE légère	393	739	698	516
	MDE forte	377	610	499	362
Nucléaire	CI[7] Faible	389	708	650	462
	CI[7] Fort	391	726	670	485
Scénario de déclassement	Sortie rapide	397	1072	1040	555
	Prolongement 1/2	395	609	501	434
	Prolongement toutes	378	469	440	432

Tableau 5 : Coûts complets de l'électricité selon les paramètres en €/Mtep[8]

[7] Coût d'investissement

[8] Pour avoir le cout en €/MWh il faut multiplier par 0.086.

3.3.5 Coûts d'investissement du secteur électrique

Le Tableau 6 : Coûts d'investissement totaux selon les paramètres présente les valeurs moyennes de l'investissement total dans le secteur électrique le long de la trajectoire Facteur 4 (endogène dans le modèle), pour les années 2020, 2030, 2040 et 2050 en fonction des valeurs des paramètres. Chaque valeur représente la valeur moyenne sur le nombre total de scénarios étant donné une valeur spécifique de paramètres (soit la moyenne sur N / 2 scénarios lorsque deux alternatives sont possibles ou N/3 lorsque trois alternatives sont possibles où N = 576 scénarios).

Année		2020	2030	2040	2050
Prix FF	Bas	5213	8455	12745	7292
	Haut	5906	8841	12167	9107
Politiques et Mesures	Sans	6016	8570	13446	8175
	Avec	5103	8726	11466	8223
Recyclage	Chèque vert	5531	8366	12357	8298
	Baisse charges travail	5587	8931	12555	8101
MDE	Sans	5990	9464	13006	7959
	MDE légère	5829	9557	12766	8191
	MDE forte	4859	6924	11597	8448
Nucléaire	CI[9] Faible	5524	8373	12302	8182
	CI[9] Fort	5595	8923	12610	8216
Scénario de déclassement	Sortie rapide	5603	8743	12652	7549
	Prolongement 1/2	5759	9125	12307	7638
	Prolongement toutes	5316	8076	12410	9412

Tableau 6 : Coûts d'investissement totaux selon les paramètres

[9] Coût d'investissement

4 Conclusion

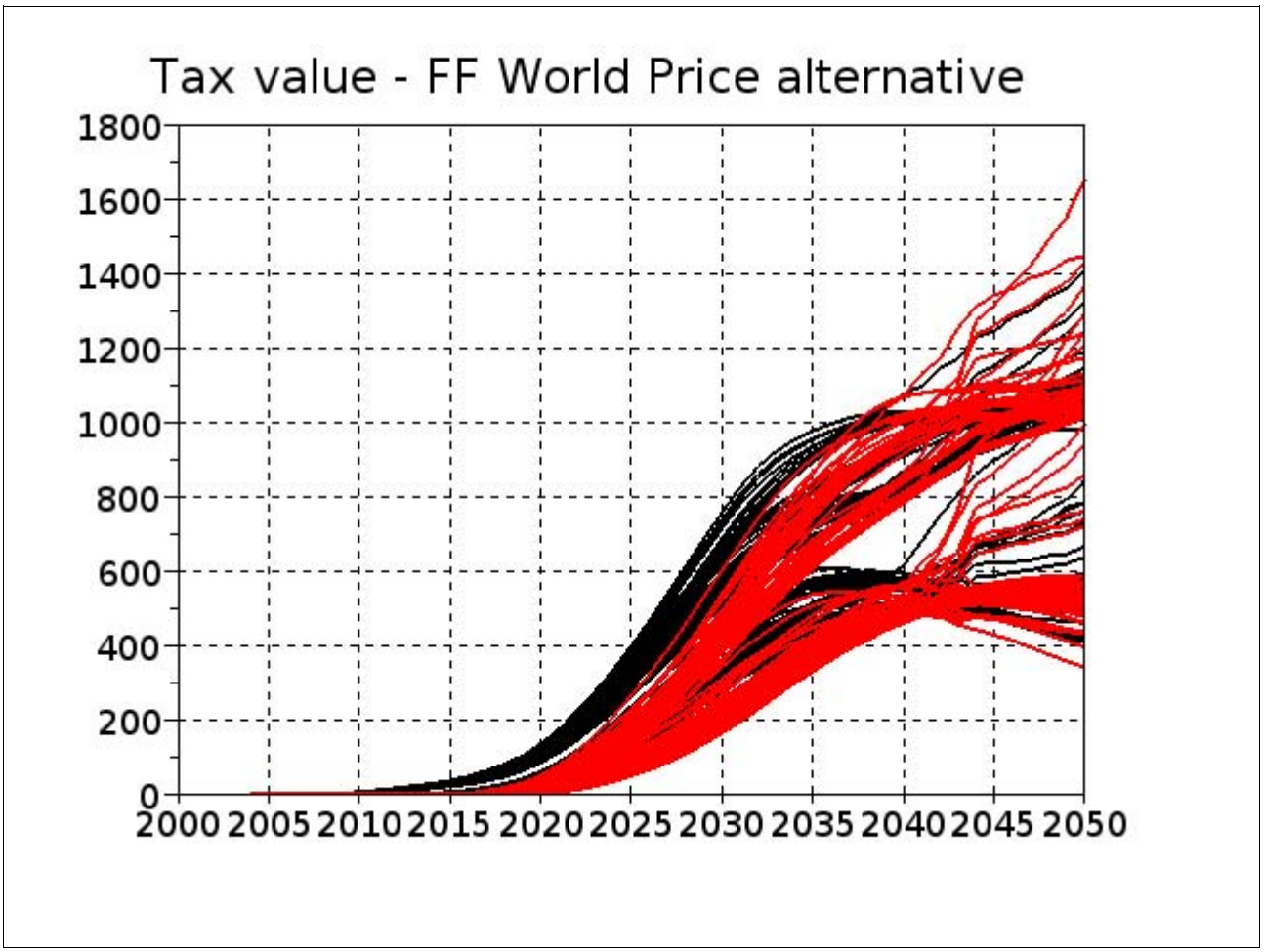
L'analyse des différents scénarios de la partie 3 – scénarios de référence, sans taxe carbone – montre que dans l'ensemble des scénarios qui sont étudiés combinant les 3 hypothèses de prolongation des centrales nucléaires existantes (non prolongation, prolongation de la moitié des centrales, prolongation de toutes les centrales), et 3 hypothèses quant au développement de futures centrales nucléaires (coût élevé, coût modéré et sortie du nucléaire), le résultat le plus sensible est celui des émissions de gaz à effet de serre. Une sortie du nucléaire conduit à un remplacement du parc par des ENR et des centrales au gaz. Avec des hypothèses peu ambitieuses sur les potentiels tant techniques, qu'économiques des ENR, les hausses d'émissions sont très importantes. Les autres paramètres analysés ici que sont le prix, le PIB ou le budget énergie des ménages ne se distinguent guère au gré des scénarios. Seuls 2 présentent un impact plus marqué, en cas de non prolongation de la durée de vie des centrales, le scénario de coût haut du nucléaire à 3636€/kW et le scénario de sortie du nucléaire. Néanmoins les prix plus hauts de l'électricité ne se retrouvent que partiellement dans le budget des ménages puisque l'électricité ne constitue qu'une part minoritaire du panier énergétique des ménages. Enfin l'impact sur le PIB reste faible pour ces deux scénarios. Ces tendances haussières du prix de l'électricité et du budget énergie des ménages, ainsi que la forte hausse des émissions dans le cas d'une sortie du nucléaire sont par contre amorties par des politiques et mesures permettant de réduire la demande d'énergie dans tous les secteurs.

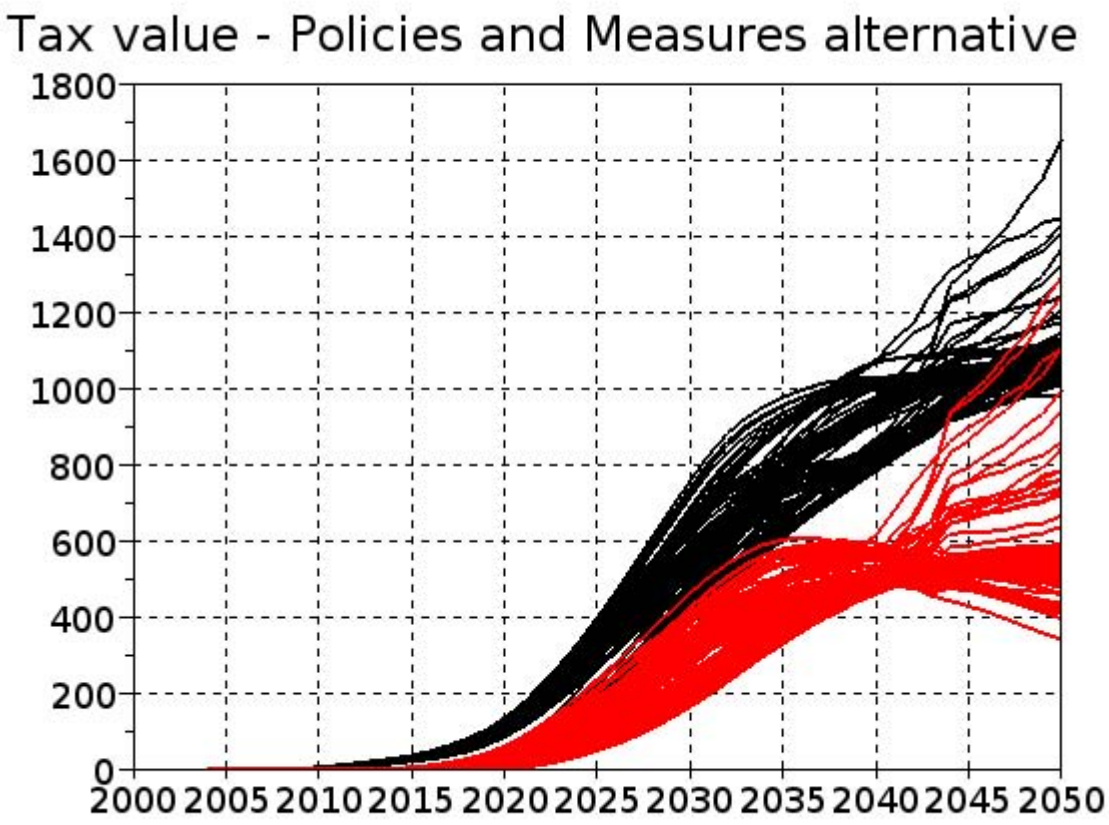
Dans le cadre de scénarios facteur 4, et de la mise en œuvre d'une taxe carbone endogène au modèle pour respecter cette contrainte, l'analyse de sensibilité aux paramètres que sont le prix des énergies fossiles, la mise en œuvre de politiques et mesures, et de maîtrise de la demande d'électricité, le recyclage des revenus de la taxe carbone, le coût d'investissement des EPR et le rythme de déclassement des centrales s'est concentrée sur la valeur de la taxe à mettre en œuvre et sur l'impact sur le PIB. Ces deux éléments d'analyse montrent que le facteur le plus important pour faire baisser la taxe carbone nécessaire pour respecter la contrainte et ne pas grever la croissance économique est la mise en œuvre de politiques et mesures ambitieuses de maîtrise de la demande d'énergie. Le recyclage des revenus de la taxe sur la baisse des charges sur le travail contribuent également à la croissance économique même si du coup le niveau de taxe nécessaire s'avère plus élevé. L'impact du rythme de déclassement des centrales est important mais principalement sur le moyen terme et peu sur le long terme.

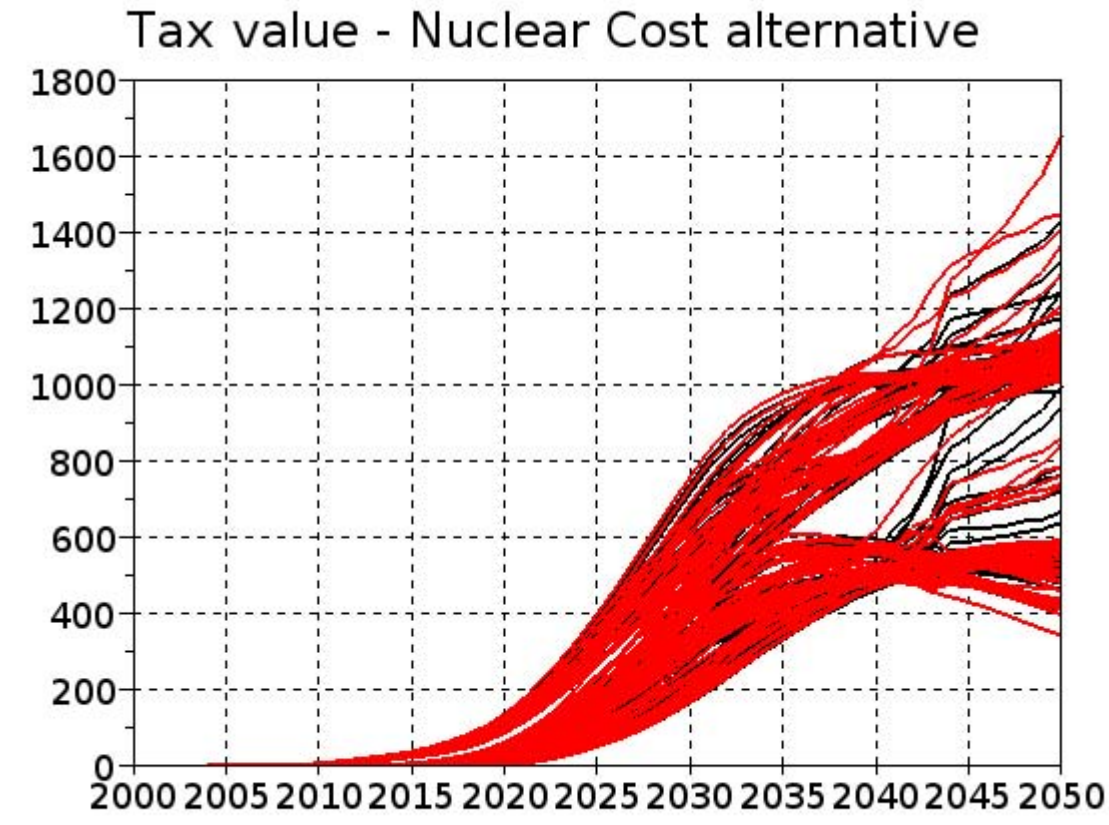
5 Annexe : graphes illustrant les alternatives Facteur 4

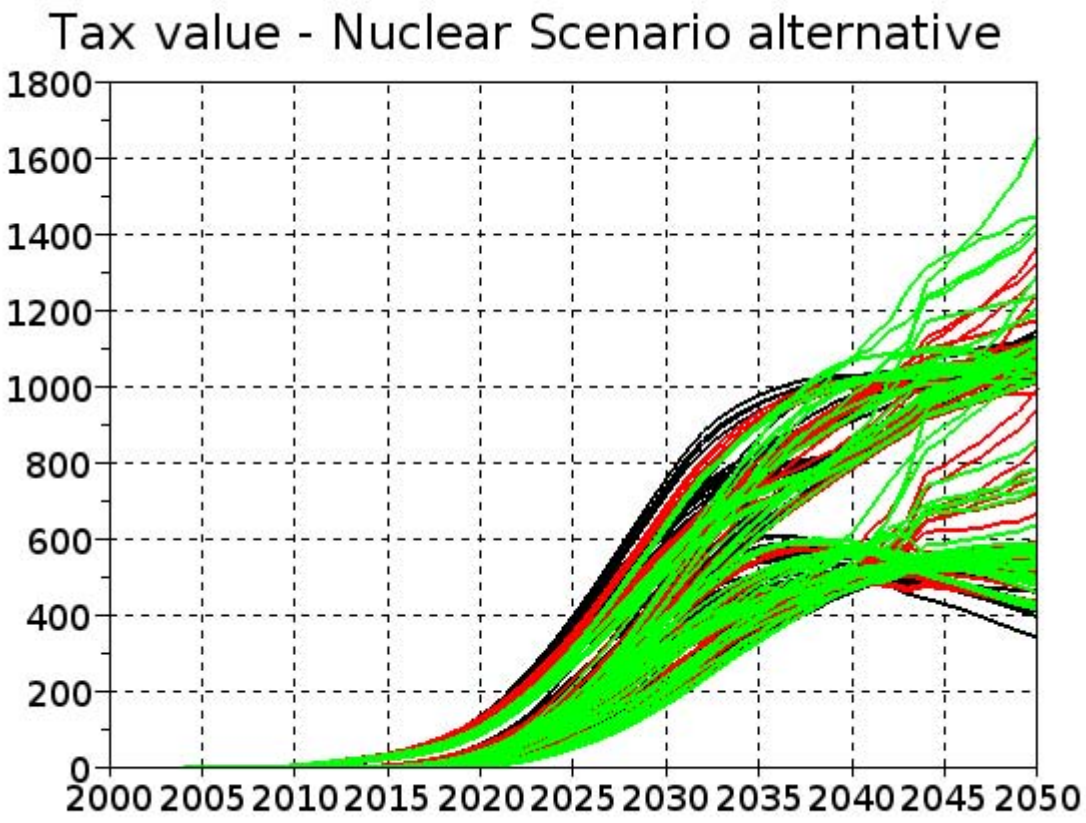
5.1 Déterminants de la valeur de la taxe C nécessaire pour un Facteur 4 en 2050

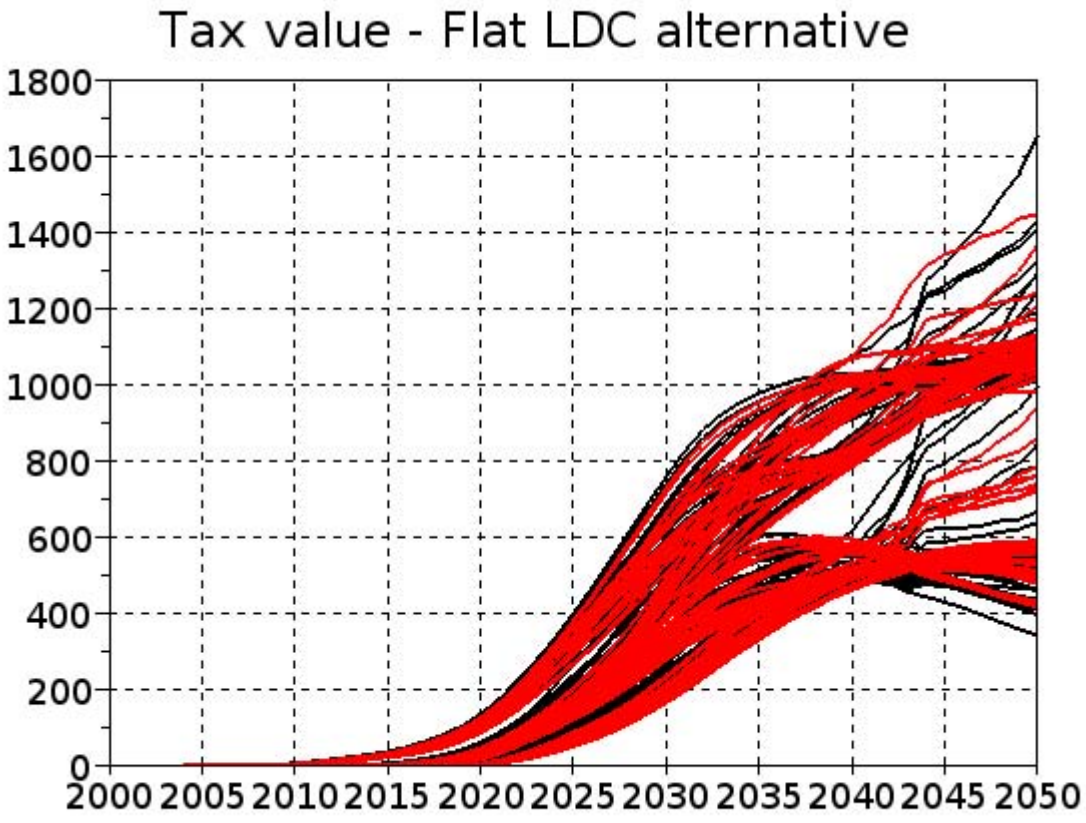
5.1.1 Avec possibilité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires




Tax value - Policies and Measures alternative
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050


Tax value - Nuclear Cost alternative
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050


Tax value - Nuclear Scenario alternative
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050


Tax value - Flat LDC alternative
1800
1600
1400
1200
1000
800
600
400
200
0
2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050

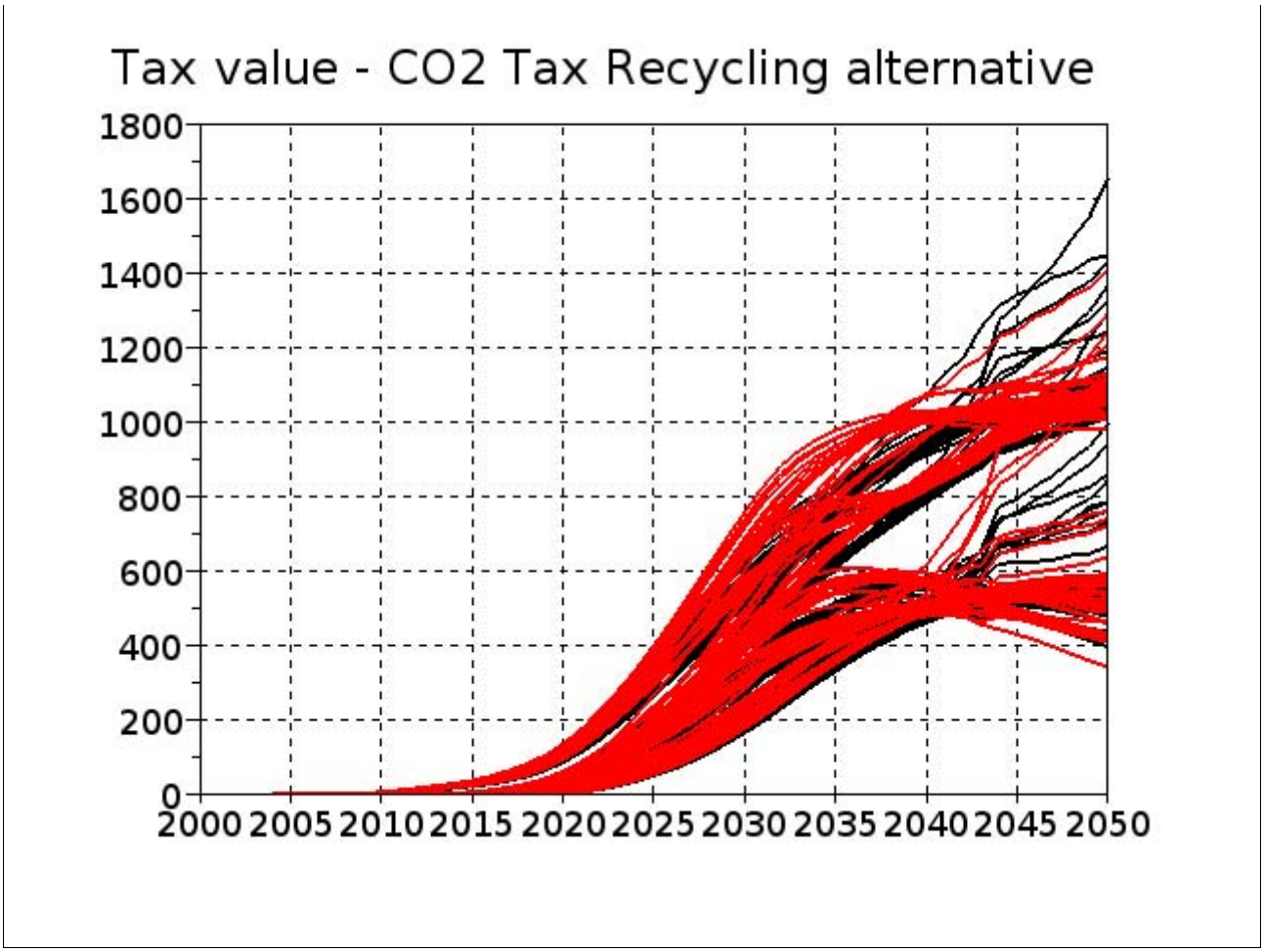
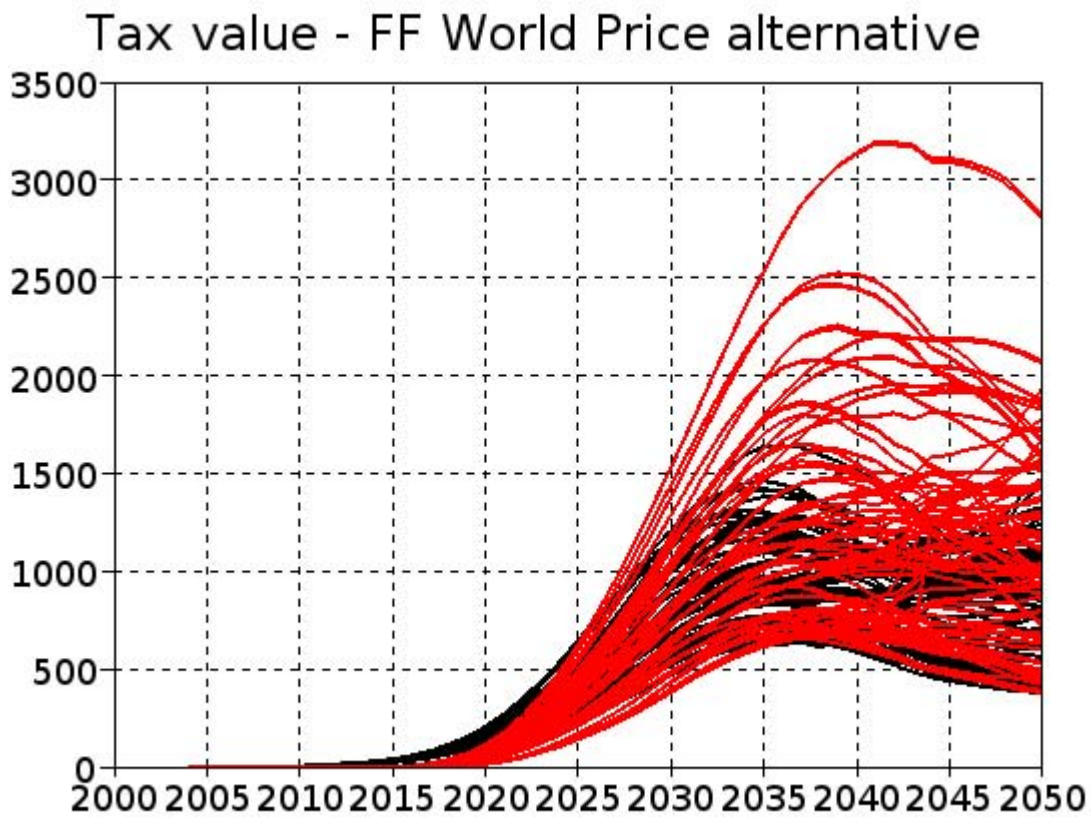
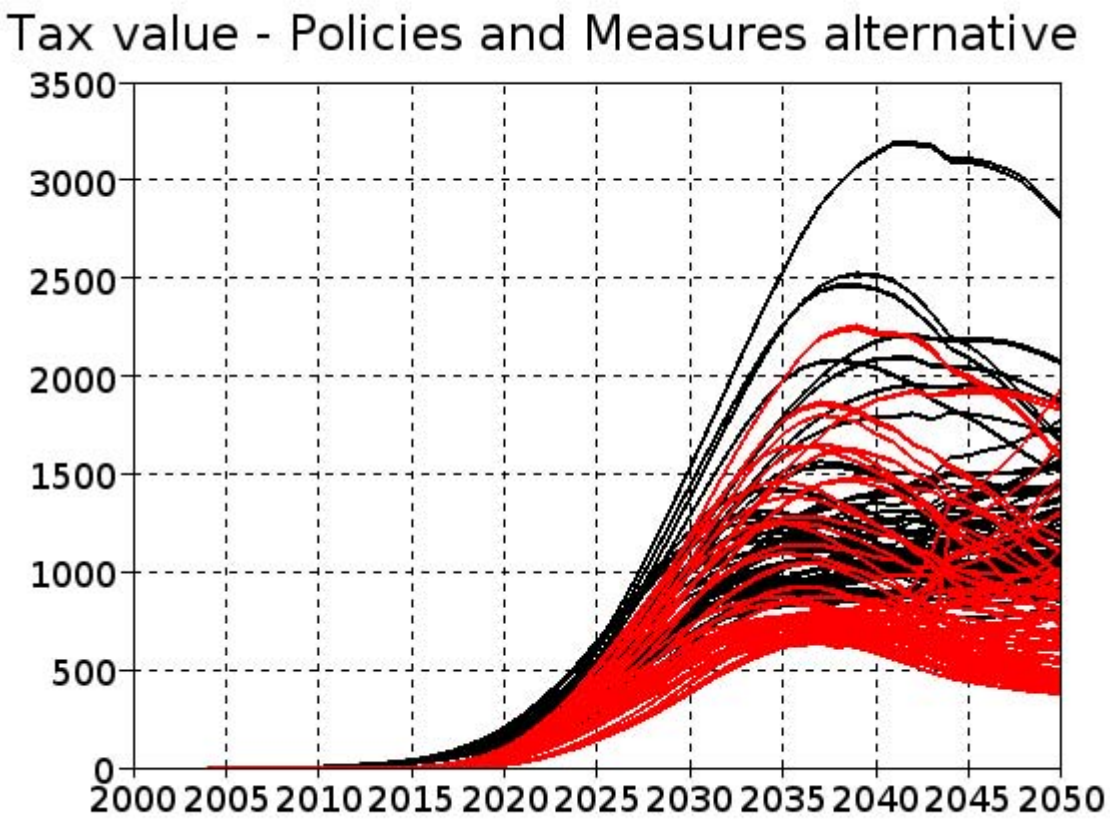
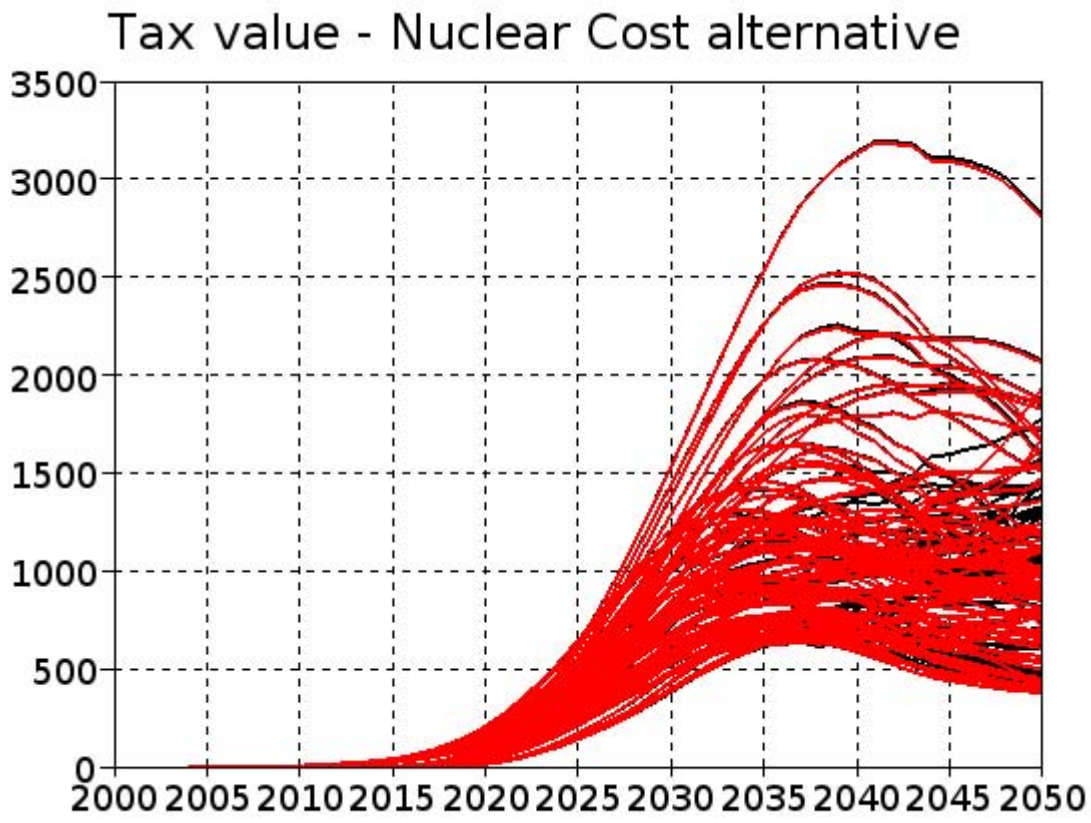


