

# Énergies 2050

L'analyse des scénarios énergétiques à 2050, effectuée à la demande du ministre chargé de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique, apporte des réponses sur le devenir du mix énergétique français et sur la place souhaitable du nucléaire, dans le cadre d'une contrainte climatique qui sera de plus en plus forte avec le temps. Elle souligne 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 nucléaires (ASN) le permettra, à prévoir un petit nombre de réacteurs nucléaires de troisième génération (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. ■

► PROPOSITIONS

- 1 Faire de la sobriété et de l'efficacité énergétiques 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.
- 2 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.
- 3 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 paraît donc la meilleure solution (sous la condition absolue que cela soit autorisé par l'Autorité de sûreté nucléaire).
- 4 Envisager une initiative dans le domaine de l'harmonisation internationale des règles et des pratiques de sûreté nucléaire afin de les faire converger vers le niveau le plus élevé.
- 5 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<sub>2</sub> et sur l'emploi (à la fois en postes et en qualifications créés), par comparaison avec une décision différente, afin de dégager des priorités.
- 6 Maintenir, voire accroître l'effort de recherche publique dans le domaine de l'énergie, à travers des coopérations internationales 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 énergies renouvelables et le stockage de l'énergie devront recevoir une attention toute particulière.
- 7 Mettre en œuvre une politique de vérité des prix de l'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub>, en traitant de façon spécifique et différente le cas de la précarité et celui des industries grosses consommatrices.
- 8 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 destinés à répondre à la demande d'électricité à la pointe, et doit assurer la cohérence des décisions des acteurs.

▶ LES ENJEUX

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 (AIE) et vice-président du groupe consultatif "feuille de route Énergies 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 cherche à 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.

▶ LES PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

( Le contexte énergétique mondial et européen

Au niveau mondial, la demande énergétique est tendanciellement en forte augmentation. Sous l'effet de la croissance de la population et de l'économie, tirée 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 de l'OCDE, "feront" les marchés de l'énergie et les prix qui deviendront donc de plus en plus exogènes 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 de la population et de l'économie y est plus faible. 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 et pose 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 de répondre à ces enjeux, l'Union européenne a notamment 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 Énergies 2050", évaluant différents scénarios compatibles avec l'objectif de division par quatre des émissions de CO<sub>2</sub> (appelé "facteur 4") à cet horizon. Cet exercice montre qu'atteindre cet objectif suppose d'investir massivement et concerne

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'énergie 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, que nous étudions dans le rapport correspondant à cette note de synthèse, ont réalisé de tels exercices prospectifs : 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. À court terme, la sortie du nucléaire, décidée depuis, sera compensée par un recours accru aux énergies fossiles (charbon et gaz principalement), aux importations et au réseau électrique européen au détriment des enjeux climatiques. À plus long terme, l'exclusion *a priori* d'une des technologies pouvant permettre d'atteindre le 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*<sup>(1)</sup> 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 énergies renouvelables (EnR), le nucléaire et le captage et stockage du carbone (CSC), dans une perspective de neutralité technologique et d'optimum économique. Il mise particulièrement sur l'éolien *offshore* et souhaite 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 à relever le défi d'un renouvellement massif sur 10 à 15 ans de son parc vieillissant de production d'électricité en base.

### Les enjeux du devenir du mix énergétique français et les incertitudes

Si la dépendance énergétique de la France s'est considérablement réduite depuis 1973 notamment grâce 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 Mds€, soit pratiquement le niveau du déficit de notre balance commerciale (51,4 Mds€). Avec plus de 60 Mds€ en année mobile fin octobre 2011, la facture sera fortement alourdie en 2011, en raison des prix élevés du pétrole. Dans ce contexte, le parc de production d'électricité confère à la France le 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 Mds€ 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 États 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 États 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 diversité géographique, la production de l'ensemble des éoliennes européennes sera voisine de 5 % de leur puissance installée ; enfin, l'industrie du raffinage se déplace de plus en plus vers l'Asie, ce qui pose la question du maintien en activité des raffineries les moins performantes.



[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).

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 celle 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'Autorité de sûreté nucléaire et de l'avis ultime de celle-ci. À 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 ouvert au-delà de 2030, ce qui serait facilité dans le cas de la prolongation de la 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 très importantes. C'est particulièrement vrai pour les réseaux qui nécessiteront des investissements significatifs : 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 Mds€ est ainsi à prévoir d'ici 2030 dans 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 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.

### **Analyse de la problématique du mix énergétique français à l'horizon 2050 à l'aune des modélisations étudiées**

Différents scénarios de prospective énergétique 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 Negatep