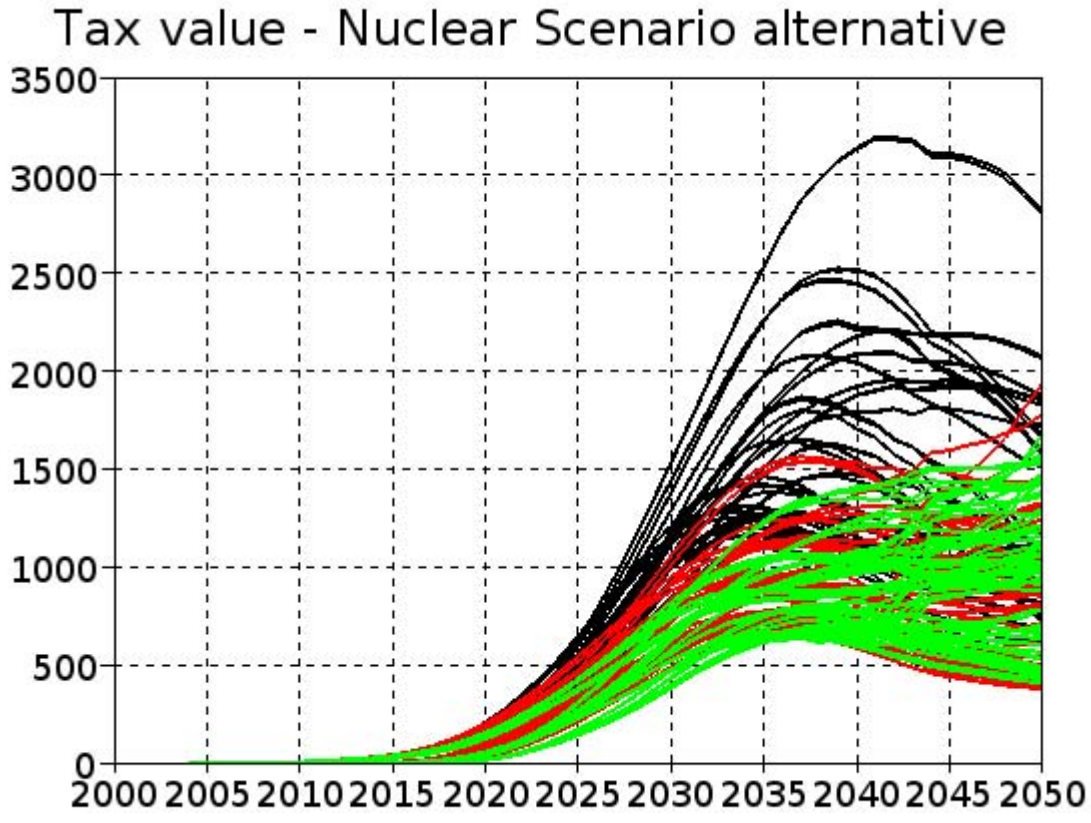
Figure 19 : Valeur de la taxe endogène - cas nouveau nucléaire autorisé

5.1.2 Sous contrainte de sortie du nucléaire (à court, moyen ou long terme)






Tax value - Nuclear Cost alternative
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050


Tax value - Nuclear Scenario alternative
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
2000 2005 2010 2015 2020 2025 2030 2035 2040 2045 2050

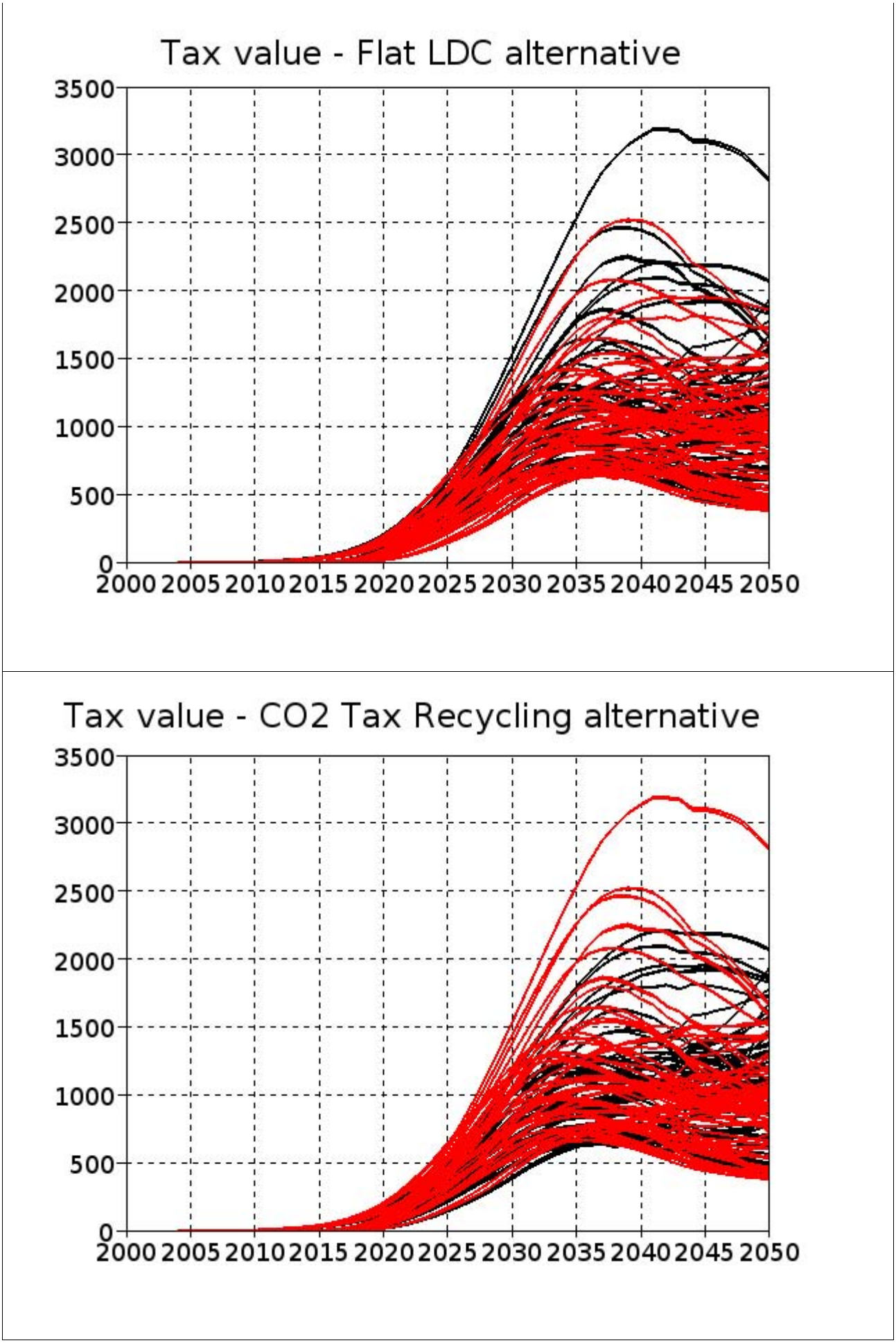
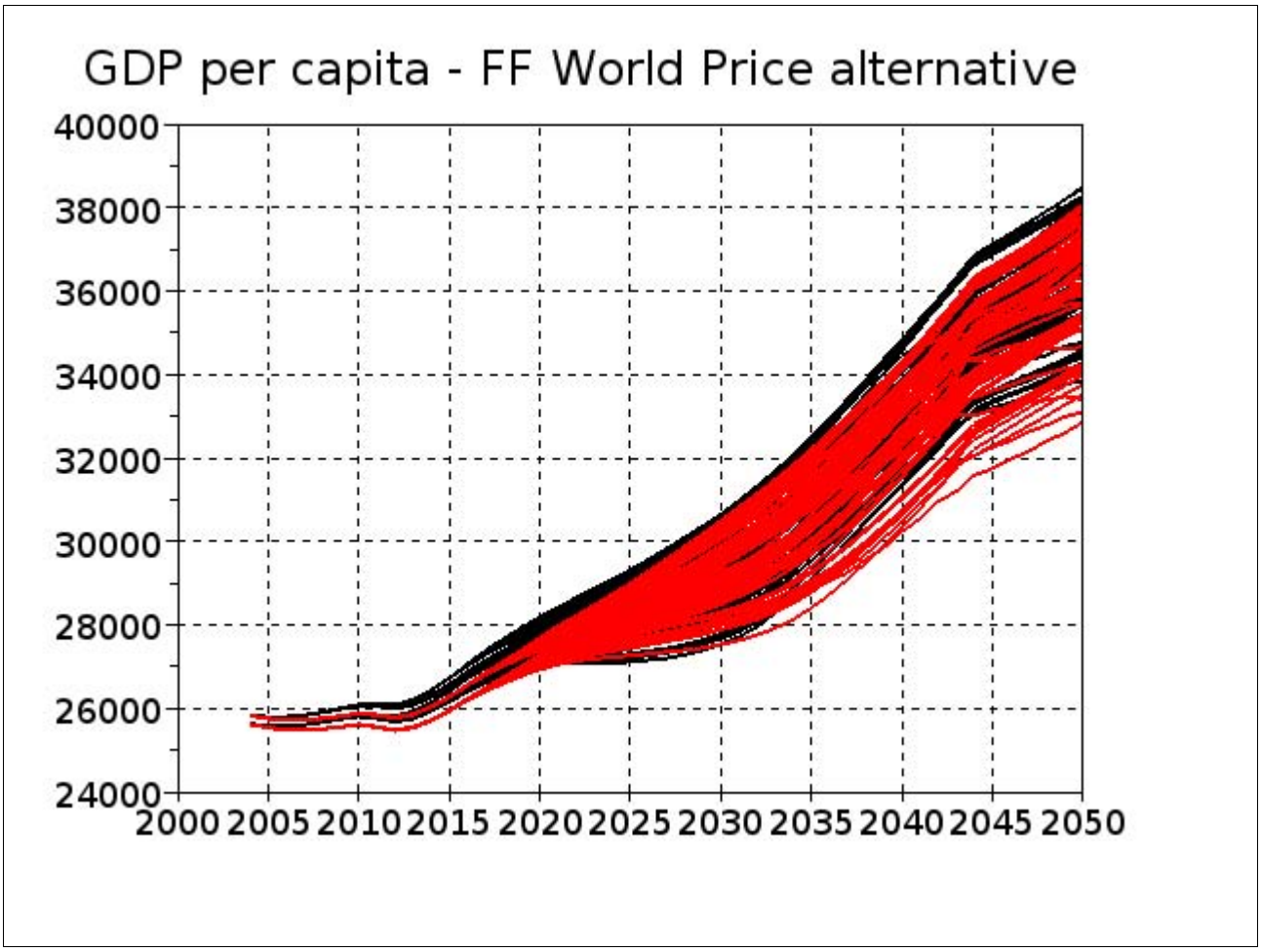


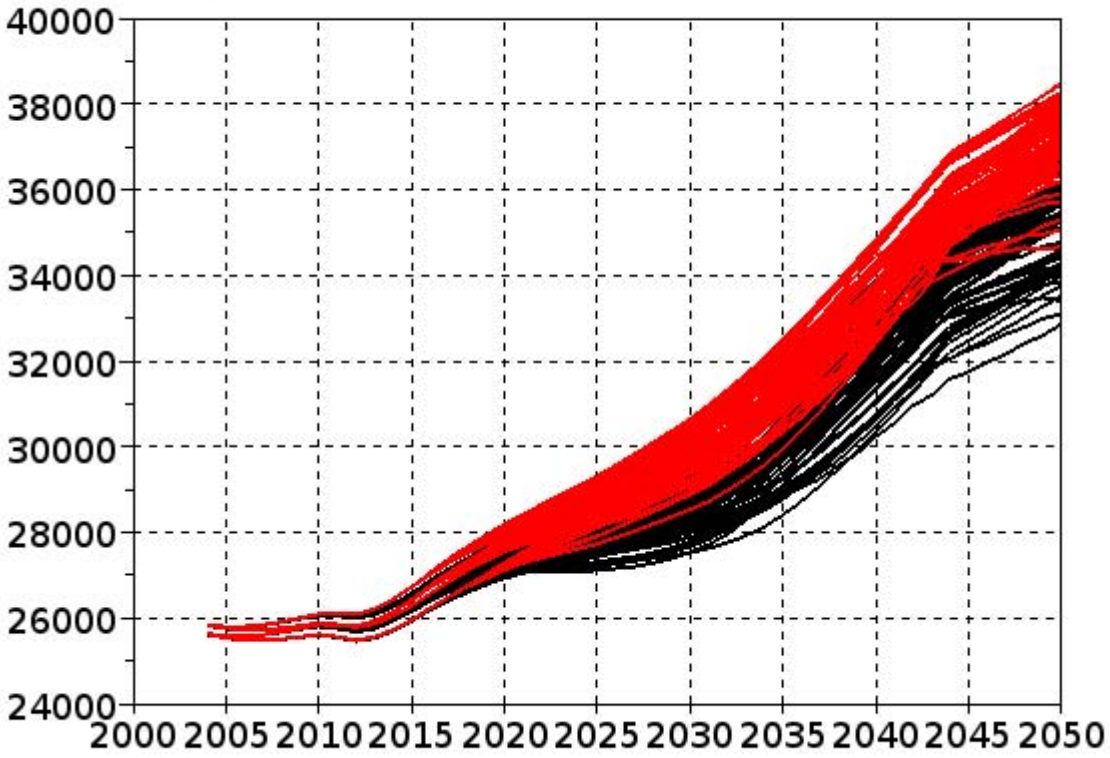
Figure 20 : Valeur de la taxe endogène - cas nouveau nucléaire banni

5.2 Déterminants des pertes de PIB

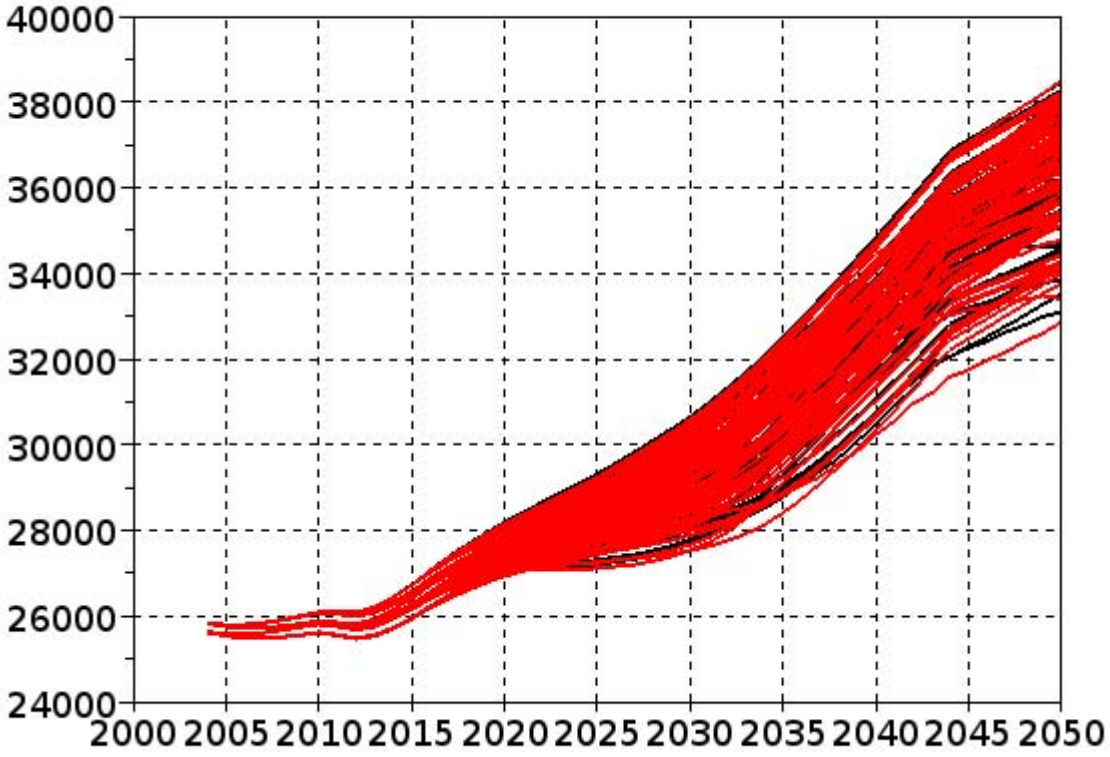
5.2.1 Avec possibilité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires



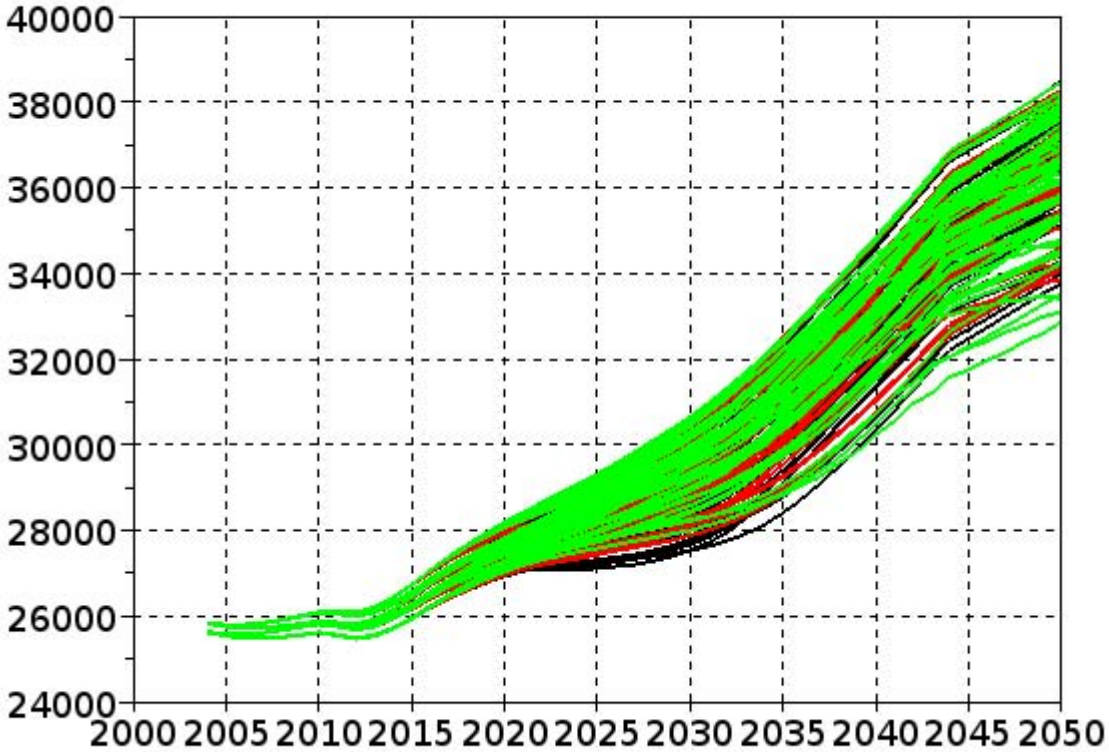
DP per capita - Policies and Measures alternative



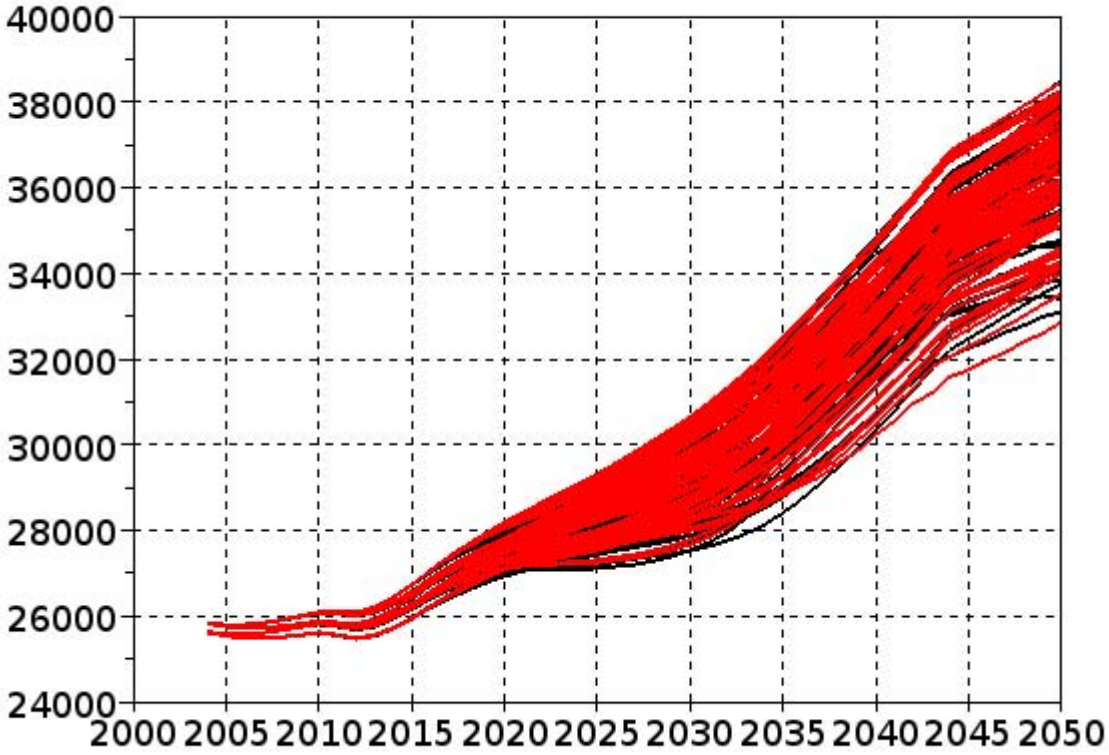
GDP per capita - Nuclear Cost alternative



GDP per capita - Nuclear Scenario alternative



GDP per capita - Flat LDC alternative



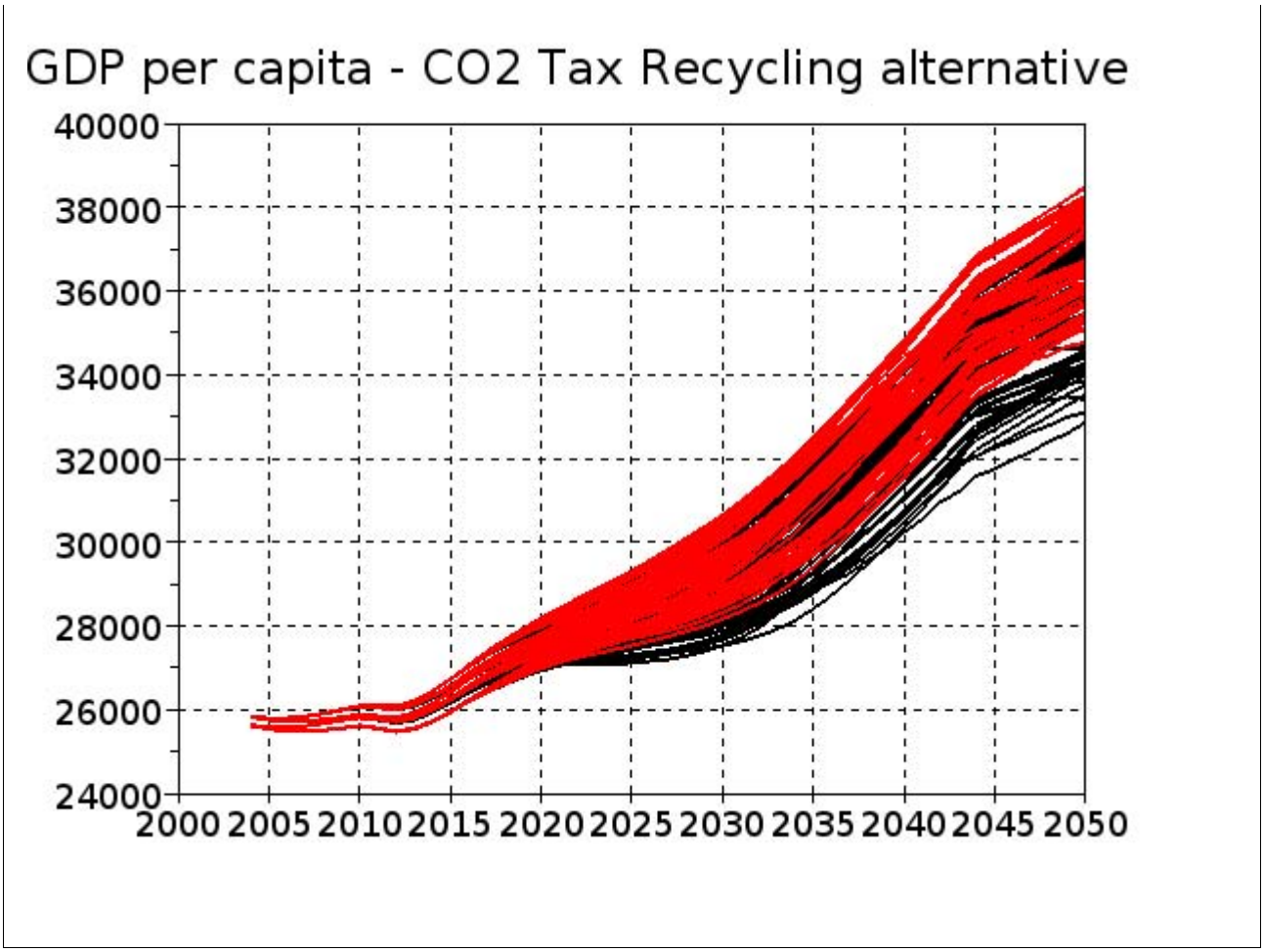
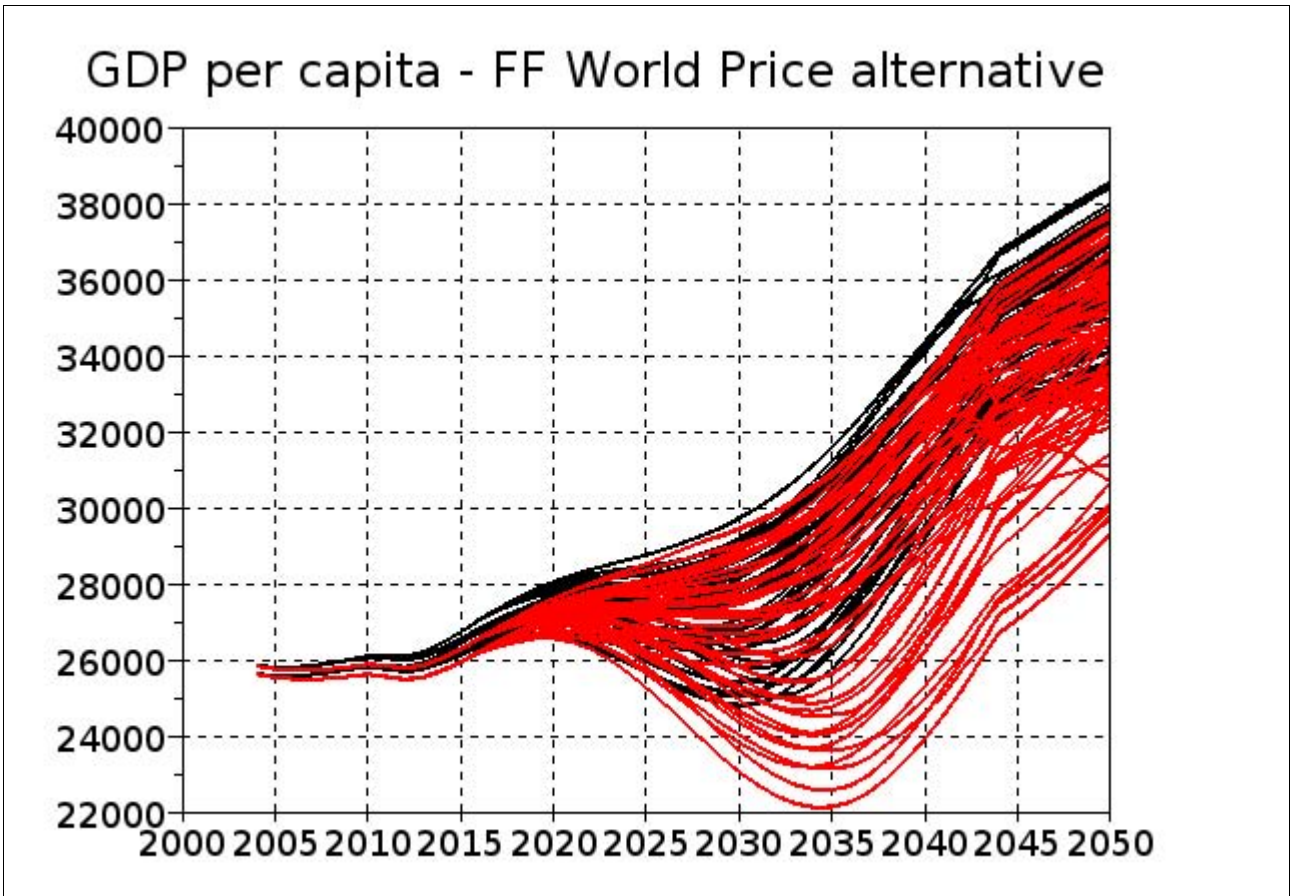
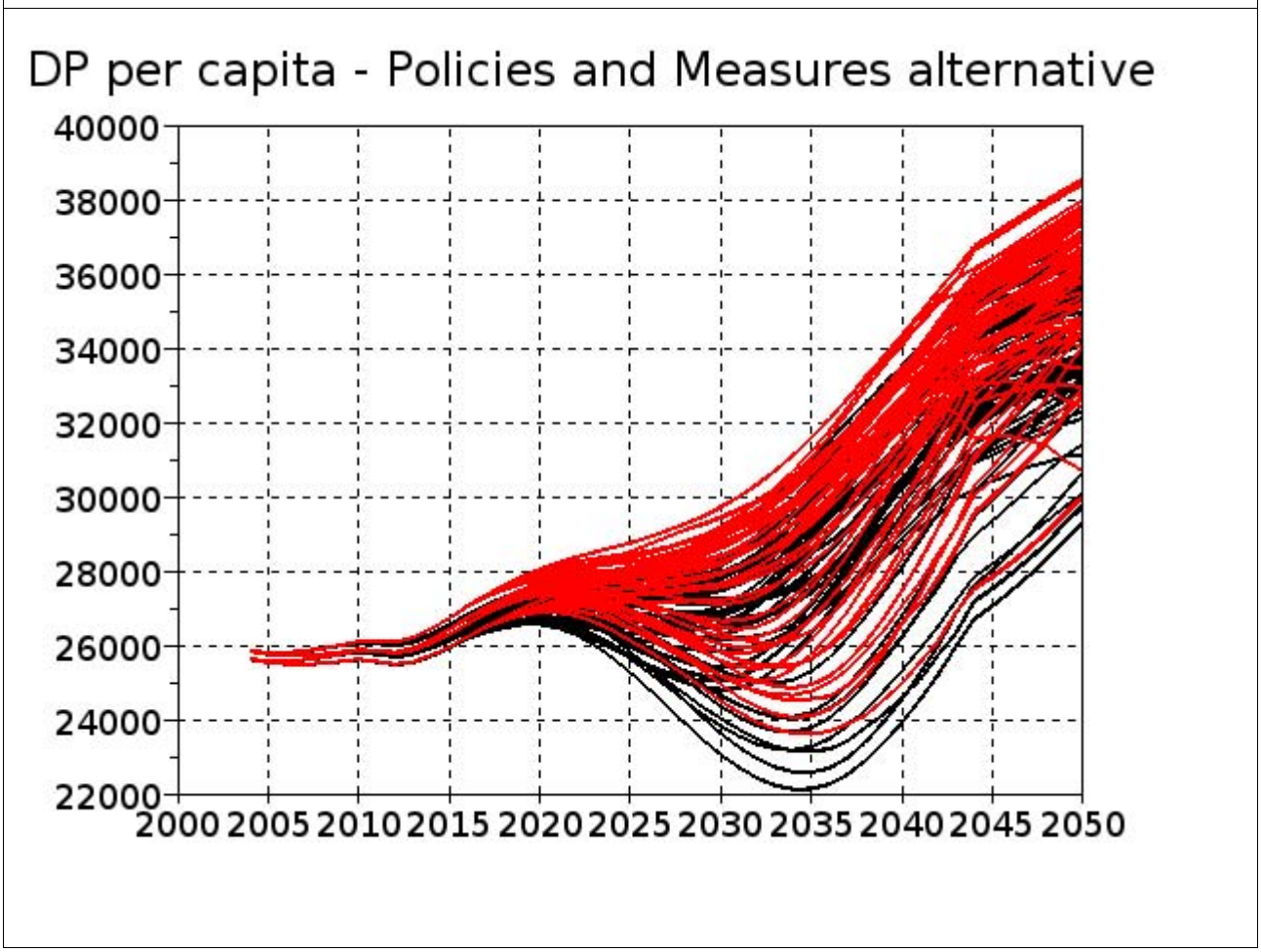


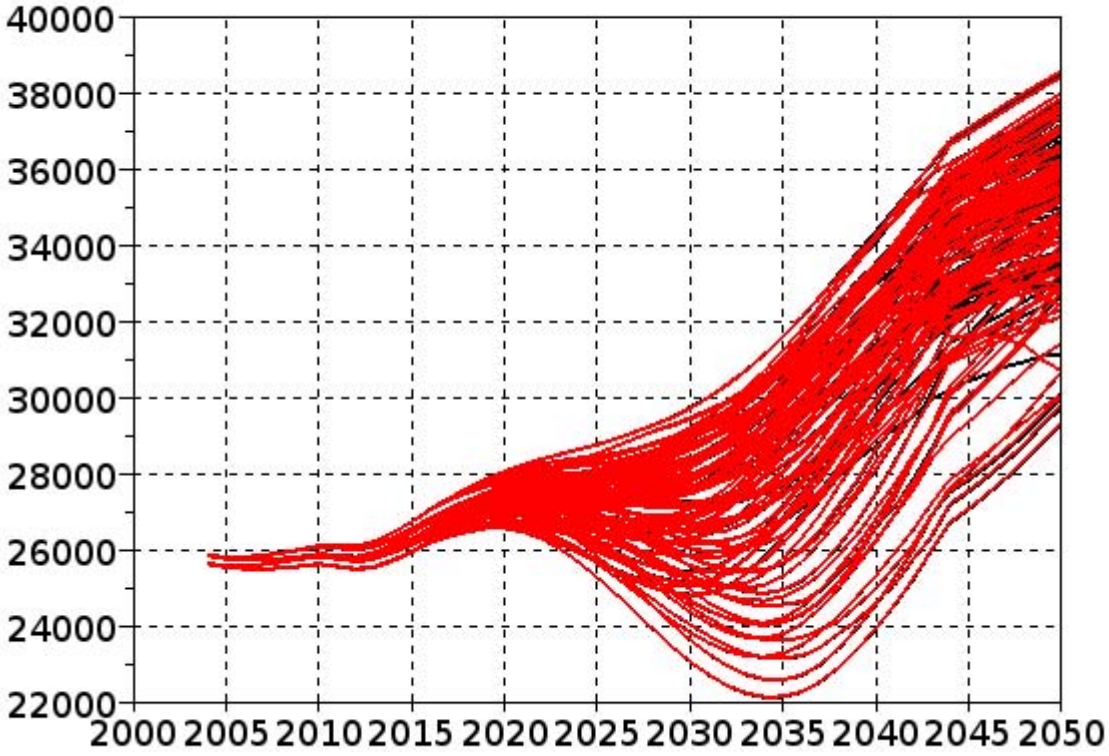
Figure 21 : PIB par tête - cas nouveau nucléaire autorisé

5.2.2 Sous contrainte de sortie du nucléaire (à court, moyen ou long terme)

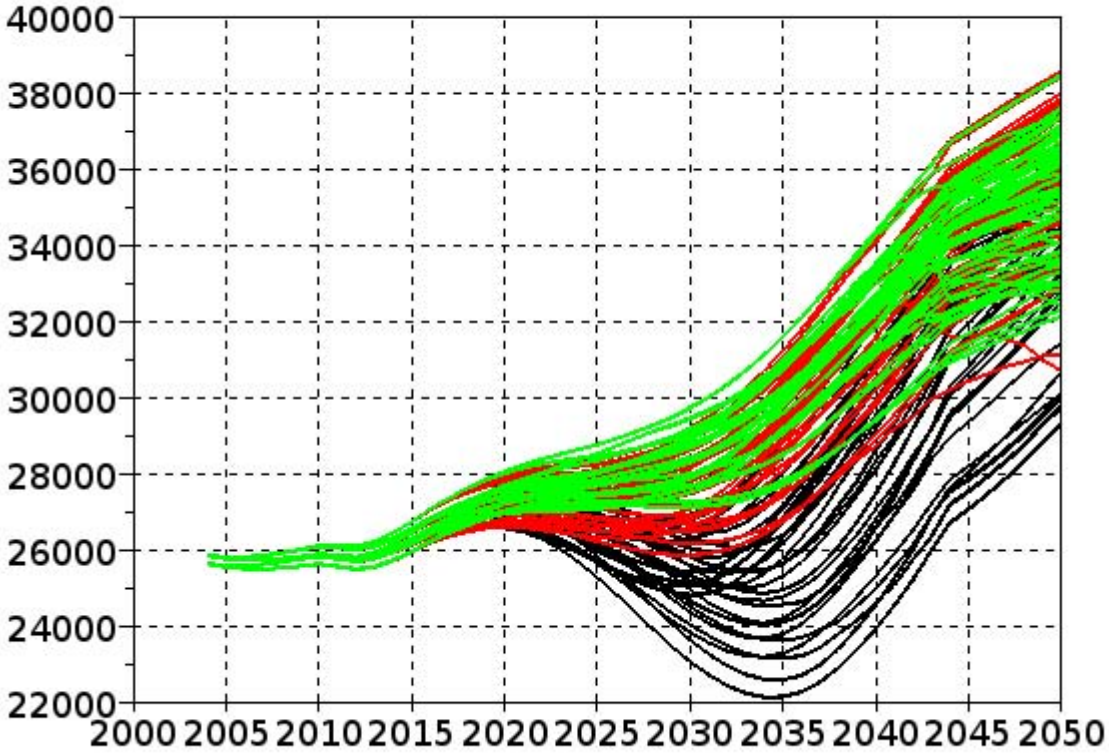




GDP per capita - Nuclear Cost alternative



GDP per capita - Nuclear Scenario alternative



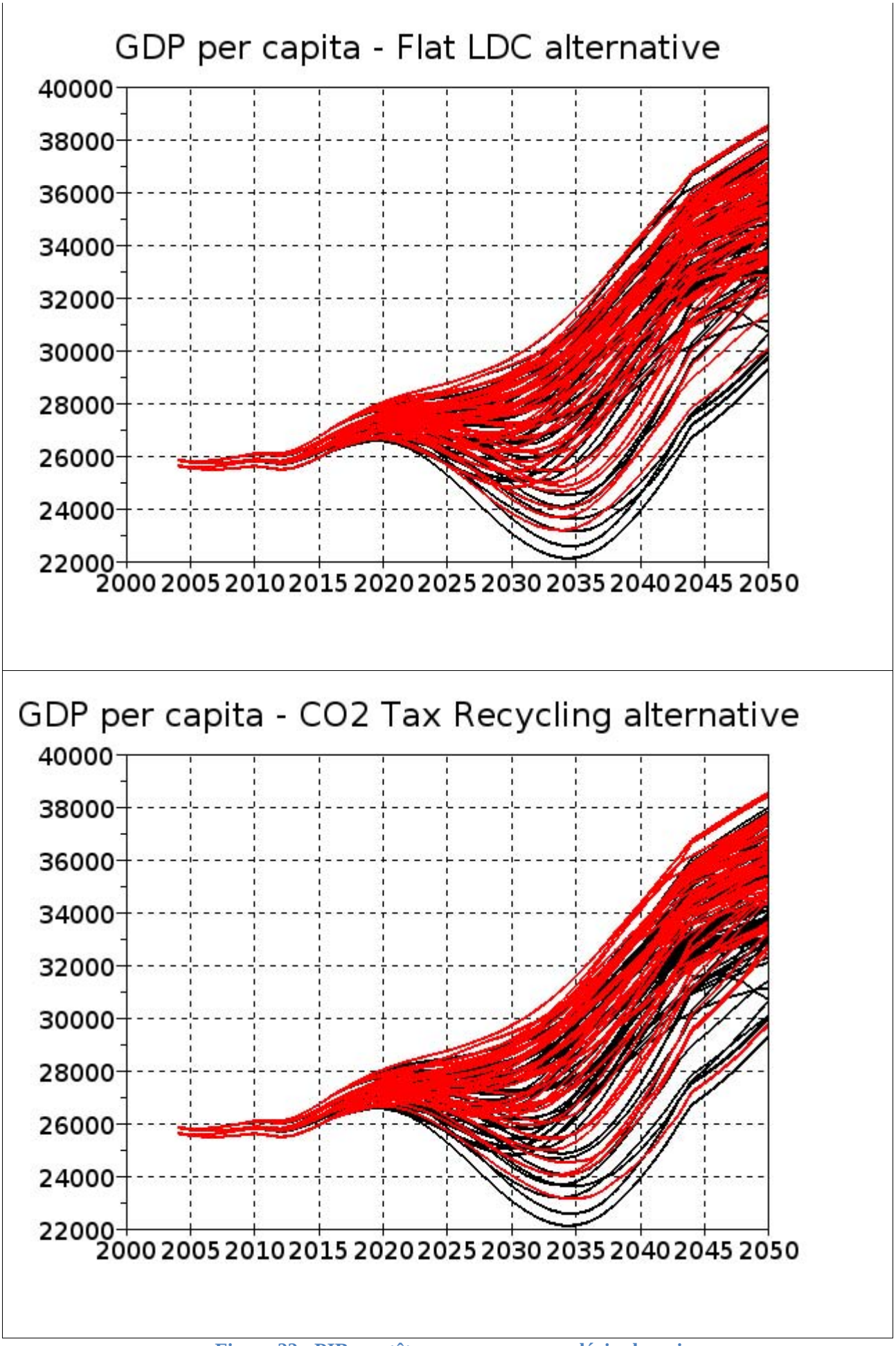
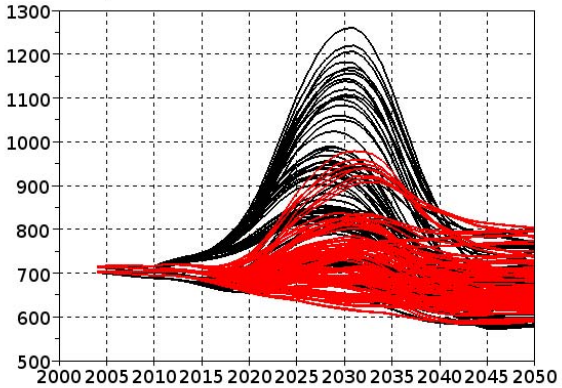


Figure 22 : PIB par tête - cas nouveau nucléaire banni

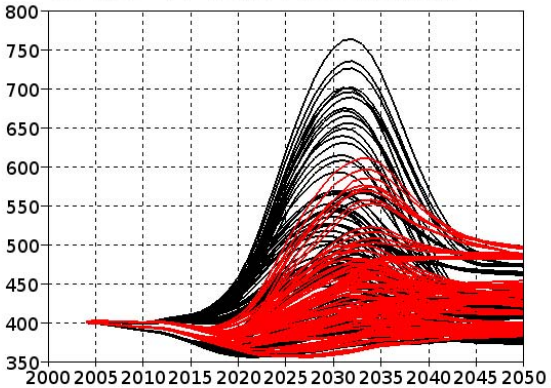
5.3 Secteur électrique

5.3.1 Avec possibilité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires

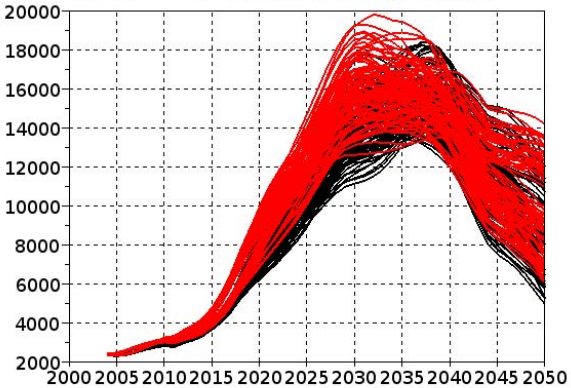
Elec price - FF World Price alternative



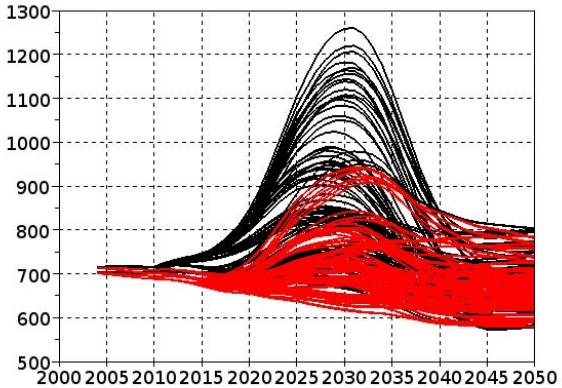
CC Elec - FF World Price alternative



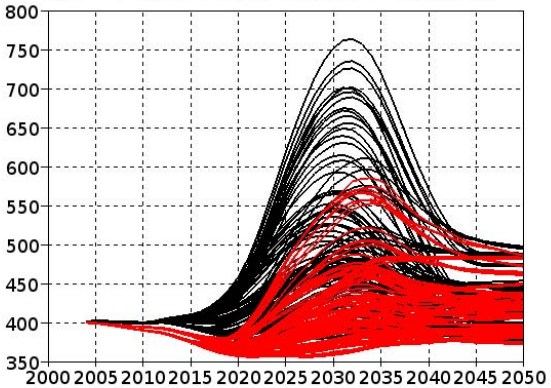
Inv Elec - FF World Price alternative



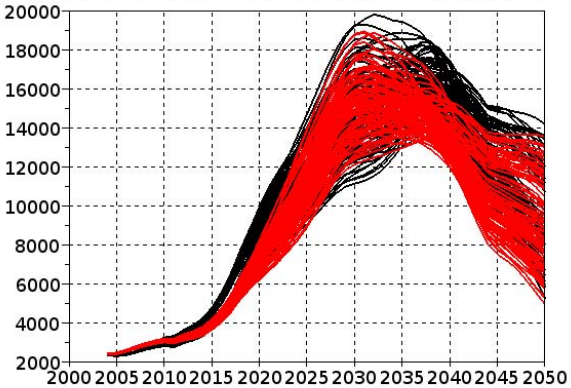
Elec price - Policies and Measures alternative



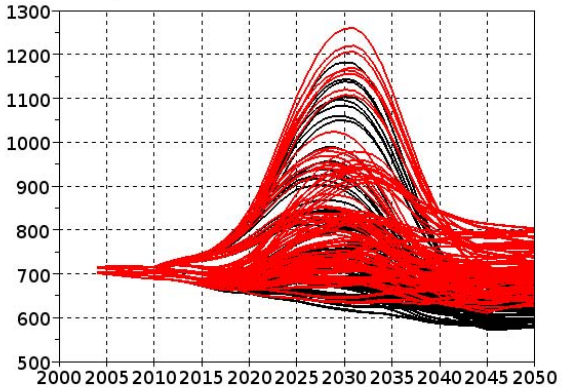
CC Elec - Policies and Measures alternative



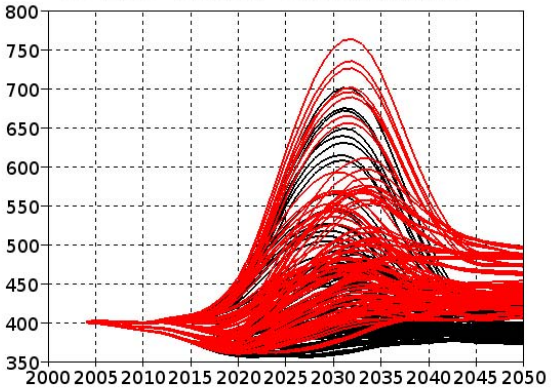
Inv Elec - Policies and Measures alternative



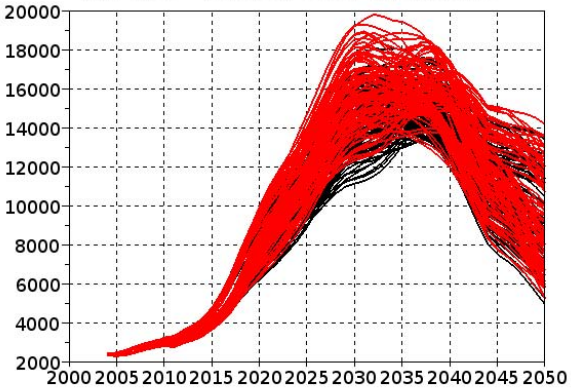
Elec price - Nuclear Cost alternative



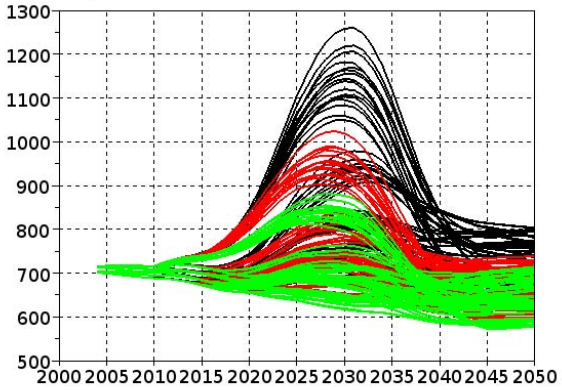
CC Elec - Nuclear Cost alternative



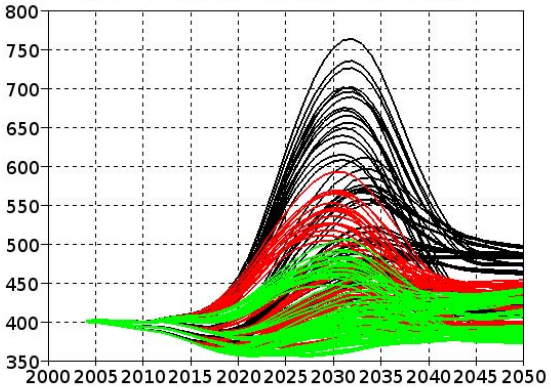
Inv Elec - Nuclear Cost alternative



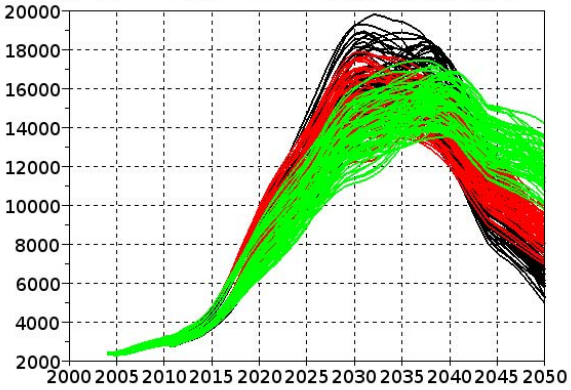
Elec price - Nuclear Scenario alternative



CC Elec - Nuclear Scenario alternative



Inv Elec - Nuclear Scenario alternative



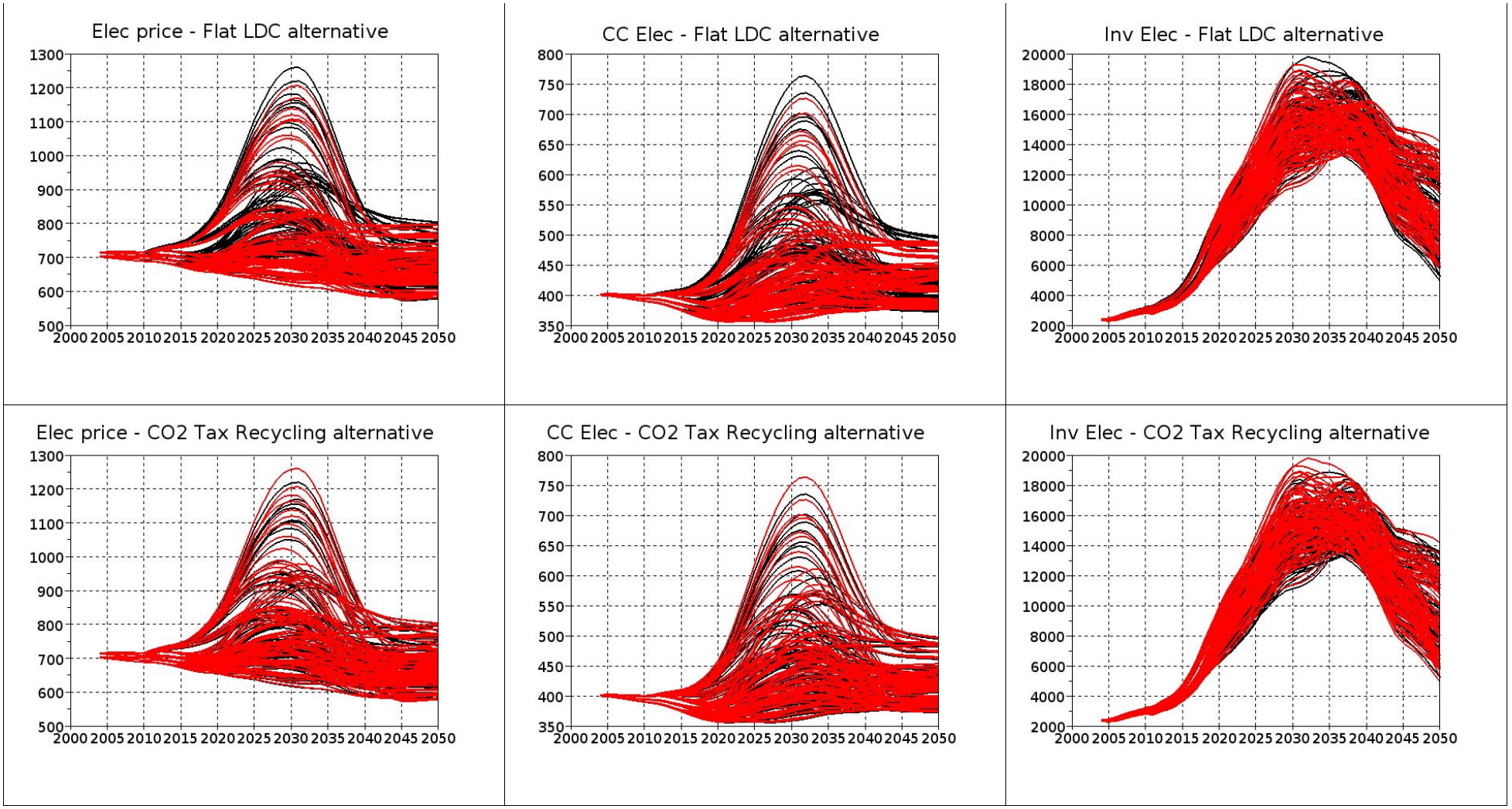
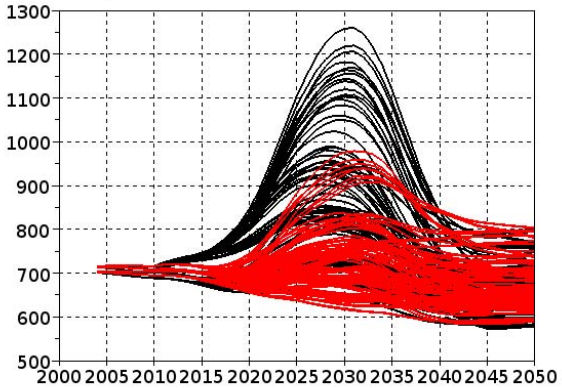


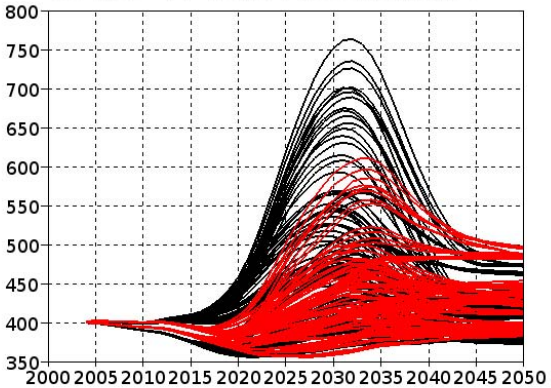
Figure 23 : Etude électricité - cas nouveau nucléaire autorisé

5.3.2 Sous contrainte de sortie du nucléaire (à court, moyen ou long terme)

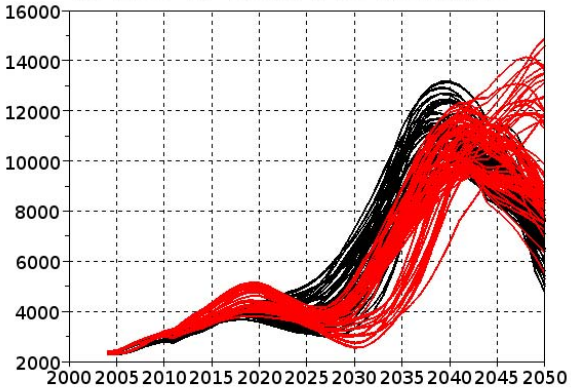
Elec price - FF World Price alternative



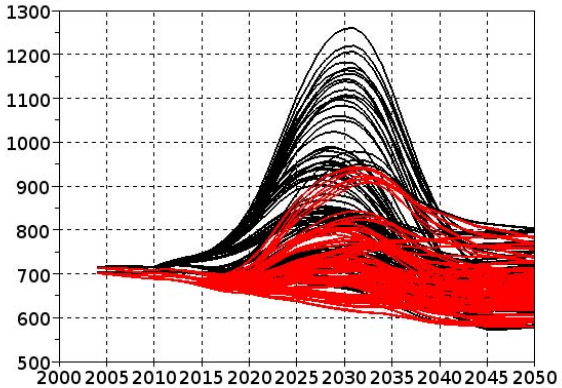
CC Elec - FF World Price alternative



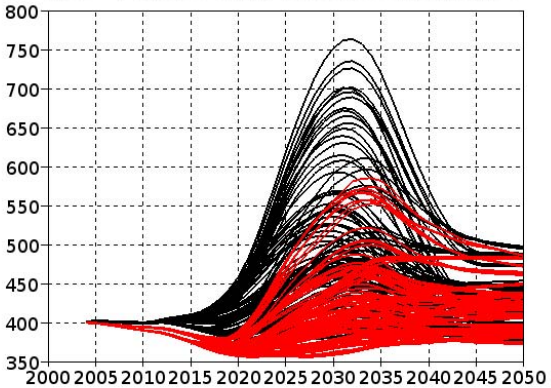
Inv Elec - FF World Price alternative



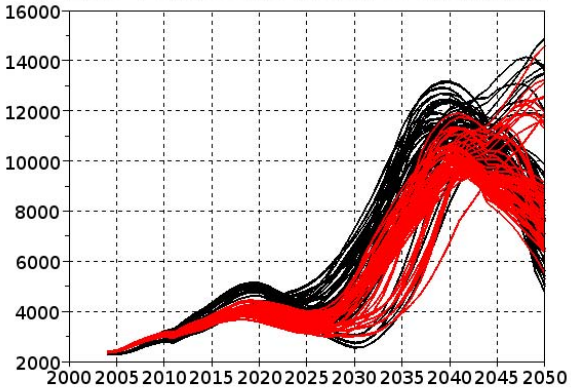
Elec price - Policies and Measures alternative



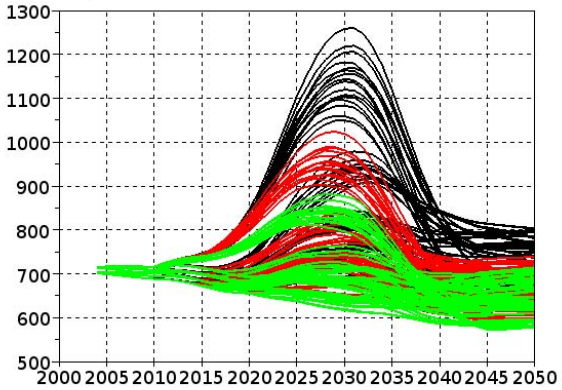
CC Elec - Policies and Measures alternative



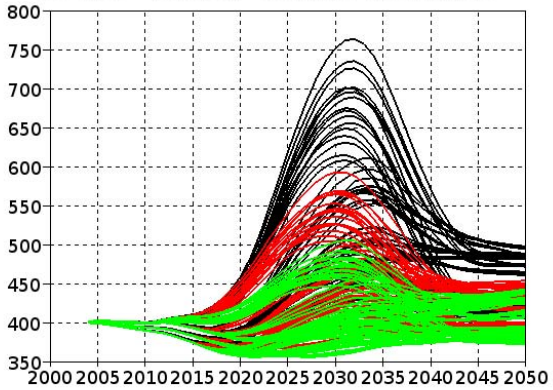
Inv Elec - Policies and Measures alternative



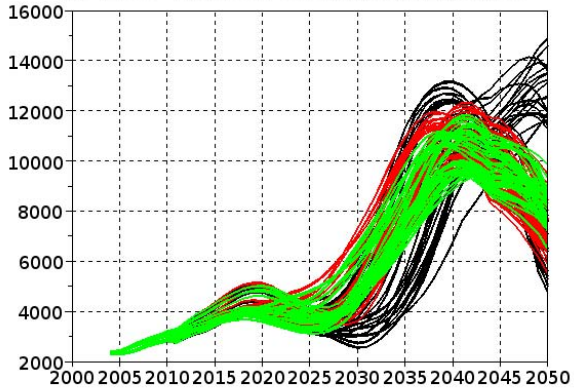
Elec price - Nuclear Scenario alternative



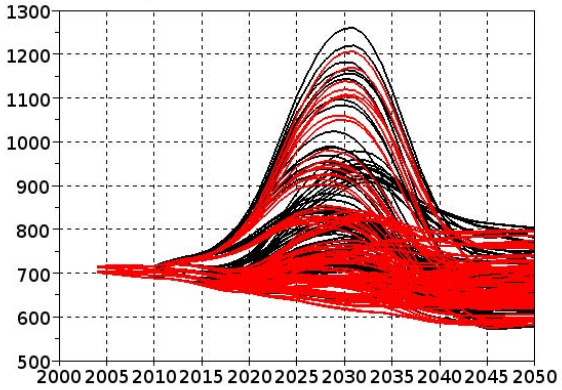
CC Elec - Nuclear Scenario alternative



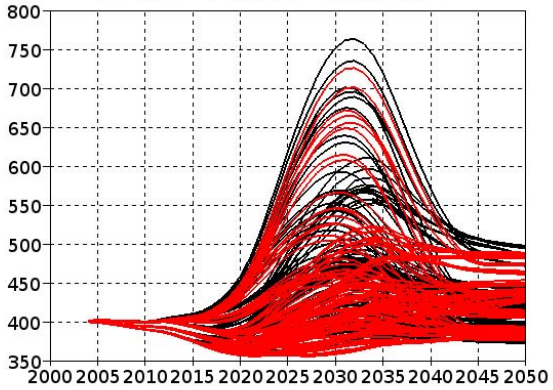
Inv Elec - Nuclear Scenario alternative



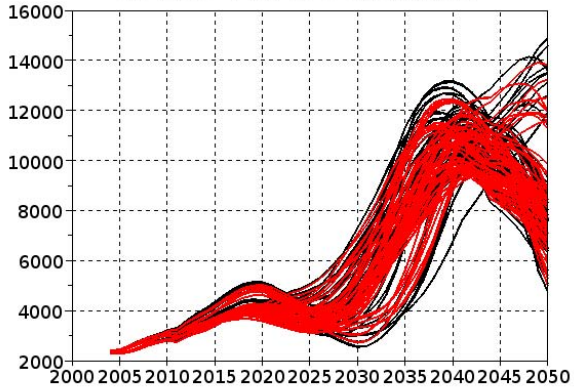
Elec price - Flat LDC alternative



CC Elec - Flat LDC alternative



Inv Elec - Flat LDC alternative



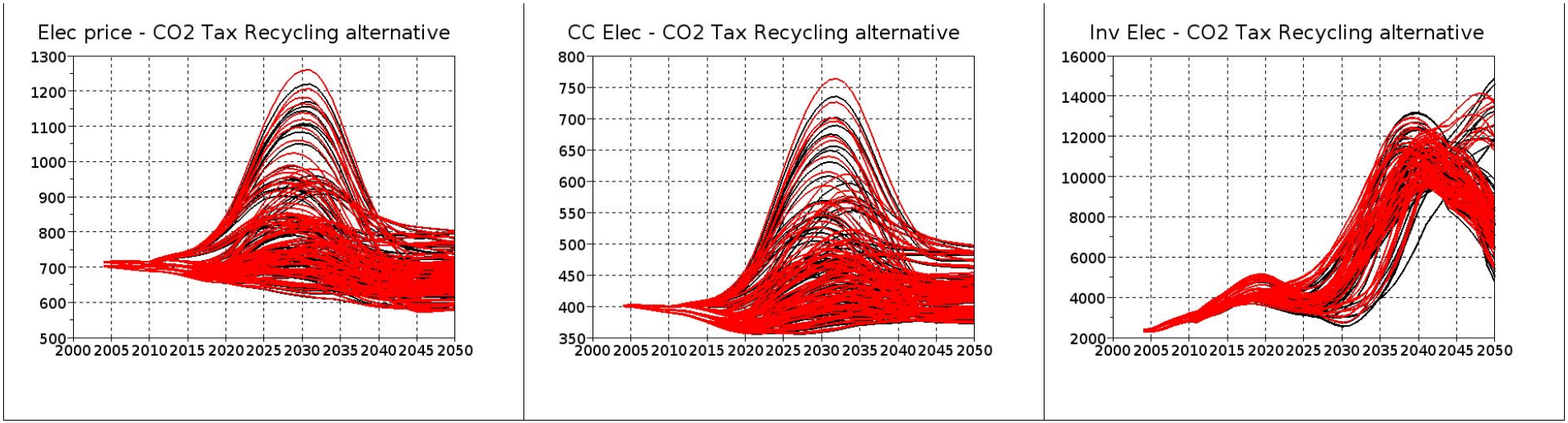
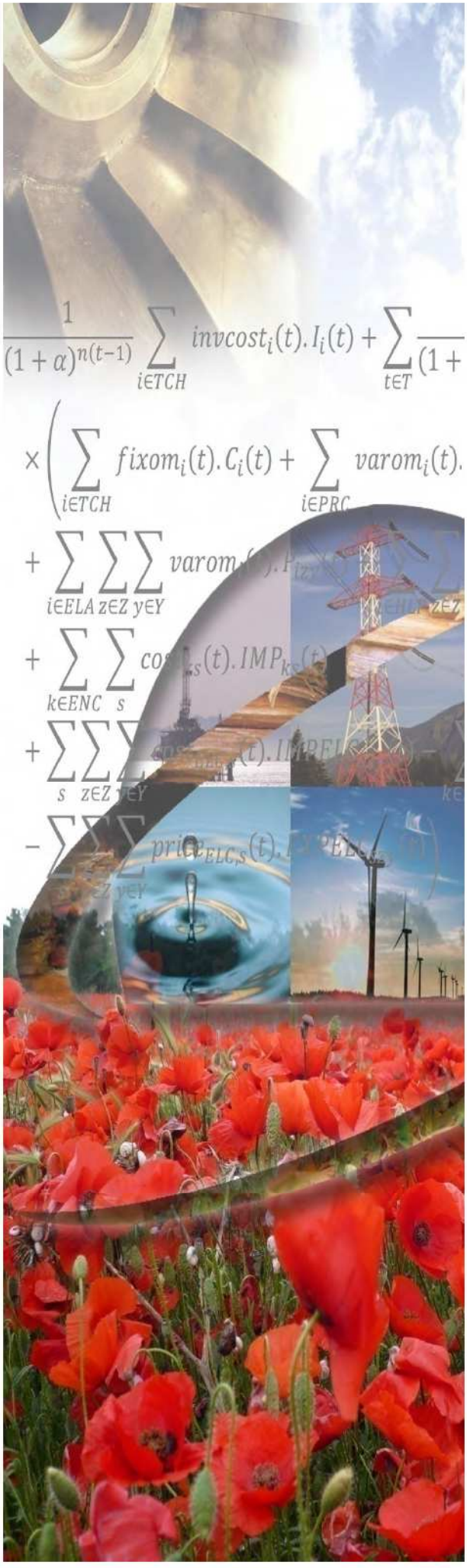


Figure 24 : Etude électricité - cas nouveau nucléaire banni

6 Bibliographie

Hourcade, J. C. 1993. “Modelling long-run scenarios: Methodology lessons from a prospective study on a low CO2 intensive country.” *Energy Policy* 21 (3): 309-326.



MINES ParisTech

Centre de Mathématiques Appliquées

SCENARIOS PROSPECTIFS FRANCE A L'HORIZON 2050

Décembre 2011

N. Maïzi, E. Assoumou

Chaire Modélisation Prospective au service du Développement Durable

Le Centre de Mathématiques Appliquées de l'Ecole des Mines de Paris, dans le cadre de la Chaire ParisTech Modélisation Prospective au service du Développement Durable, propose une série d'exercices prospectifs élaborés au moyen de son approche bottom-up du système énergétique basée sur l'utilisation de son modèle TIMES-FR : il permet de réaliser une modélisation technico-économique du système France, déclinée ici principalement sur le secteur électrique. Le terme de notre horizon prospectif est l'année 2050.

Cette étude a été réalisée dans le cadre de la Commission Besson afin d'illustrer différents scénarios définis selon les hypothèses de la DG TRESOR. Nous proposons dans ce document un ensemble de résultats permettant d'analyser ces éléments et variantes.

Il est important de souligner que de nombreux autres scénarios pourraient être envisagés par cette même approche, limitant ou favorisant certaines technologies, et intégrant des mesures plus ou moins coercitives sur le contrôle des émissions de CO2 ou la maitrise de la demande.

LA METHODOLOGIE PROPOSEE : TIMES-FR

Le Centre de Mathématiques Appliquées s'est investi depuis 2003 dans le développement d'un ensemble de modèles TIMES, issus de la famille des modèles MARKAL pour *Market Allocation*, pour la France, et nommés dans la suite TIMES-FR. Les modèles TIMES-FR sont des outils prospectifs qui permettent d'obtenir des informations normatives à partir d'analyses de scénarios reflétant les différentes politiques, mesures ou incitations concernant le système énergétique français. Ces modèles optimisent, sur un horizon de plusieurs décennies, un coût actualisé (technique, économique ou environnemental) d'une représentation technico-économique du système énergétique français sous contrainte de satisfaction de la demande.

Dans l'approche TIMES, les secteurs que l'on veut analyser sont considérés comme des chaînes de transformations subies par des ressources primaires énergétiques dans le but de satisfaire différentes demandes finales de services. La chaîne énergétique est décrite de l'amont (production et offre énergétique) à l'aval (secteurs économiques utilisant l'énergie finale) en passant par tous les secteurs intermédiaires consommateurs ou producteurs d'énergie comme l'illustre la figure Fig. 1. Dans cette représentation, une technologie est définie comme un convertisseur de « vecteurs énergétiques » et est associée à chaque étape de transformation.

La représentation technologique désagrégée décrite ci-dessous constitue l'atout principal de l'approche MARKAL.

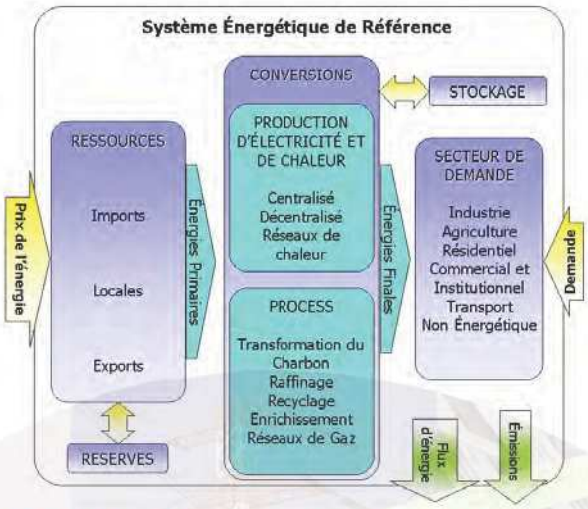


Fig. 1. Le système énergétique de référence.

En premier lieu, cette approche permet de créer une économie virtuelle où les différentes technologies sont mises en concurrence. Concrètement, une formulation explicite des relations inputs outputs pour chaque technologie, permet sur l'horizon choisi (30 à 50 ans) et pour une demande finale donnée, de minimiser le coût global actualisé et d'obtenir les niveaux d'activités et d'investissements correspondants.

En second lieu, elle permet d'évaluer les émissions de certains polluants de la famille des gaz à effet de serre des scénarios envisagés. C'est une potentialité importante notamment si l'on veut obtenir :

- une description complète des modes de consommation d'énergie (incluant distribution, qualité et fiabilité de la fourniture),
- une analyse précise des substitutions entre les formes et vecteurs d'énergie,
- une interprétation de la notion de besoin énergétique en termes de service et d'équipement,
- une meilleure évaluation des énergies renouvelables.

Enfin, il est possible à partir de données technico-économiques et d'hypothèses exogènes sur les tendances (demande, prix des ressources, taux d'actualisation, etc.) de fournir les évolutions (typiquement tous les 5 ans jusqu'en 2050) - et leurs variantes - des principaux déterminants du système énergétique, à savoir :

- l'impact des prix des énergies à moyen et long terme,
- l'estimation des émissions de polluants,
- la simulation des différentes compétitions technologiques et économiques,
- la prise en compte de certaines mesures incitatives de réduction des émissions de gaz à effet de serre,
- l'effet de ruptures technologiques,
- le rôle des mesures liées à la maîtrise de la demande d'énergie

- l'impact de différents projets de recherche et développement (performances énergétiques, projets d'énergies renouvelables, maîtrise de la demande d'électricité, etc.),
- les conséquences des politiques énergétiques (par exemple les objectifs du protocole de Kyoto ont été envisagés via TIMES pour la planification nationale de l'Inde, du Canada, de la Suisse, etc.).

Décliné au niveau français, nous allons voir les enjeux que le modèle TIMES-FR nous a permis d'identifier, dans une réflexion menée par rapport à différentes options de politique nucléaire.

CADRE DES EXERCICES PROSPECTIFS ELECTRIQUES

Tout d'abord, le cadre de nos exercices prospectifs s'est limité à l'électricité. Cela signifie que la contrainte de satisfaction de la demande est associée à une demande strictement électrique exogène et que les technologies considérées par le modèle sont les seules technologies associées au vecteur électrique. Cependant, l'annexe C propose une déclinaison de cet exercice via notre « modèle toutes énergies » pour le périmètre France, ce qui permet de renforcer la cohérence de l'exercice.

LE MODELE TIMES-FR REDUIT AU SYSTEME ELECTRIQUE

Le Modèle TIMES-FR électrique (rigoureusement TIMES-FR_ELEC mais que l'on nommera dans toute la suite du document TIMES-FR) est alors conçu de façon à refléter au mieux la dynamique du système électrique. On désire capter des fluctuations de charge, qui se révèlent, même pour certaines technologies de base comme le nucléaire, non négligeables. Ainsi, on peut relever que l'amplitude de fluctuation maximale sur une année peut atteindre 16 GW comme reflété par cette courbe reconstituée à partir des données du RTE.

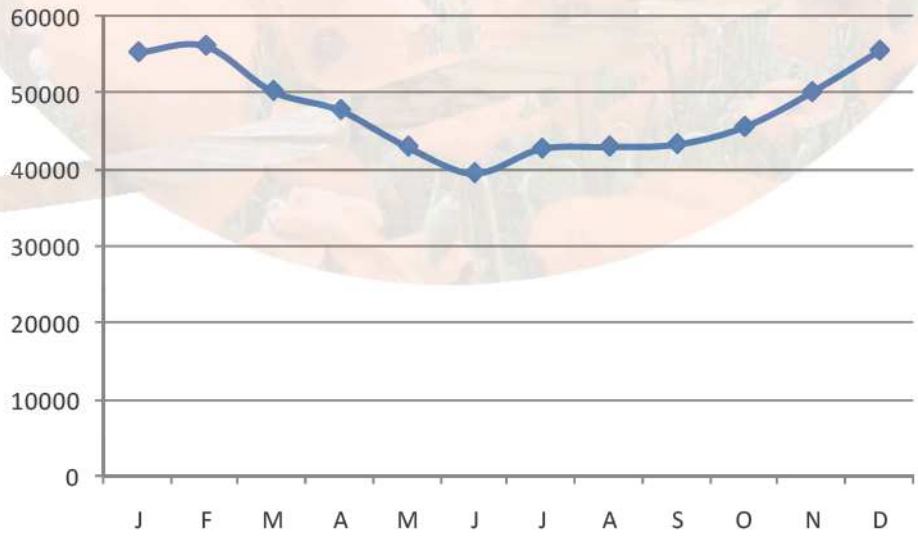


Fig. 2. Moyenne mensuelle de l'appel au nucléaire.

Pour capter ces variations, on adopte un découpage temporel de la courbe de charge de 72 sous-périodes (time slice) qui correspondent à :

- 6 saisons : tous les deux mois : Janvier, Février, Mars, Avril, etc.
- 2 périodes de la semaine : Jours de semaine/Week-end.
- 6 "postes *intraday*" : 2 périodes de nuit (N1 et N2), 2 périodes en journée (D1 et D2), un pic (P) et un point minimum (L).

Heures	Description
0h à 0h59	N1
1h à 5h59	N2
6h à 6h59	L
7h à 12h59	D1
13h à 18h59	D2
19 à 19h59	P
20h à 23h59	N1

Table 1. Découpage journalier.

On adopte pour l'hydraulique et l'éolien un facteur de charge maximum par saison.

EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE

Le scénario de demande retenu est extrait du Bilan Prévisionnel publié par RTE en juillet 2011 et correspond au scénario dit de « Référence ». Il s'agit d'un scénario de demande intérieure, hors pertes, et prolongé à l'horizon 2050, représenté dans la figure suivante.

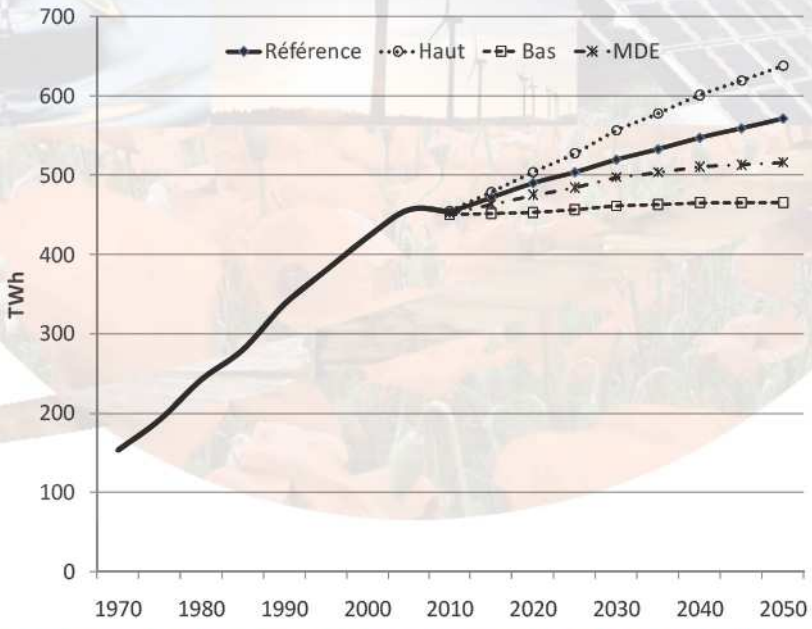


Fig. 3. Demande électrique intérieure hors pertes selon le BP 2011 du RTE.

A partir du scénario de demande de référence, on autorise une fluctuation de la demande sous l'effet de deux leviers :

- en introduisant un effet prix via une valeur d'élasticité calée sur le scénario de référence et fixée à -0.3[1], valeur généralement admise pour le long terme, et qui signifie qu'une augmentation de prix de l'ordre de 10 % génèrera en moyenne une baisse de quantité consommée de 3 %,
- en autorisant la fluctuation du niveau des exportations, fixées à 70TWh en 2010, et valorisées de 40 à 50 €/MWh sur l'horizon[2] : si le coût marginal de production de l'électricité est au-delà de cette valeur, alors les exportations ne sont plus rentables, et le modèle ne les autorise plus.

EVOLUTION DU PARC ACTUEL : L'OPTION NUCLEAIRE

Différentes hypothèses associées au rythme de remplacement des centrales nucléaires seront étudiées. Elles sont modulées en fonction de deux paramètres :

- la sortie ou le cas échéant le rythme de remplacement des centrales,
- la durée de vie des centrales existantes.

Ceci nous a conduit à évaluer trois scénarios associés à différentes options sur le devenir de la filière nucléaire :

1. {Sortie Rapide = FAST} : durée de vie limitée à 40 ans, non remplacement des centrales, représentée en bleu dans la figure ci-dessous,
2. {Sortie Progressive = PROG} : durée de vie limitée à 40 ans pour un réacteur sur deux, prolongement des autres à 60 ans avec surcoût de 600M/euro/réacteur, représentée en vert dans la figure ci-dessous,
3. {Maintien = BAU} : maintien de la capacité nucléaire à 65 GW (extension de la durée de vie à 60 ans pour l'existant puis remplacement si nécessaire), représentée en rouge dans la figure ci-dessous.

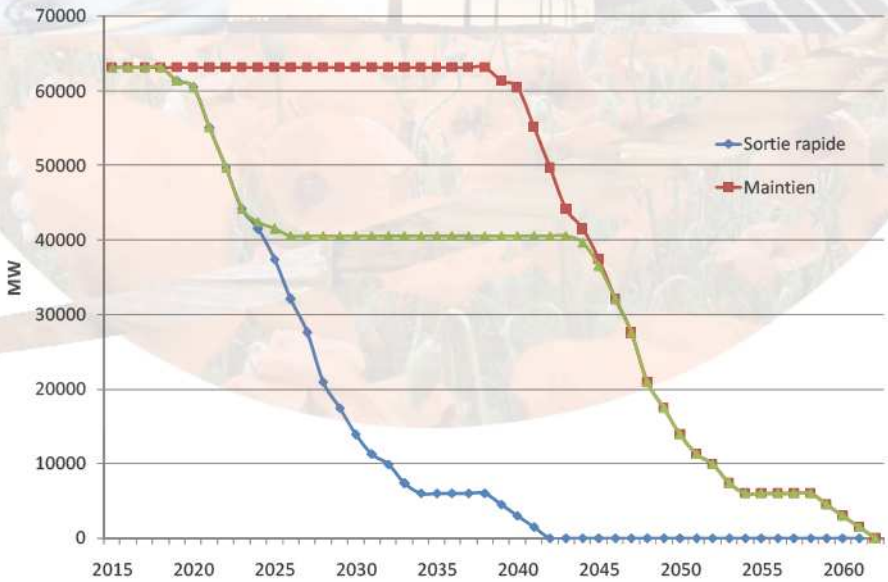


Fig. 4. Profil d'évolution de la capacité nucléaire installée.

[1] *L'ordre de grandeur couramment adopté dans la littérature économétrique pour l'élasticité prix/demande électrique variant entre -0.4 et -0.2.*

[2] *Conformément aux valeurs données par le Bilan énergétique de la France pour 2009, p7.*

CONTRAINTES ASSOCIEES AUX EMISSIONS DE CO_2

Deux types de pénalités seront envisagés pour contraindre les émissions de CO_2 :

- par les prix : on imposera une pénalité calibrée à des niveaux compatibles avec le marché ETS : de 20 à 50 €/tCO2,
- par les quantités : la pénalité précédente sera utilisée pour calibrer les émissions en volume sur le scénario « maintien du nucléaire ».

PRIX RESSOURCES PRIMAIRES

On adopte des hypothèses de prix exogènes et de coûts exogènes élaborées par des organismes de référence[3] et dont l'intérêt est de refléter une variation au cours du temps.

		2010	2020	2030	2040	2050
($/boe)	Oil	60.4	99.0	110.0	117.2	125.2
($/MBTU)	Gas	7.4	11.6	12.9	13.8	14.9
($/ton)	Coal	97.3	101.7	105.6	107.7	110.0

Table 2. Prix des ressources primaires importées
(Scénario World Energy Oulook 2010, "new policies" prolongé à 2050. En $ constant 2009).

COUTS D'INVESTISSEMENT DES TECHNOLOGIES

Les coûts des différents moyens de production d'électricité constituent un élément important de l'évaluation prospective de la structure des parcs électriques.

Sur le périmètre particulier de la France, les coûts de référence pour les moyens de production centralisés et décentralisés ont été publiés entre 2003 et 2004 par la DGEMP (Direction générale de l'énergie et des matières premières) et constituent les références publiques complètes les plus récentes. Une synthèse de l'actualisation de ces coûts de référence a été menée en 2008 par la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat) à un niveau moins détaillé. Cependant, dans les deux cas des technologies telles que la capture et la séquestration de carbone n'ont pas été envisagées et l'évolution sur le long terme n'est pas proposée.
Parallèlement, un grand nombre de publications issues de divers groupes et institutions dans le monde ont proposé des valeurs de ces coûts d'investissement, adossées à des méthodologies de calcul non toujours explicites. Les plages de variation sont importantes même lorsqu'il s'agit globalement du même type de coûts.
Enfin une hausse significative des coûts des projets réels a pu être constatée au cours des dernières années, remettant en cause la tendance basée sur le principe de l'apprentissage et qui militerait en faveur d'une baisse des coûts d'investissement des technologies au cours du temps. Au-delà, on peut s'interroger sur le caractère conjoncturel des moteurs de cette augmentation : la hausse du cours des matières premières, les normes plus contraignantes ou tensions sur le marché de l'ingénierie. Ainsi, il est difficile d'anticiper la tendance que les

[3] *Prix Monde pour le pétrole, prix Europe pour le gaz, prix OCDE pour le charbon.*

prochaines années confirmeront : il se pourrait que l'effet conjoncturel de surstocks liés à l'abandon de plusieurs projets sous l'effet de la crise économique induise par exemple une nouvelle tendance à la baisse.

Malgré ces difficultés, la structure relative des coûts dans une vision normative reste une hypothèse essentielle. Les coûts d'investissement des moyens de production électrique utilisés dans cette étude proviennent de divers projets de recherche antérieurs auxquels nous avons participé (en particulier les projets européens NEEDS[4] et RES2020[5]) et ont été largement revisités à partir d'une revue extensive d'autres publications sur le sujet. Plus de détails sur l'approche méthodologique déployée sont donnés en annexe B.

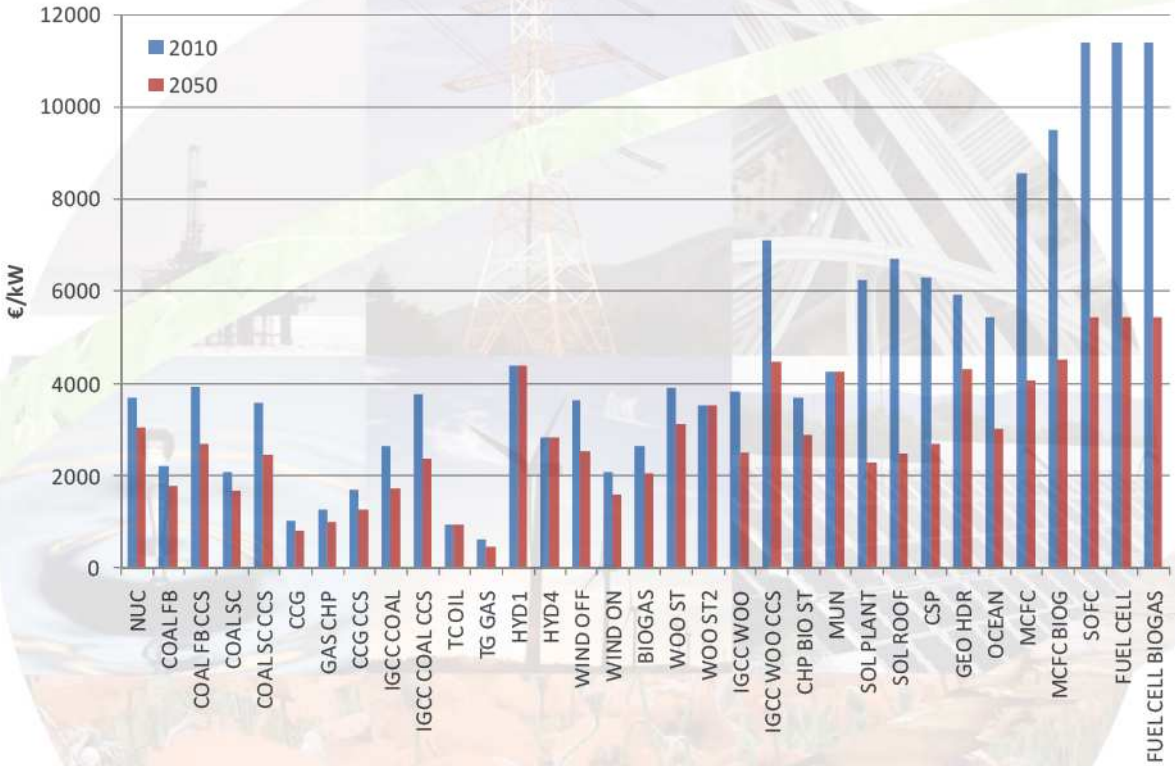


Fig. 5. Les coûts d'investissement des centrales.

Les coûts variables de la filière nucléaire intègrent le coût de démantèlement.

[4] *NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability, FP6 European project.*

[5] *RES2020, Monitoring and Evaluating the RES Directives implementation in EU-27 and policy recommendations', Intelligent Energy for Europe programme.*

RESULTATS DES EXERCICES PROSPECTIFS ELECTRIQUES

L'ensemble des cinq exercices prospectifs réalisés et les hypothèses sur lesquelles ils reposent sont récapitulés dans le tableau suivant.

Scenarios envisagés	Contraintes CO_2	Demande élastique	Statut Nucléaire	Hypothèses communes
BAU	**taxe ETS**	**référence**	Maintien	**Prix** WEO 2010 %
PROGt1	**taxe ETS**	**oui**	Sortie Progressive	**Demande** RTE référence
PROGv1	**taxe ETS + émissions BAU**	**oui**	Sortie Progressive	
FASTt1	**taxe ETS**	**oui**	Sortie Rapide	**Exportations** variables
FASTv1	**taxe ETS + émissions BAU**	**oui**	Sortie Rapide	

Table 3. Ensemble des scénarios retenus pour l'exercice de prospective électrique.

MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE

Les trois premiers scénarios évalués, BAU, PROGt1 et FASTt1, sont soumis à la seule pénalité CO_2, et illustrent donc les effets induits par des politiques nucléaires différenciées comme représenté dans la figure suivante reflétant les niveaux de production d'électricité sur l'horizon prospectif.

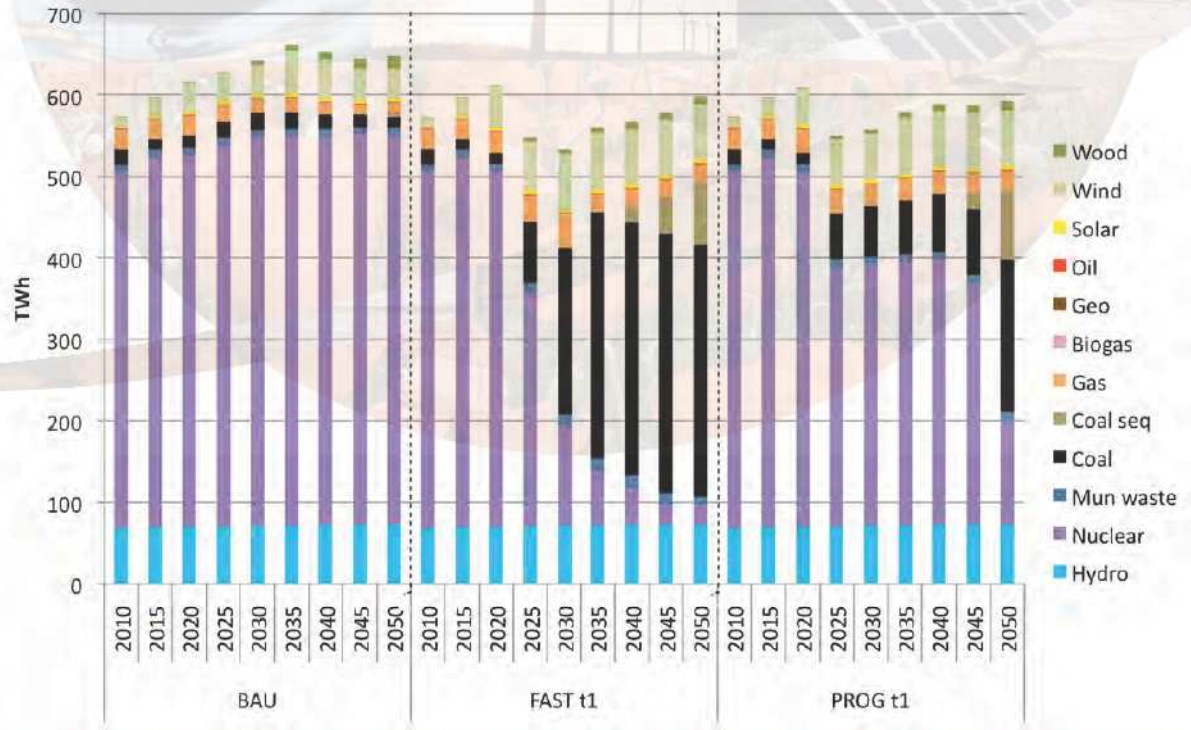


Fig. 6. Mix de production d'électricité, sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO_2.

Les effets conjugués de la sortie du nucléaire et d'une pénalisation, même faible, des émissions de CO_2 (scénarios PROGt1 et FASTt1) sont compensés par un déploiement de technologies charbon[6], à partir de 2025, et par une diminution marquée de la production[7].
A noter que les nouvelles technologies charbon sélectionnées par le modèle, sont de type IGCC (cycle combiné à charbon gazéifié), c'est-à-dire qu'elles respectent la directive GIC (grandes installations de combustion), déjà respectée par les technologies de type lit fluidisé existantes. Le décrochage noté en 2025 répercute l'effet falaise induit par la fin de vie des centrales, légèrement estompé dans l'hypothèse d'une sortie progressive. En fin d'horizon, le CCS (Capture et séquestration du carbone) devient une option intéressante (car le niveau d'émission de la combinaison CCS + Charbon se rapproche de celle du gaz seul[8] pour un coût moindre).

Le volume des émissions de CO_2 associé à la production d'électricité de chacun des trois scénarios BAU, PROGt1 et FASTt1 sur l'horizon prospectif est reproduit dans la figure suivante. Comme indiqué précédemment, on calibrera sur le niveau d'émissions du BAU, ou scénario de « maintien », afin de contraindre en volume les autres scénarios. On retiendra donc pour la suite les valeurs de la courbe bleue, comme valeurs limites des émissions en Mt du secteur de la production d'électricité.

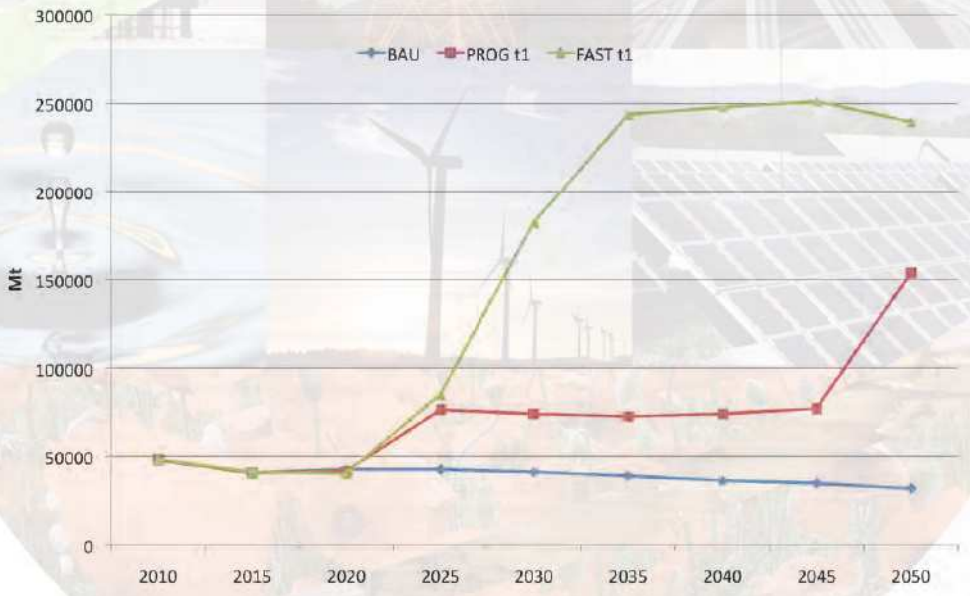


Fig. 7. Emissions de CO_2 associées à la production d'électricité des 3 scénarios.

On note une augmentation significative des émissions de CO_2 pour les deux scénarios de sortie du nucléaire qui correspond à une multiplication par 3 du niveau du BAU pour une sortie progressive PROGt1 et à une multiplication par 5 pour une sortie rapide FASTt1.
Cela indiquerait qu'une simple pénalité sur les émissions de CO_2, sans autre mesure d'accompagnement, ne limite pas les émissions de la production d'électricité des scénarios de sortie (PROGt1 et FASTt1) au niveau du scénario de maintien (BAU).

[6] *A relier aux niveaux des prix du WEO 2010.*
[7] *Permise par l'hypothèse d'élasticité sur la demande.*
[8] *Qui croît fortement (double) sur la période comme indiqué table 2.*

Une contrainte supplémentaire de limitation par les quantités est donc introduite dans le modèle TIMES-FR et conduit aux deux scénarios PROGv1 et FASTv1. Le plafond d'émission est référencé par le niveau d'émissions du scénario BAU (Figure 7, courbe bleue).

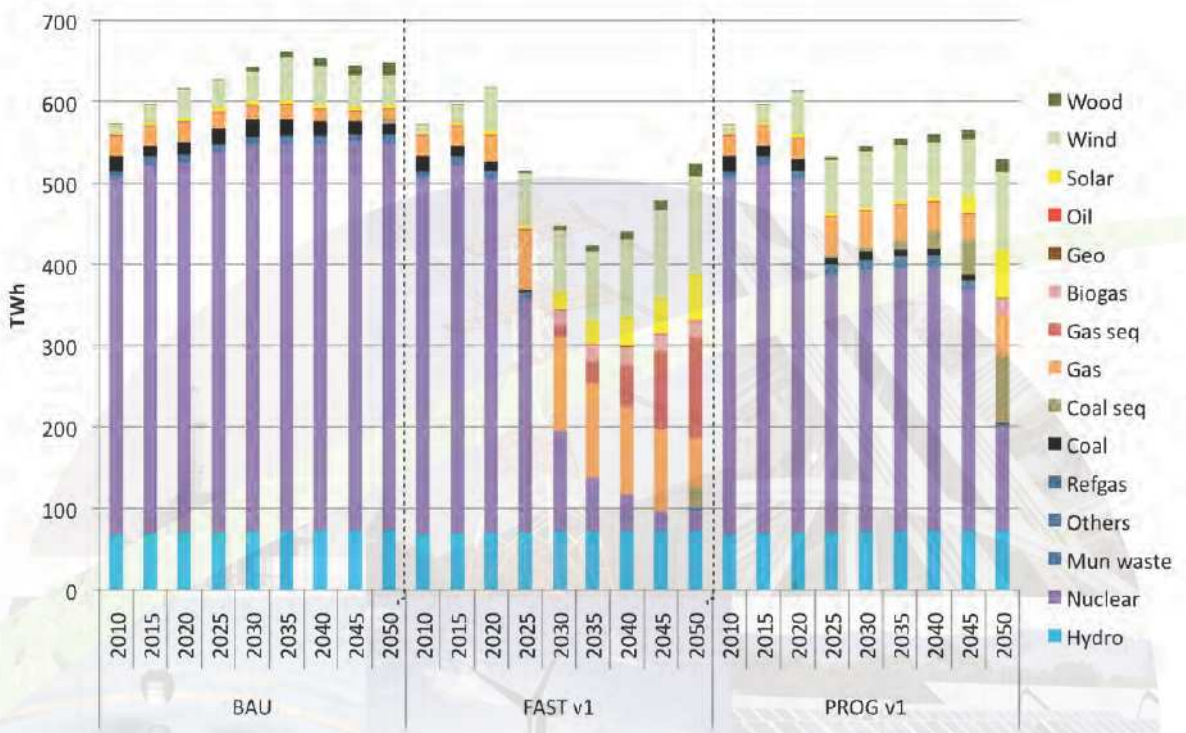


Fig. 8. Mix de production d'électricité sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO_2 et limitation par les quantités captée par le BAU.

L'effet d'une contrainte supplémentaire en volume permet une moins bonne compensation de l'effet falaise. La compétition entre ressources fossiles tourne à l'avantage du gaz dans le scénario de sortie rapide FASTv1, avec un gaz CCS en fin d'horizon. Pour l'option de sortie progressive PROGv1, c'est la combinaison charbon CCS qui l'emporte en 2050. Dans les deux options de sortie, on constate une forte pénétration de l'éolien et du solaire au cours de l'horizon ; ainsi, la part de renouvelable évolue :

- en 2030, elle est de 18 % pour le BAU, 43 % pour une sortie rapide FASTv1, 28 % pour une sortie progressive PROGv1,
- en 2050, elle est de 20 % dans le BAU, de 55 % pour une sortie rapide FASTv1 et de 50% pour une sortie progressive PROGv1.

FLUCTUATION DES EXPORTATIONS

Au-delà de la réduction de la demande, on constate que la possibilité de réduction des exportations est mise à profit : dans tous les scénarios, les exportations diminuent plus ou moins rapidement pour disparaître totalement en fin d'horizon, reflétant une augmentation du coût marginal de production de l'électricité sur l'horizon et réduisant le ratio demande intérieure/capacités nucléaires installées.

Dans les deux options de limitation des émissions de CO_2, lorsque seule la pénalité s'applique (figure 9), ou lorsque l'on ajoute une contrainte en volume (figure 10), le rythme de décroissance des exportations est identique. Pour les scénarios de sortie du nucléaire, elles ont quasiment disparu à partir de 2025, ce qui pose question sur l'équilibre dynamique à venir pour le réseau européen.

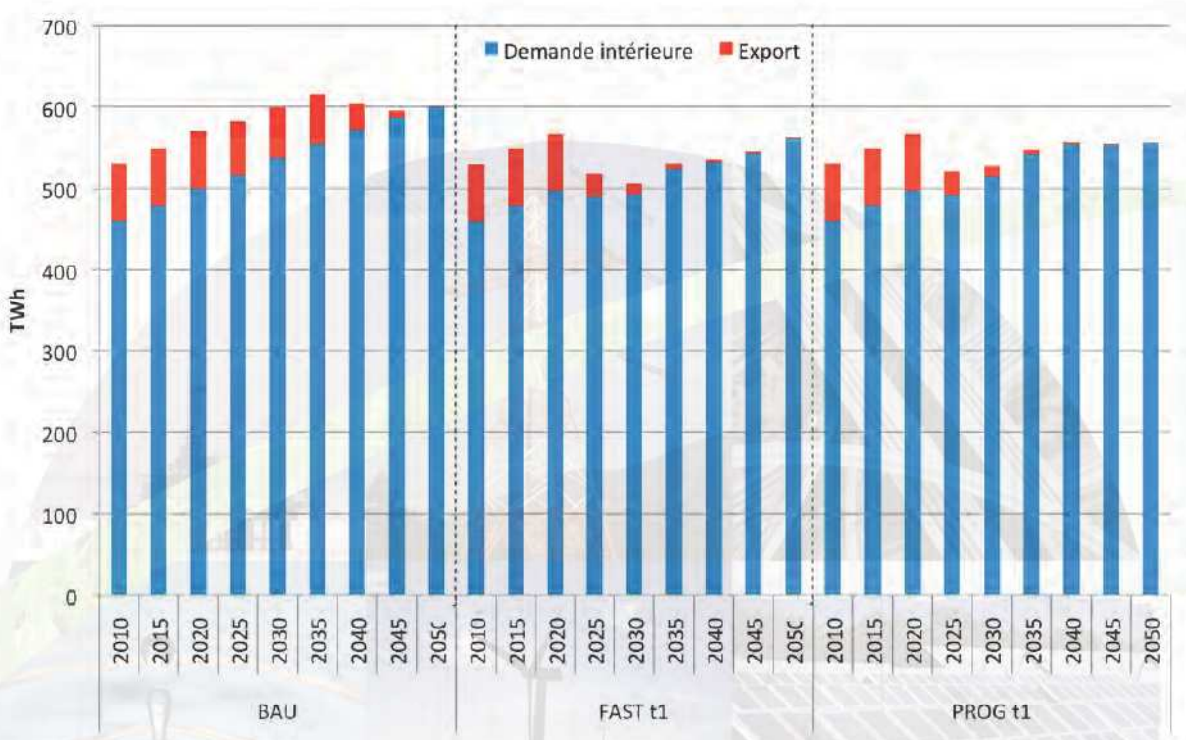


Fig. 9. Part des exportations dans le Mix de production d'électricité sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO_2

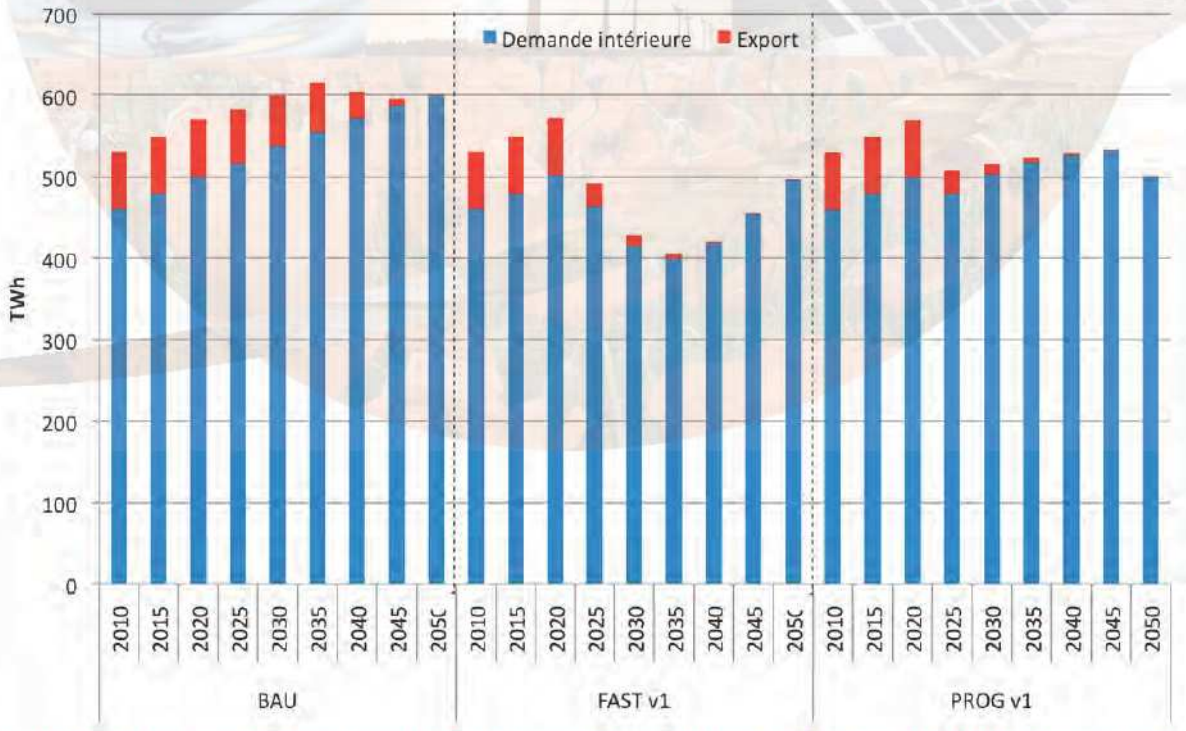


Fig. 10. Part des exportations dans le Mix de production d'électricité sortie de TIMES-FR pour les 3 options de politique nucléaire avec pénalité sur les émissions de CO_2 et limitation sur les quantités

LES INVESTISSEMENTS EN CAPACITES

Les différents scénarios induisent des investissements en capacité soutenus sur l'horizon, pour parer à l'effet falaise illustrant le déclassement du système de production électrique français, comme cela est traduit par les résultats des capacités installées dans l'ensemble des scénarios de l'exercice prospectif des figures 11 et 12.

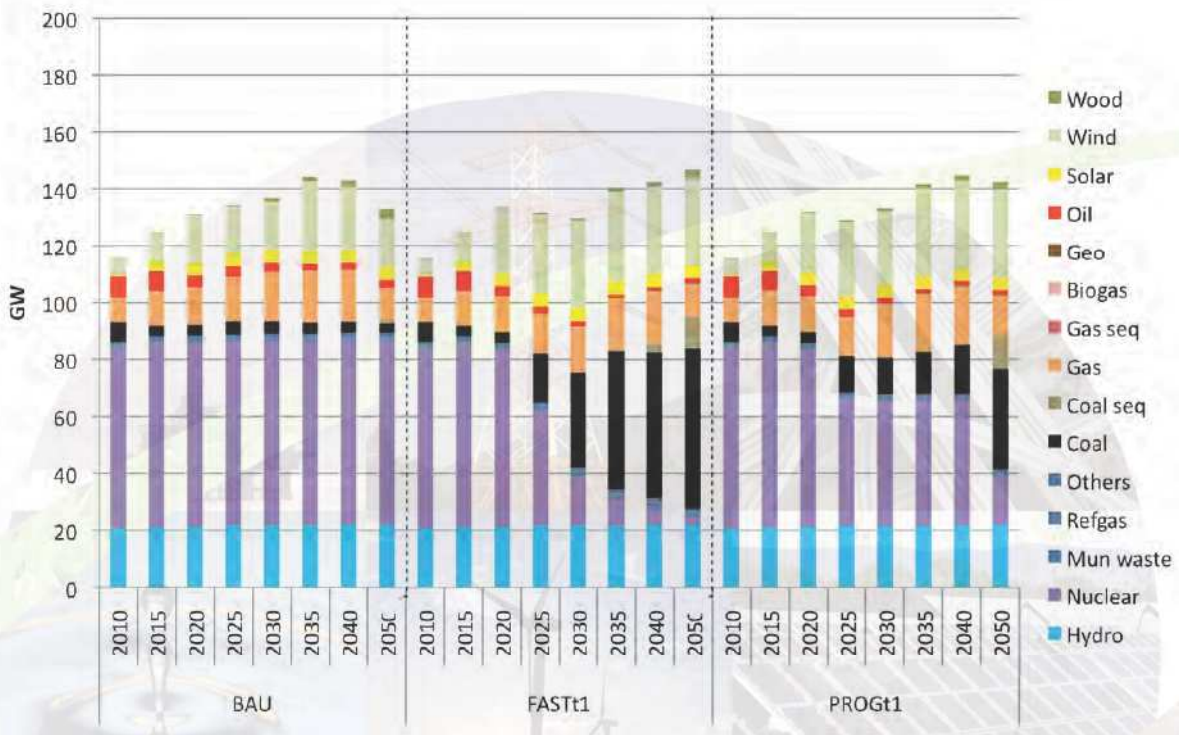


Fig. 11. Capacités installées des scénarios avec pénalité sur les émissions de CO_2.

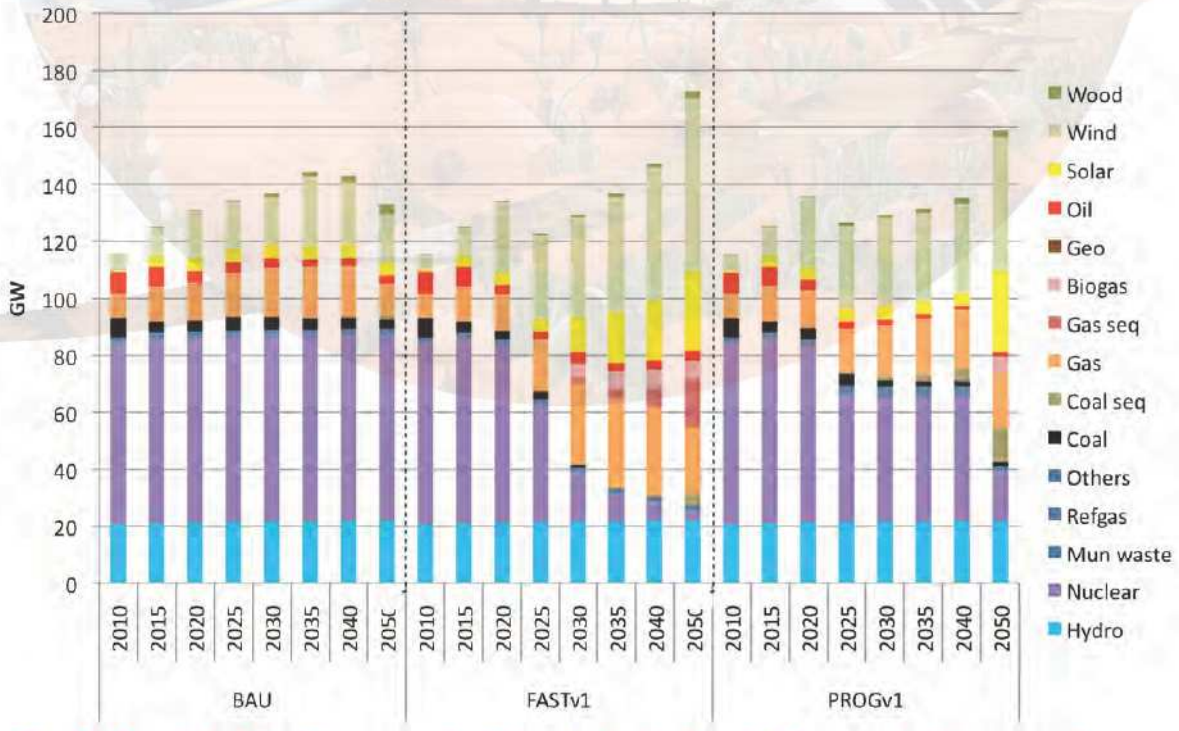


Fig. 12. Capacités installées avec pénalité sur les émissions de CO_2 et contraintes en volume.

L'ensemble des investissements en capacités cumulées sur l'horizon pour chaque scénario est représenté figure 13 (hors représentation du prolongement des centrales à 60 ans) et figure 14 (avec représentation du prolongement à 60 ans).

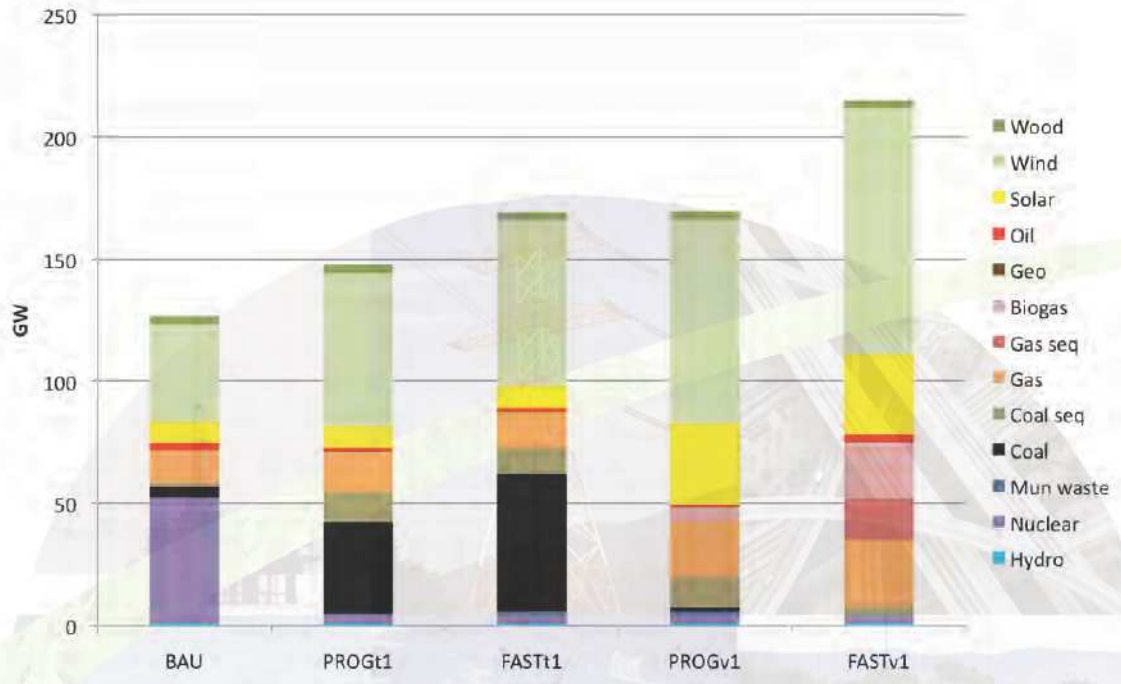


Fig. 13. Nouvelles capacités installées cumulées sur l'horizon (hors le prolongement des capacités nucléaires à 60 ans pour les scénarios BAU et PROGxx).

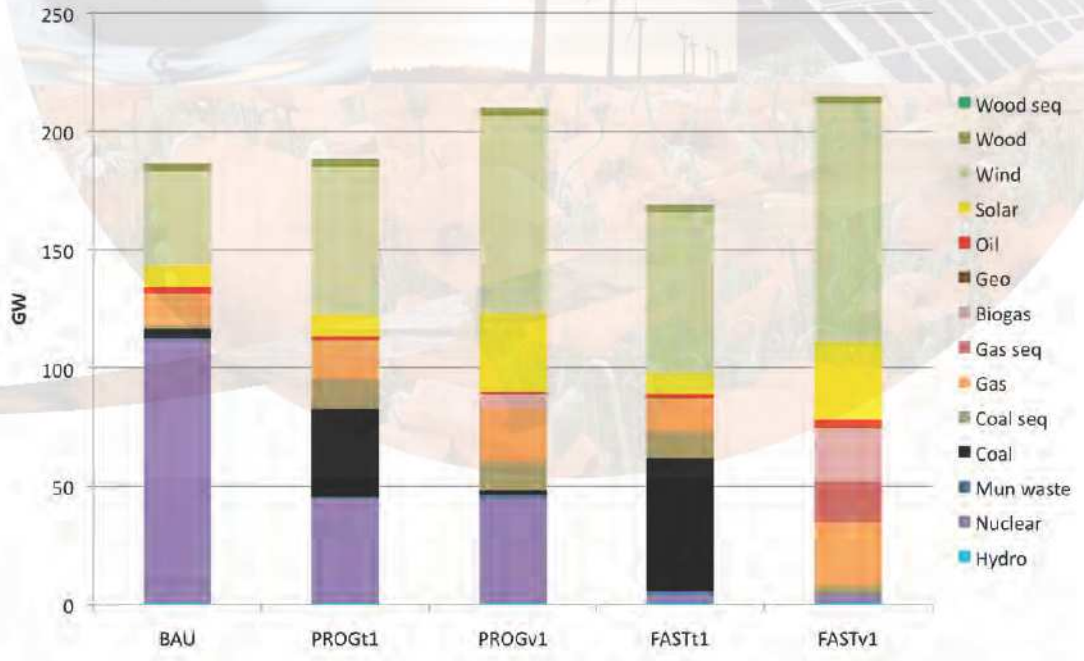


Fig. 14. Nouvelles capacités installées cumulées sur l'horizon (y compris le prolongement des capacités nucléaires à 60 ans pour les scénarios BAU et PROGxx).

Le marché de la construction de centrales augmente significativement : les GW supplémentaires qu'il est nécessaire d'installer par rapport au BAU augmentent suivant la figure 13 :

- de 16 % dans le cas d'une sortie progressive avec la pénalité sur les émissions,
- de 33 % dans le cas d'une sortie rapide avec la pénalité sur les émissions,

et lorsque l'on ajoute la contrainte en volume respectivement de 33 % et 70 %.

Ainsi, dans tous les cas, le niveau des investissements qui devront être consentis pour faire face à la demande de référence du bilan prévisionnel 2011 est conséquent et devra être réalisé avec un rythme soutenu reflétant le besoin de remplacement de la quasi-totalité du parc de production électrique actuel. Ceci induit des phases intensives de construction d'équipement.

Les figures 16 et 17 permettent de prendre la mesure de ces éléments. Pour l'éolien on arrive par exemple dans le cadre d'une sortie totale à une moyenne de 3 GW installés par an[9] sur les décennies 2030-2040 et 2040-2050 (pour pouvoir augmenter la capacité et remplacer l'existant). S'agissant du solaire, et pour cette même période, le rythme serait de 1 GW/an ; de 890 MW/an pour le biogaz et pour le CCS (gaz et charbon), on atteindrait un rythme de 900 MW/an.

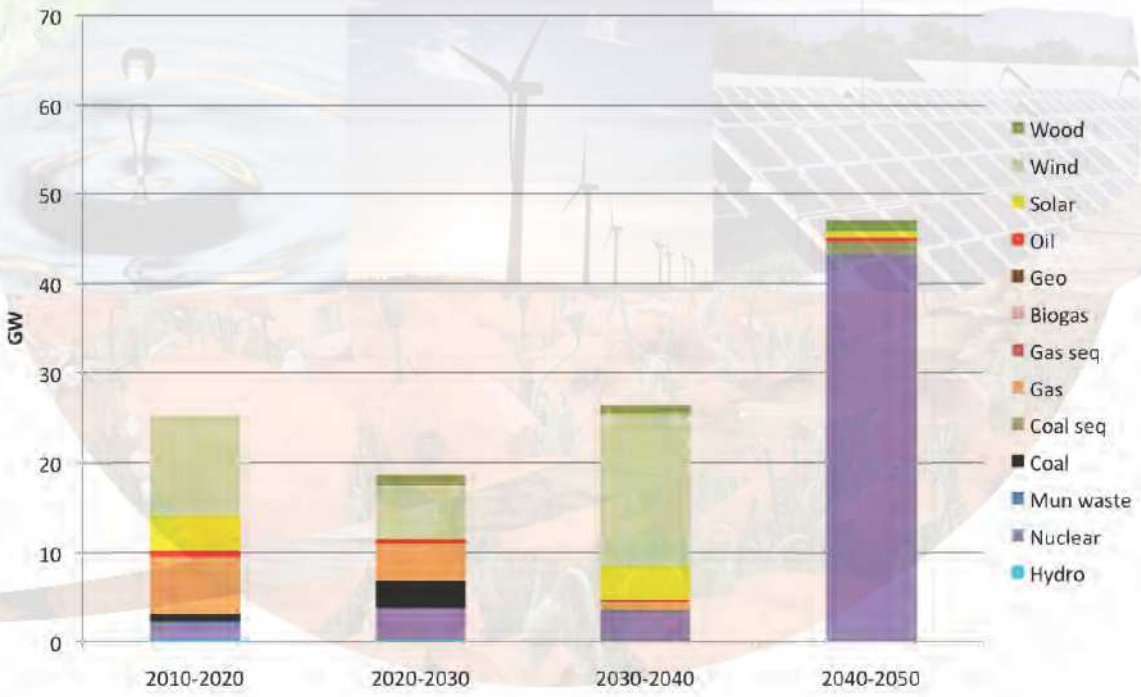


Fig. 16. Capacités installées sur l'horizon pour le scénario BAU.

[9] *On peut noter qu'aujourd'hui, les nouvelles capacités installées atteignent en moyenne 1 GW/an.*

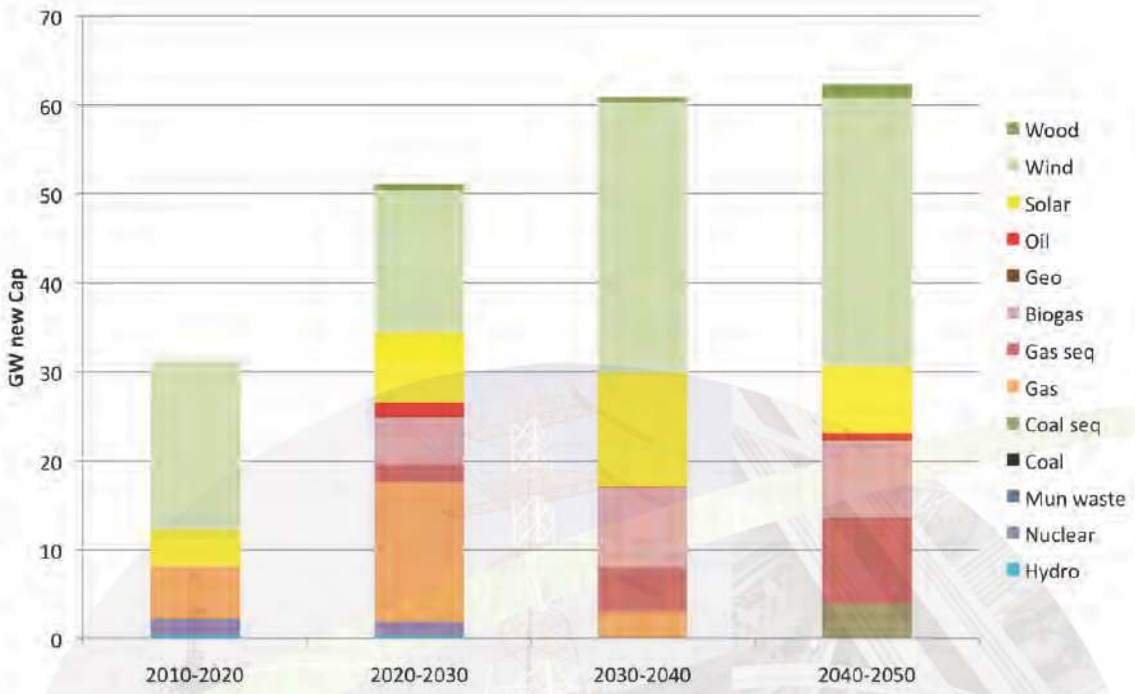


Fig. 17. Capacités installées sur l'horizon pour le scénario de sortie rapide avec contrainte en volume FASTv1.

On peut noter que les niveaux d'investissement en nouvelles capacités installées sont moins élevés pour le scénario BAU figure 13, que pour les 4 scénarios de sortie du nucléaire, PROGxx et FASTxx, alors que ceux-ci doivent satisfaire une demande diminuée par effet prix (élasticité). Ceci démontre que dans les options de sortie, il faut tenir compte du fait que les durées de vie des moyens de production alternatifs au nucléaire sont plus courts, et que les facteurs de charge des technologies basées sur des ressources renouvelables sont moins élevés. Il faudra donc en cas de sortie du nucléaire, non seulement savoir mener une politique continue de renouvellement du parc, comme illustré par les résultats sur le scénario FASTv1 figure 17, mais également limiter les usages électriques pour aller au-delà du scénario de référence du bilan prévisionnel.

FIABILITE DE LA FOURNITURE ELECTRIQUE

Elaborés à partir d'outils de modélisation prospective permettant l'anticipation des futurs systèmes électriques, les résultats issus de l'approche prospective optimale TIMES-FR risquent d'aboutir à des solutions irréalistes du point de vue de la stabilité dynamique des systèmes envisagés. Aussi, pour aller plus loin dans leur analyse, nous allons exploiter une méthode[10] permettant d'évaluer la fiabilité de fourniture de ces futurs systèmes électriques. A cette fin, nous avons élaboré deux indicateurs de stabilité Hmag et Hcin qui permettent de mesurer la capacité d'un système électrique à faire face à un incident (fluctuation, perte de groupe, etc.). Ces indicateurs mesurent les niveaux de réserve magnétique et cinétique qui

[10] *Brevet FR 11 61087, (Schneider Electric/ARMINES), Procédé d'estimation de la stabilité d'un système électrique, Maïzi, Drouineau, Mazauric.*

permettent de procurer l'inertie nécessaire au système pour rétablir sa stabilité[11]. Ainsi, Hcin est un temps qui s'exprime en secondes et qui mesure l'énergie cinétique stockée dans le système par rapport à la puissance apparente du système. Hcin représente la durée pendant laquelle le stock d'énergie cinétique s'épuise totalement si toute la production du système est brusquement déconnectée. La variation de fréquence après une fluctuation de charges sera d'autant plus faible que Hcin sera grand, si bien que Hcin est un indicateur de la fiabilité du système pour la variation de fréquence. Au-delà Hcin est donc un indicateur pour la production. Le second indicateur, Hmag, s'exprime également en secondes et mesure l'énergie magnétique stockée par MVA de puissance apparente. A l'instar de Hcin pour l'énergie cinétique, Hmag correspond au temps d'épuisement du stock d'énergie magnétique quand toute la production du système se déconnecte brusquement. De ce fait, la mesure de l'énergie magnétique emmagasinée dans le système, Hmag, est un indicateur de la fiabilité pour la variation de tension. . Au-delà Hmag est donc un indicateur pour la transmission.

Les valeurs de ces deux indicateurs sont évaluées directement en sortie des exercices prospectifs du modèle TIMES, ce qui permet de déterminer facilement si les systèmes électriques proposés sont réalistes du point de la stabilité de fourniture.

Les indicateurs sont calculés pour chaque tranche horaire correspondant au découpage temporel de la courbe de charge telle qu'adoptée dans le modèle (72 tranches horaires). Ils sont donnés en unité de temps, seconde (s) pour la réserve cinétique, milliseconde (ms) pour la réserve magnétique, pour indiquer le temps nécessaire pour reconstituer chacune des réserves dans le cas d'une perte totale de production.

Pour le scénario de maintien du nucléaire, le BAU, on peut ainsi évaluer l'évolution du niveau de fiabilité sur l'horizon, tel qu'indiqué par les réserves magnétiques et cinétiques respectivement :

- pour la pointe d'été et d'hiver (respectivement figure 18 et figure 19),
- pour l'ensemble des tranches horaires (respectivement figure 20 et figure 21).

[11] *Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : Intégration de la dynamique du réseau électrique, M. Drouineau, Thèse MINES ParisTech soutenue le 03/12/2011.*

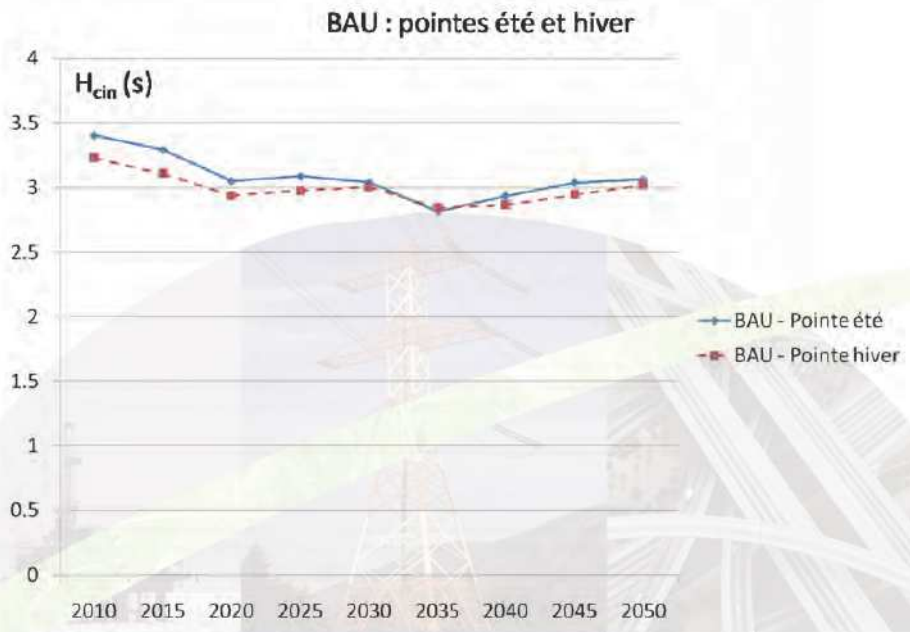


Fig. 18. Evolution de Hcin pour les pointes été et hiver pour le scénario BAU.

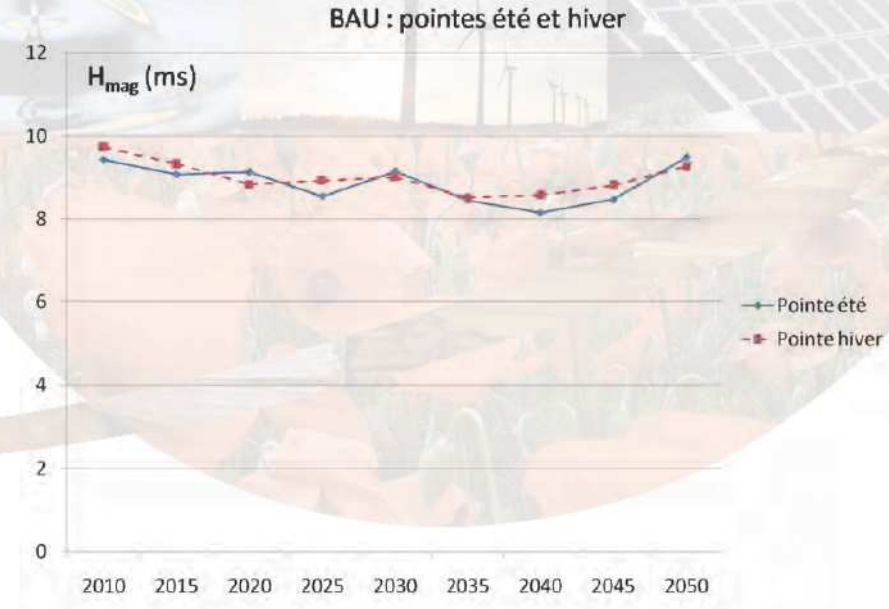


Fig. 19. Evolution de Hmag pour les pointes été et hiver pour le scénario BAU.

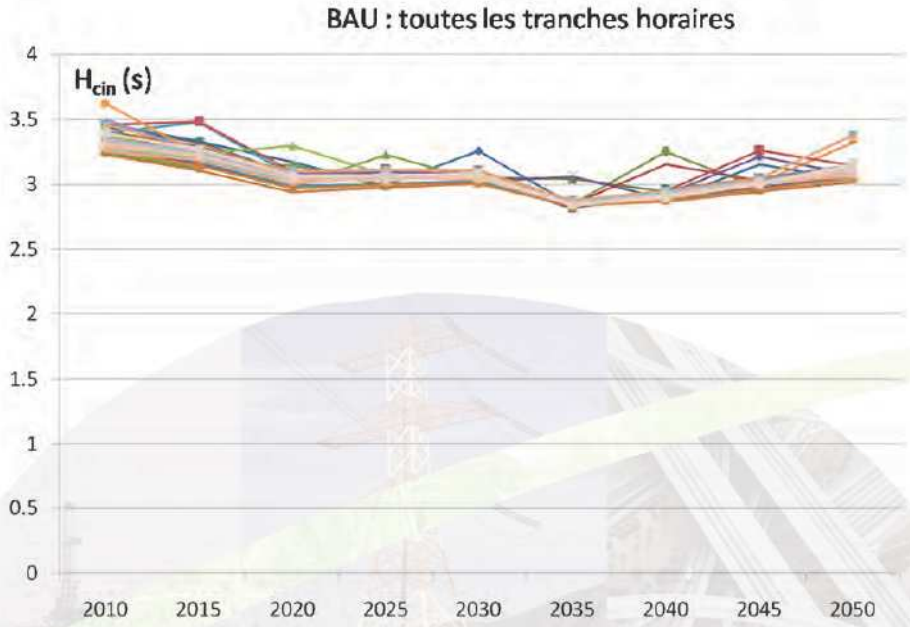


Fig. 20. Evolution de Hcin pour toutes les tranches horaires pour le scénario BAU.

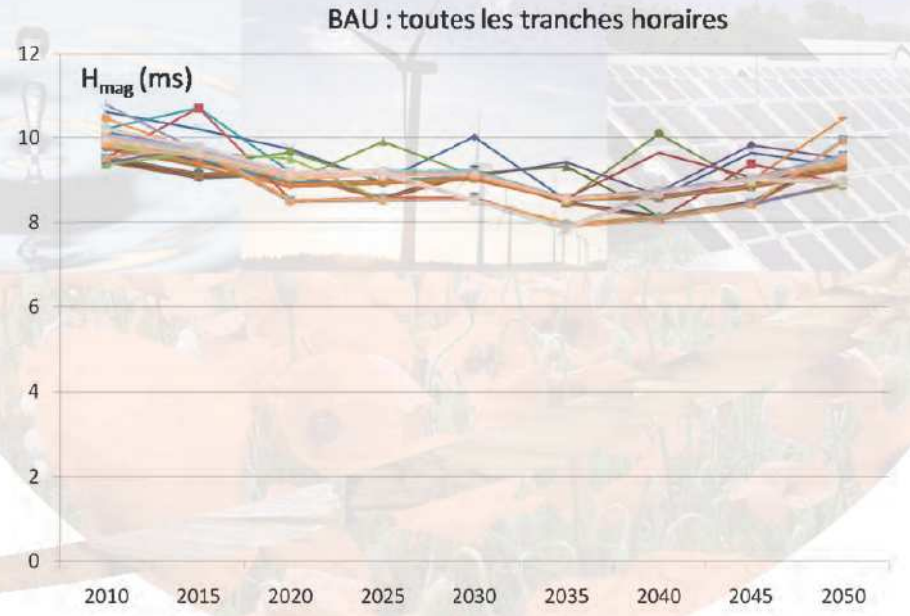


Fig. 21. Evolution de Hmag pour toutes les tranches horaires pour le scénario BAU.

Il est intéressant de noter que l'indicateur reflète le décrochage dû à l'effet falaise puis se relève en fin d'horizon pour les deux types de réserve.
Les indicateurs des scénarios de sortie du nucléaire peuvent être positionnés par rapport au BAU par exemple pour les pointes d'été dans les figures 22 et 23 ci-dessous :

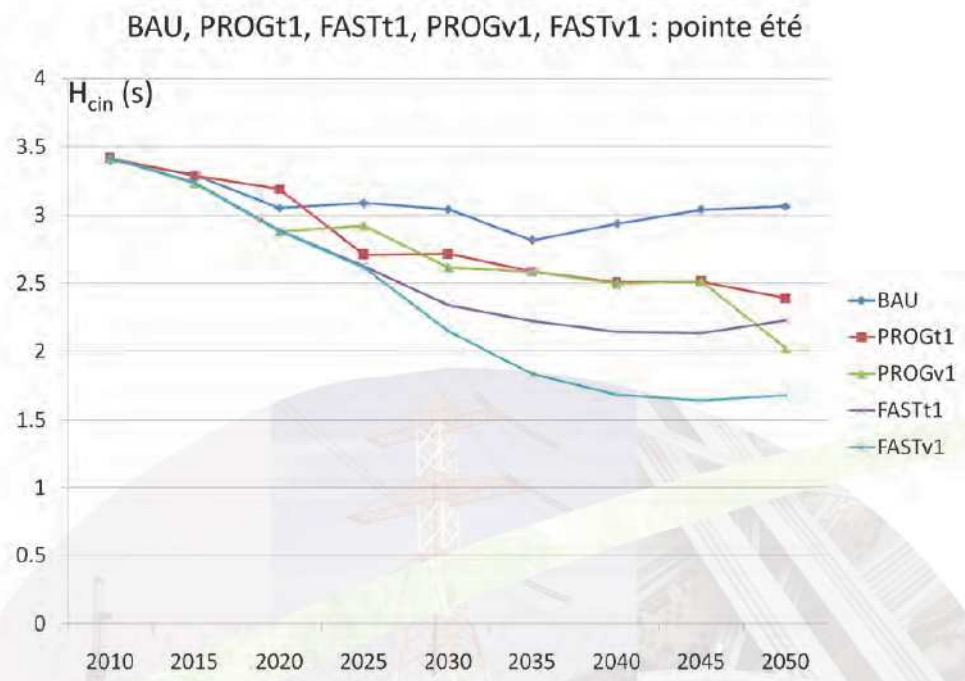


Fig. 22. Evolution de Hcin pour la pointe été pour tous les scénarios.

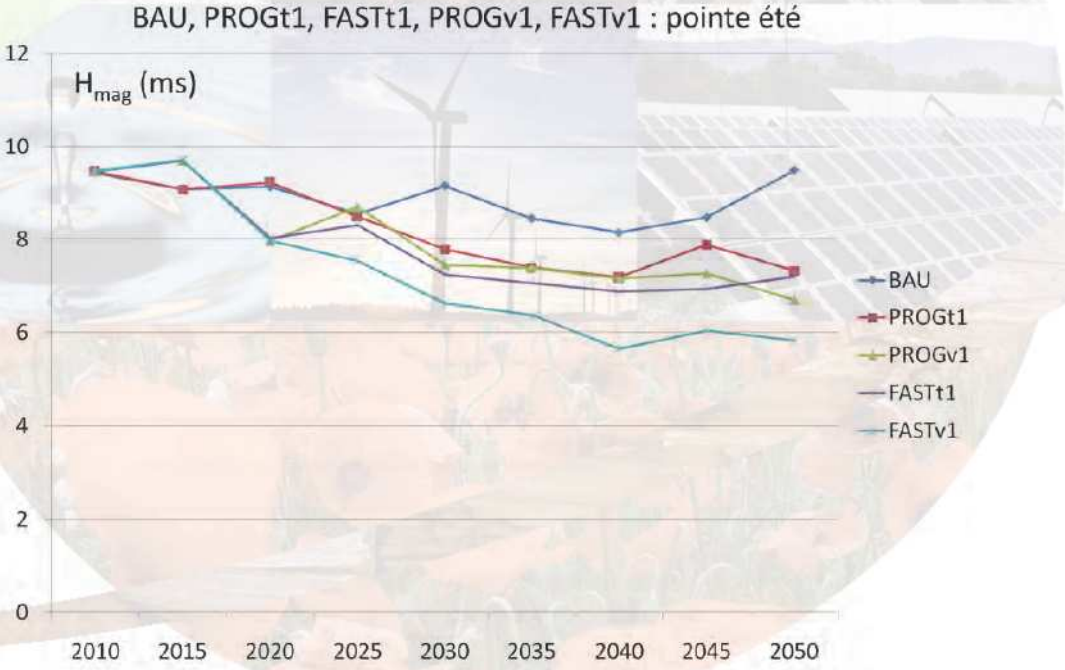


Fig. 23. Evolution de Hmag pour la pointe été pour tous les scénarios.

On peut constater que les valeurs prises par ces indicateurs diffèrent selon les scénarios étudiés, avec une dégradation nette au cours du temps pour les scénarios de sortie du nucléaire. Ceci indique que les systèmes électriques sur lesquels ces scénarios s'appuient ne garantiront pas des niveaux de réserves suffisants pour maintenir le niveau de fiabilité de référence donné par le BAU.

Ces résultats ne s'opposent pas à une intégration massive d'énergies renouvelables dans les futurs systèmes électriques mais appellent à engager la transition du secteur électrique avec précaution. Si les mix de production envisagés ne permettaient pas d'assurer une stabilité de fourniture suffisante, il serait alors nécessaire soit de prévoir un surcoût lié à l'installation d'éléments participant aux réserves magnétique et cinétique (volants d'inertie, moyens de secours), soit d'accepter une perte de stabilité (pannes plus fréquentes), c'est-à-dire une dégradation du service aux usagers du vecteur électrique.

ELEMENTS SUR LE COUT TOTAL ACTUALISE DU SYSTEME ELECTRIQUE

Il serait illusoire de considérer que les éléments de coûts sont significatifs dans l'approche prospective que nous proposons ici. Cependant, la fonction objectif minimisée étant le coût total actualisé du système électrique déployé sur l'horizon prospectif, il est possible de représenter la différence de cette valeur par rapport à celle réalisée pour le BAU. C'est ce qui est représenté sur la figure 25, pour l'ensemble des scénarios : deux facteurs,

- l'actualisation par rapport à l'année de référence (2010 ici) dont le taux est fixé à 5 %,
- le fait que l'on ne considère que le système électrique pour ses coûts d'investissement, d'opération et de maintenance, variables, et les revenus éventuels des exportations,

expliquent pourquoi ces valeurs doivent être manipulées avec précaution, et ne doivent pas être surinterprétées.

Pour aller un peu plus loin, on peut regarder les différentiels de coûts par rapport au BAU évalués par période en moyenne annuelle sur 5 ans, et détaillés par type de coût sur la figure 24 pour les deux scénarios de sortie du nucléaire intégrant à la fois la pénalité et la limitation en volume des émissions. On constate tout d'abord que pour les deux scénarios PROGv1 et FASTv1, la pénalité est moins forte puisque le surcoût associé à la taxe est négatif. Le surcoût de l'élasticité correspond au poste le plus élevé et est particulièrement marqué pour les périodes où l'élasticité-prix a joué de façon à diminuer la demande, en particulier pour le scénario de sortie rapide FASTv1. Pour mieux comprendre l'interprétation de ce coût, on se reportera à l'annexe B.

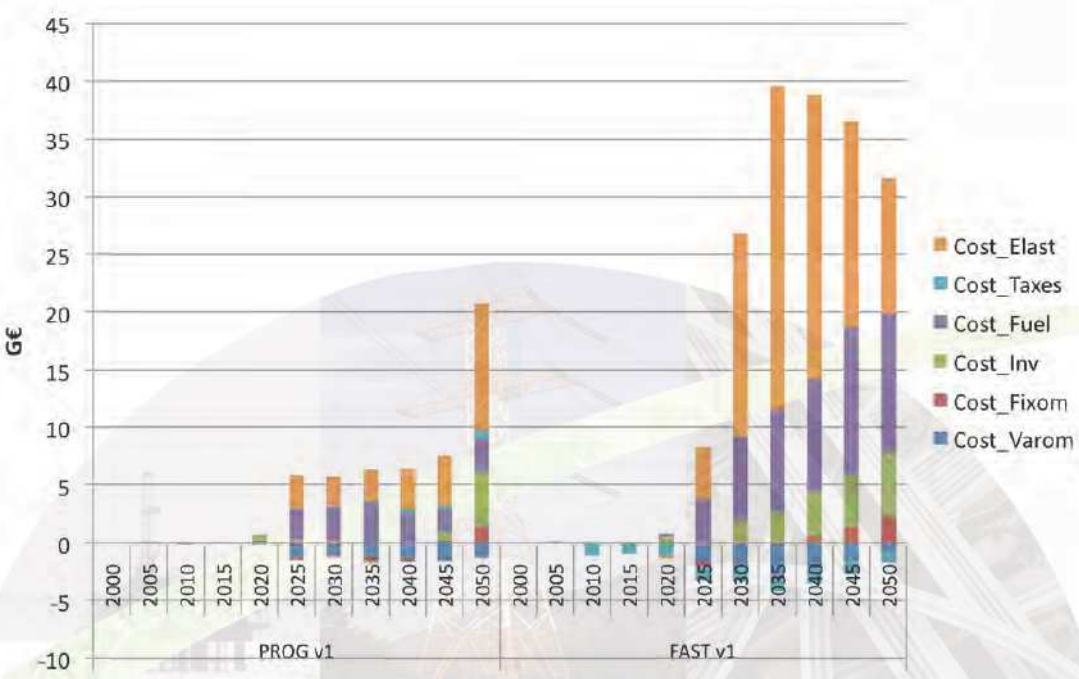


Fig. 25. Surcoût moyen par période et par type de coût par rapport au BAU.

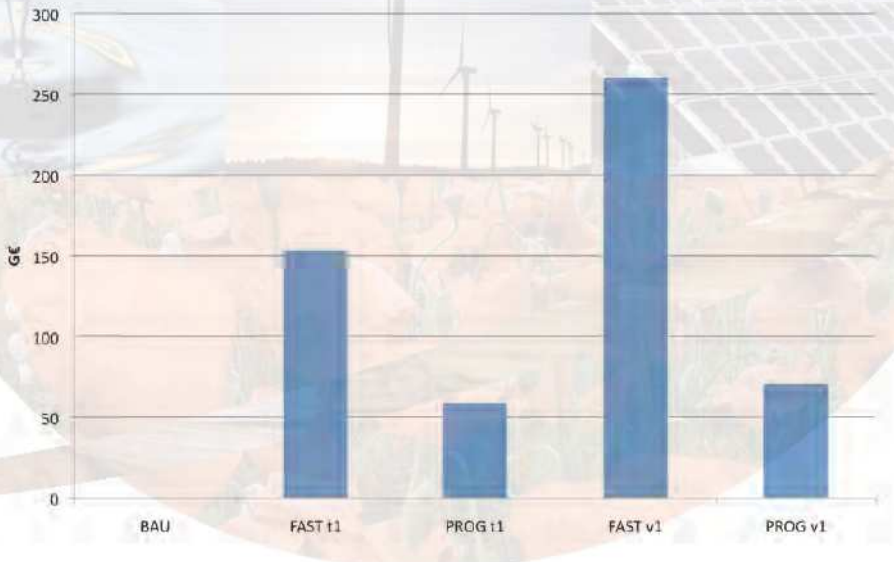


Fig. 24. Surcoût total actualisé optimal par rapport au BAU.

CONCLUSION : QUELS ENSEIGNEMENTS TIRER DE CETTE ETUDE

Cette étude nous a permis d'envisager plusieurs scénarios tels que proposés par la DG TRESOR dans le cadre des réflexions de la Commission Besson. Il est important de souligner que de nombreux autres scénarios auraient pu être envisagés par cette même approche, limitant ou favorisant certaines technologies, et intégrant des mesures plus ou moins coercitives sur le contrôle des émissions de CO_2 ou la maitrise de la demande.

Cependant, on peut extraire de cette analyse technico-économique supportée par le modèle TIMES-FR des enseignements pérennes et robustes quelles que soient les options technologiques retenues :

- l'effet falaise met le système électrique français « au pied du mur » : il faudra consentir des investissements soutenus pour renouveler un parc de production d'électricité en fin de vie ;

- cette situation ouvre des opportunités à l'ensemble des filières industrielles, dont l'enjeu principal sera de soutenir un rythme ambitieux de construction de nouvelles capacités avec pour chacune des questionnements spécifiques : acceptabilité, fiabilité entre autres ;

- en parallèle, le paradigme actuel de consommation croissante d'électricité devra être remis en cause dans les prochaines décennies, si les questions environnementales s'inscrivent toujours dans les priorités des politiques publiques ;

- ces éléments permettent de considérer que la question des options politiques en matière d'énergie pour le long terme ne peut se restreindre à un choix technologique, et doit dépasser le cadre des oppositions pro ou anti nucléaires.

Cette contribution, qui constitue principalement une réflexion technique, devra s'inscrire dans le cadre plus large d'un débat sur les choix de société et de comportement. On ne pourra s'affranchir d'y associer l'usager du vecteur électrique.

ANNEXE A :

ELEMENTS SUR L'EVALUATION DES COUT D'INVESTISSEMENTS

Il s'agit dans cette évaluation de privilégier la cohérence entre technologies plus que les valeurs absolues et exactes individuelles. Les études (AIE (Agence Internationale de l'Energie), OCDE-AIE, MIT (Massassuchetts Institute of Technology), EPRI (Electric Power Research Institute), EC (European Commission), DGEC, ETSAP, US Congres report...) et les bases issues de projets de recherche ne portent pas toutes sur le même panier de technologies. Nous proposons donc d'adopter une méthode adaptée qui, à partir des ratios relatifs à une technologie de référence, permet de définir les ratios moyens généralisés pour 2010 des autres technologies.
Du fait de sa maturité, la technologie charbon supercritique est choisie comme référence.

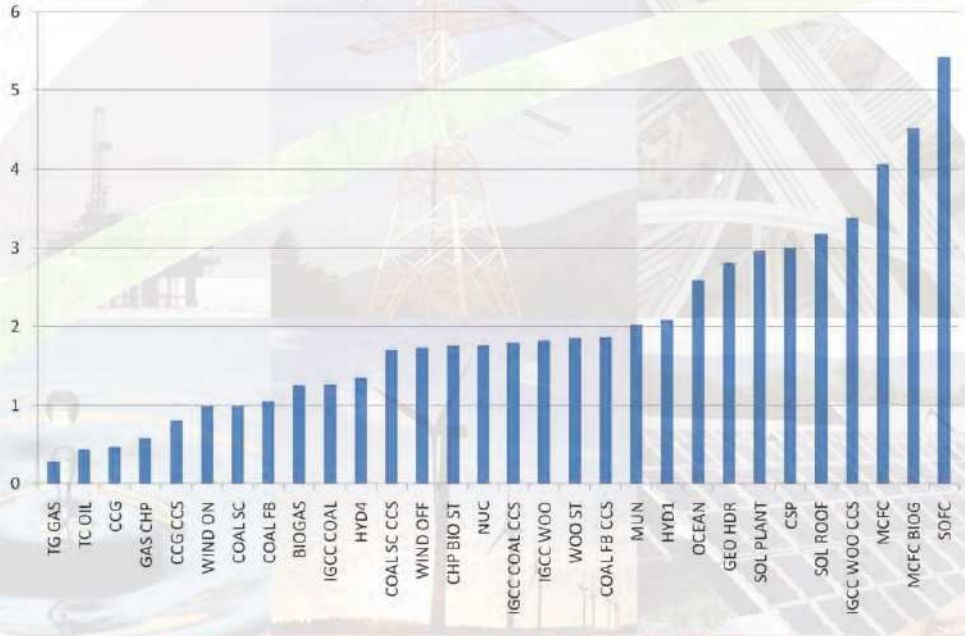


Fig A.1. Ratio de référence vs charbon supercritique.

Il s'agit tout d'abord de fixer une valeur de référence pour cette technologie charbon supercritique pour laquelle les valeurs publiées restent dispersées : un document de travail de l'AIE de 2011 sur la séquestration[12] permet ainsi de voir que les valeurs pour les installations de référence sans capture diffèrent : elles varient autour de 2500$/kW pour les études les plus récentes contre 1800$/kW pour les moins récentes. Chaque site ou projet est particulier et cette valeur n'est elle-même qu'une moyenne, comme en témoignent les récentes études comme "*Projected Costs of Generating Electricity 2010*" de l'AIE-OCDE ou le rapport pour le congrès américain "*Power Plants: Characteristics and Costs*". Aussi, lorsqu'en l'absence d'une valeur de référence partagée en France, nous choisissons de retenir la valeur normative de 2050 €/KW, c'est parce qu'elle ne reflète que notre meilleure estimation sur la base des informations publiques disponibles, et doit être considérée avec toutes les précautions précédemment indiquées.

[12] *"Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation", AIE, p26*

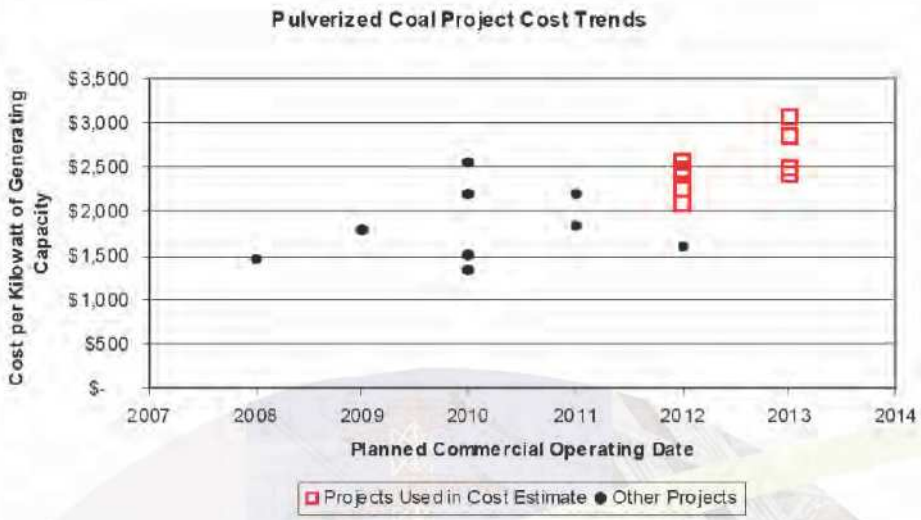


Fig. A.2. Valeurs pour le coût d'investissement de la technologie de charbon supercritique.

Source: Kaplan, "Power Plants: Characteristics and Costs", CRS report for Congress, Novembre 2008

Cette référence étant fixée, la cohérence entre technologies, qui est notre principale préoccupation, est alors contrôlée par rapport à cette valeur « consigne ».

Pour l'ensemble des technologies évaluées, on pourra remarquer dans la figure 5 que les valeurs des coûts d'investissement obtenues se situent au-dessus des valeurs des évaluations internationales (lorsque celles-ci intègrent dans leur référence des données moins récentes) et concordent avec les déclarations relatives à des projets de construction ou des installations effectives. Le coût d'investissement du nucléaire atteignant 5.9 milliards € pour un EPR est notamment beaucoup plus élevé que ceux proposés dans la version de l'étude des coûts de référence datée de 2003 (1.7 milliards €) ou retenu pour le WEO 2011 (4 milliards €). Il représente cependant mieux les dernières évaluations du coût de l'EPR de Flamanville.

La situation est identique pour le solaire. L'actualisation 2008 des coûts de référence propose une valeur de 5900€/kW et le WEO 2011 une valeur de 5000€/kW. La valeur obtenue par notre méthode conduit à un coût plus élevé de 6500€/kW. Pour la France, le coût moyen des installations de panneaux est, selon le site www.photovoltaique-solaire.org, de l'ordre 8000€ TTC pour 10m² de panneaux. Ramenée à une puissance unitaire 100Wc/m² (retenue pour les coûts de référence 2003), on obtient un montant de 8000€/kW. Avec une hypothèse de puissance unitaire basée sur les meilleures cellules à 150Wc/m² (retenue pour l'actualisation 2008), l'investissement correspondant est de 5300€/kW. EDF ENR[13] propose sur son site internet pour les particuliers des panneaux modernes d'une surface de 24 m² pour une puissance de 3kWc, ce qui conduit à une valeur de 125Wc/m² et un investissement de 6400€/kWc. En l'absence de motivations fortes pour une révision et du fait de la nature des scénarios étudiés, nous avons conservé les valeurs calculées, ce qui permet de maintenir la cohérence entre technologies. Cette vérification constitue simplement un élément supplémentaire pour assurer la cohérence des coûts des technologies, hypothèses exogènes retenues pour nos scénarios. Elle ne constitue ni une preuve ni une contestation des autres sources de données (d'autant qu'elles sont la base de nos évaluations), qui elles-mêmes, dans leur ratio de coût d'investissement par rapport à la technologie charbon de référence, possèdent une cohérence interne propre. La difficulté de cet exercice normatif est illustrée par la figure suivante proposée par l'EPRI dans "*Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options: technical update 2011*".

[13] *http://www.edfenr.com/particuliers/nos-offres/panneaux-solaires-n808-1.aspx*

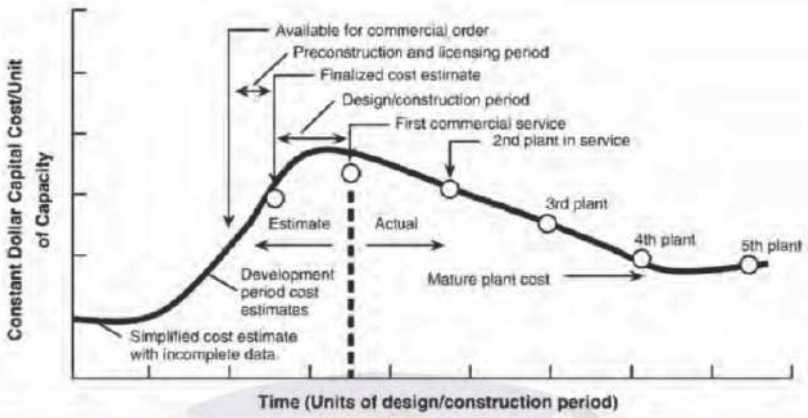


Fig. A.2. Evolution tendancielle du coût par capacité installée.

Source: EPRI 2011, "Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options: technical update 2011"

L'étape finale est alors la caractérisation des évolutions des coûts d'investissement au cours du temps. Celles retenues[14] sont calculées à partir des moyennes de taux de croissance et en particulier à partir du rapport « Energy Technology Perspective 2010 » de l'AIE pour les énergies renouvelables. On obtient ainsi les profils de réduction de coûts sur 40 ans (ci-dessous) qui conduisent aux valeurs de coûts d'investissements retenus pour cette étude.

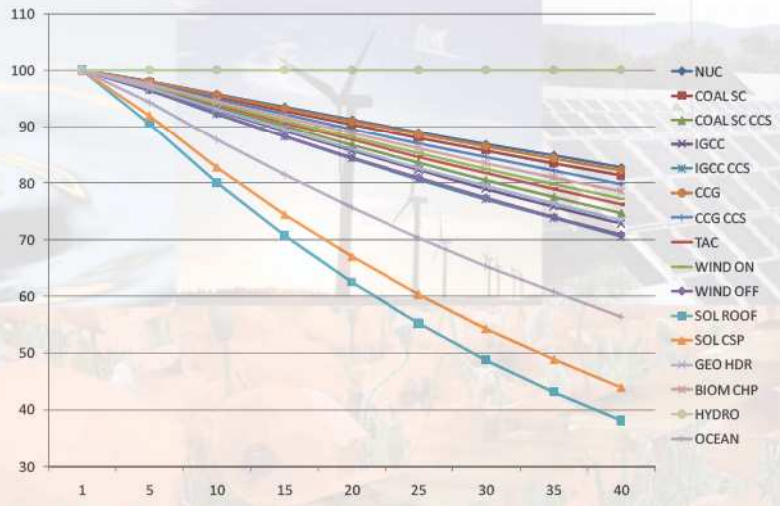


Fig. A.3. Profil de l'évolution de la réduction des coûts par type de technologie.

[14] *Ici encore, il est possible d'envisager des évolutions alternatives à celles retenues: plus ambitieuses ou avec des profils conduisant plus ou moins rapidement à des cibles identiques.*

ANNEXE B :

ELEMENTS SUR L'ELASTICITE-PRIX DE LA DEMANDE ELECTRIQUE

Rappelons ici que l'élasticité de la demande par rapport au coût marginal de l'électricité est définie comme la variation relative de la quantité divisée par la variation relative du coût marginal, ces deux variations étant exprimées sous forme de pourcentage.
Cela signifie que dans le cas où les scénarios reposent sur une demande élastique, la fonction objectif n'est plus la minimisation du coût total actualisé associé au système électrique de production sous contrainte de satisfaction d'une demande fixe mais devient la maximisation du surplus collectif défini[15] par :

$$Max \quad \sum_i \sum_t \left(p_i^0(t) \cdot \left[DM_i^0(t) \right]^{-1/E_i} \bullet DM_i(t)^{1+1/E_i} / (1+1/E_i) \right) - c \cdot X$$

où le coût marginal de référence, noté $p_i^0(t)$, est celui du scénario BAU, où la demande (indexée par i) de référence, notée $DM_i^0(t)$ est celle du BAU. Dans ce problème optimal, les variables de décision sont les coûts associés aux technologies choisies dans le bouquet disponible, le niveau de demande satisfait $DM_i(t)$. Il en résulte un prix d'équilibre.
Le premier terme de la fonction objectif peut donc être interprété comme un coût d'élasticité (négatif comme l'élasticité).

Maximiser cette fonction revient à minimiser son opposé, et on retrouve donc une expression où l'on minimise le coût total associé au système énergétique comme dans le cas d'une demande non élastique, auquel s'ajoute un nouveau terme correspondant à ce coût de l'élasticité.

Interprétation graphique

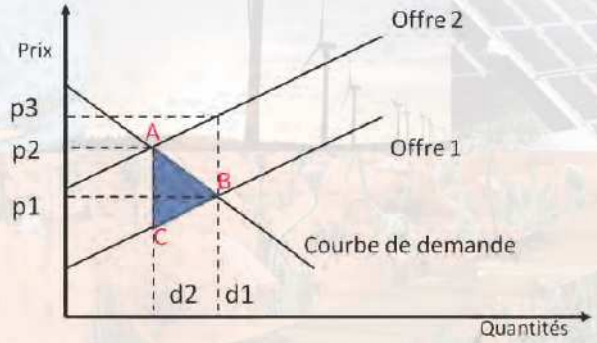


Fig. B.1. Profil de l'évolution de la réduction des coûts par type de technologie.

ABC: Perte nette de surplus collectif entre les équilibres A (d2,p2) et B (d1,p1).
p1, prix d'équilibre de référence.
p3, prix d'équilibre après modification de la courbe d'offre dans le cas d'une demande non élastique.
p2, prix d'équilibre après modification de la courbe d'offre après variation du niveau de demande.

Ce coût d'élasticité est lié à la réactivité de la demande. Si on modifie par exemple la courbe d'offre initiale en gardant la même ordonnée à l'origine en passant toujours par le point A, on conserve la même modification de demande. Inversement, si pour la translation de la courbe d'offre proposée on suppose une demande avec une pente plus faible, donc plus élastique, la variation de demande est plus forte. Il n'est donc pas neutre d'évaluer un scénario alternatif de demande basse sans surcoût et un scénario de réduction de la demande via un effet prix. Cette composante est sous-jacente de tout usage de l'élasticité dans les modèles mais rarement explicitée.

[15] *Documentation du modèle TIMES, www.etsap.org.*

ANNEXE C :
ANALYSE PROSPECTIVE TOUS SECTEURS

L'analyse précédente a été réalisée pour le seul secteur électrique et pour une demande d'électricité exogène, nous permettant d'explorer un niveau de détail avancé.
Nous proposons, pour situer cette analyse dans un contexte global, quelques résultats préliminaires issus d'une étude à paraître, réalisée à l'aide d'un modèle TIMES étendu à l'ensemble des secteurs du système énergétique français[16].
Il s'agit cette fois-ci, de déterminer le système énergétique qui pourrait satisfaire sur l'horizon prospectif une demande désagrégée par secteur (industrie, résidentiel/tertiaire, transport, agriculture) et définie par usage.
Nos principales hypothèses de modélisation reprennent celles adoptées pour le Centre d'Analyse Stratégique[17] en 2007 et déclinées dans une étude plus récente sur la valeur carbone en France[18].
Elles correspondent à une vision volontariste du BAU, mais n'intègrent pas toutes les hypothèses de la réglementation thermique issue du dernier Grenelle (notamment en matière de compensation pour les bâtiments à énergie positive).
Les scénarios All_yy_xx correspondent à tous les secteurs de demande ; les scénarios All_FAST_xx reprennent les hypothèses de sortie rapide du nucléaire telles que déclinées dans le cas électrique seul.

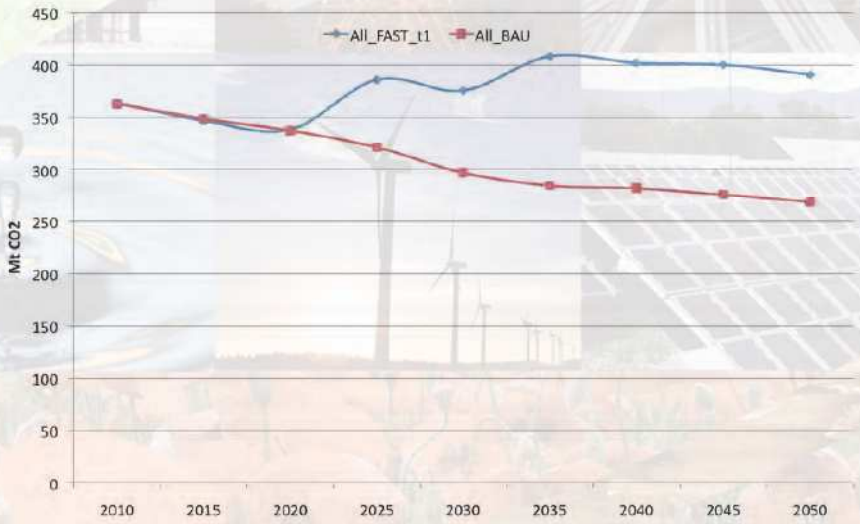


Fig. C.1. Emissions totales de CO_2 liées à l'énergie (hors transport international).

Le scénario All_FAST_t1 comprend une pénalité carbone comme dans le cas électrique au niveau ETS. Le niveau d'émission du All_BAU est utilisé comme référence pour un scénario de sortie du nucléaire avec contrainte sur les émissions noté par la suite All_FAST_v1.

[16] *Pour ce système énergétique en particulier, le niveau de détail est plus faible, puisque l'on passe de 72 sous-périodes à 12 (simplement 4 saisons et une distinction jour/nuit/pic).*
[17] *Perspectives énergétiques de la France à l'horizon 2020-2050 : rapport de la commission Energie présidée par Jean Syrota - Volume 1 Centre d'analyse stratégique - La Documentation française. Octobre 2007.*
[18] *E. Assoumou, N. Maïzi, "Carbon value dynamics for France: A key driver to support mitigation pledges at country scale", Energy Policy, Volume 39, Issue* 7, July 2011, Pages 4325-4336.

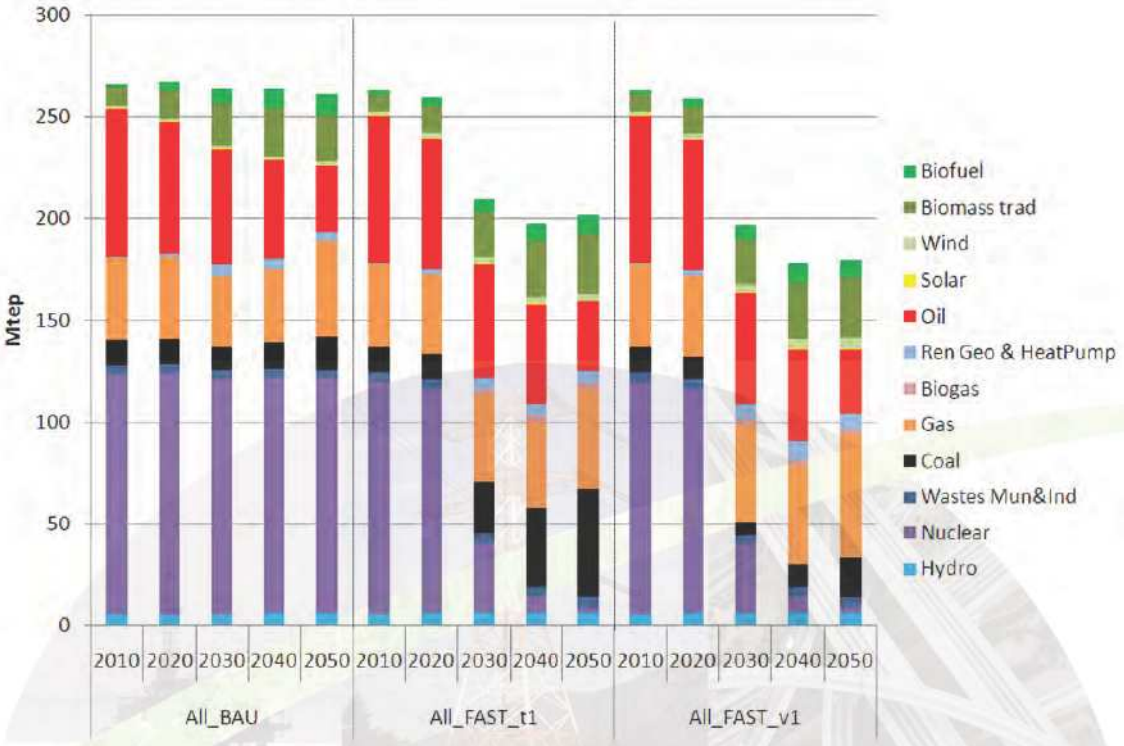


Fig. C.2. Energie primaire.

On constate une baisse significative de la consommation primaire dans les deux scénarios de sortie du nucléaire traduisant trois effets concomitants : la substitution du nucléaire par des moyens de production à meilleur rendement primaire[19], l'annulation des exportations d'électricité, la baisse de la demande intérieure.

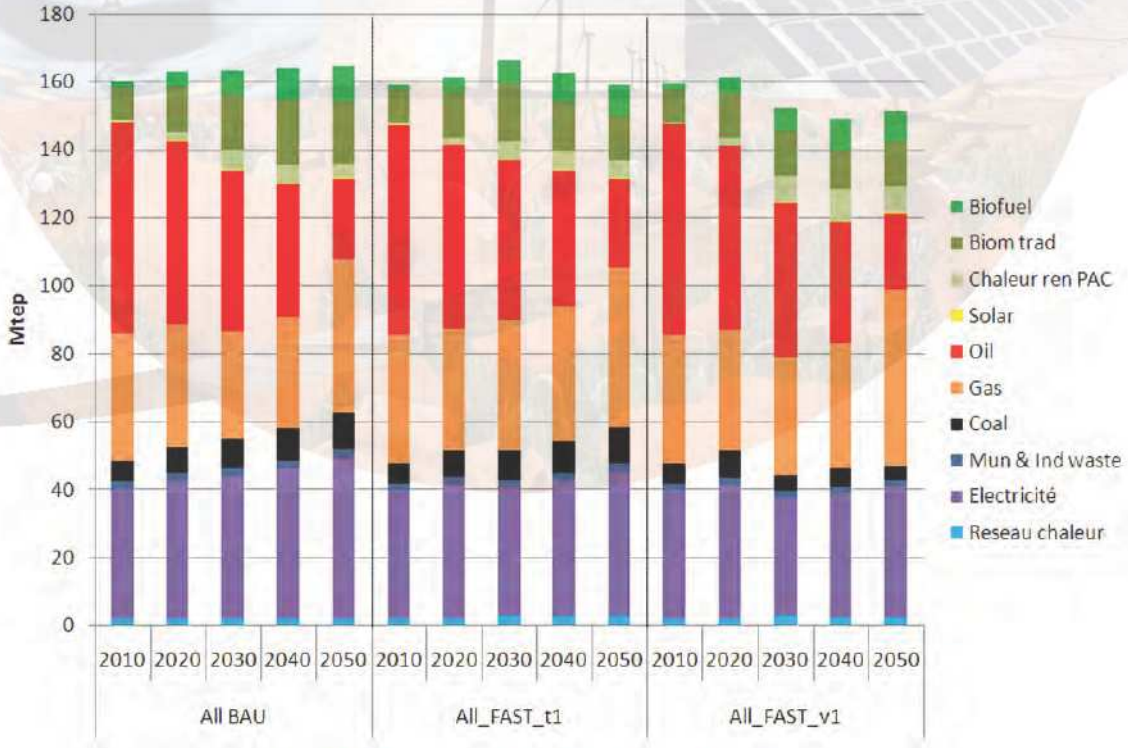


Fig. C.3. Consommation finale par énergie.

[19] *Suivant les conventions en vigueur.*

La baisse de la consommation finale est moins marquée que celle de l'énergie primaire puisqu'elle intègre l'électricité comme vecteur d'énergie sans se soucier du mix sous-jacent et masque donc les rendements des centrales électriques. En outre, la consommation finale correspond à une satisfaction d'une demande utile élastique, ce qui se traduit par des choix différents des technologies sélectionnées suivant les scénarios.

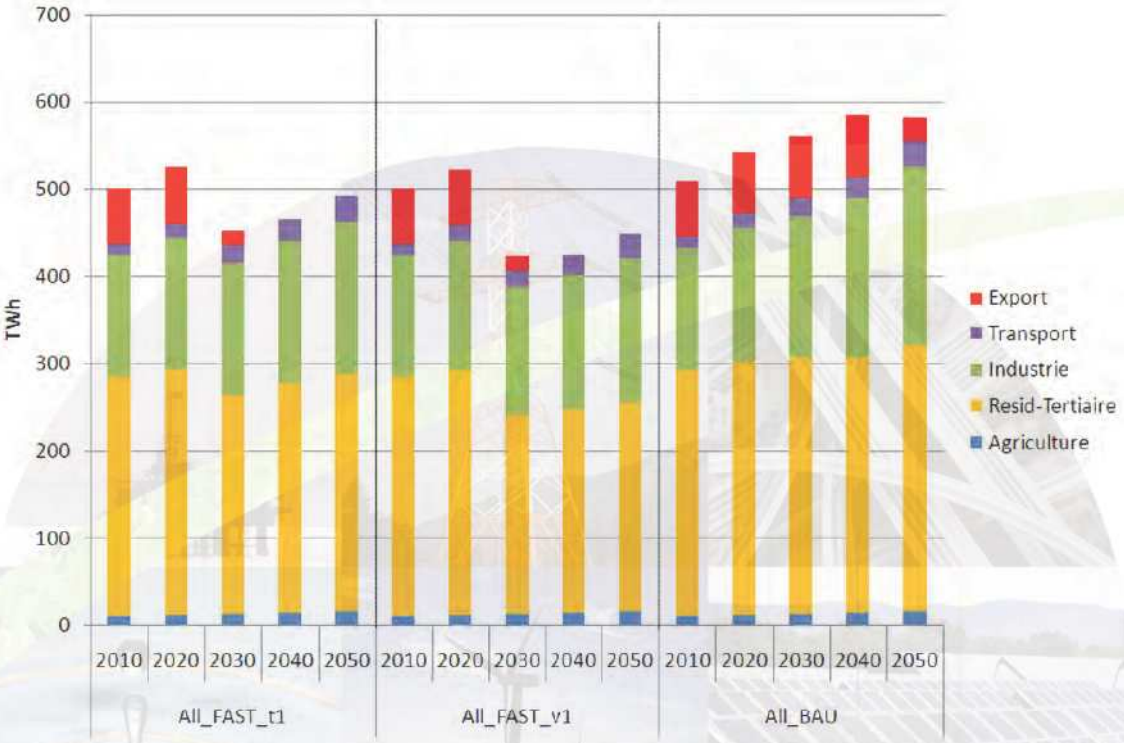


Fig. C.4. Consommation électrique par secteur.

La consommation intérieure d'électricité issue du modèle France se situe entre le scénario de référence et le scénario bas du bilan prévisionnel (cf. figure 3). La baisse du niveau des exportations (cf. figure 10) est confirmée. L'ensemble de ces éléments, permet en première approximation, de décliner un système énergétique global pour la France, cohérent avec la vision restreinte et plus détaillée proposée dans l'exercice prospectif purement électrique.

UNE CHAIRE POUR L'AVANCEMENT DE LA MODELISATION PROSPECTIVE

Lancée en décembre 2008, la **Chaire Modélisation prospective au service du développement durable** est portée par les écoles MINES ParisTech, École des Ponts ParisTech, AgroParisTech, le PRES ParisTech, par la Fondation de l'École des Ponts et la FI3M, en partenariat avec l'ADEME, EDF, RENAULT, SCHNEIDER ELECTRIC et TOTAL.

Grandes Écoles, industriels et acteurs institutionnels unissent leurs efforts autour d'une ambition commune : pérenniser des outils de modélisation sur les enjeux du développement durable. En adoptant une démarche prospective, la Chaire a vocation à

Éclairer des politiques publiques

Éclairer des choix technologiques

Approfondir la compréhension des systèmes

PLUS D'INFORMATIONS EN
www.modelisation-prospective.org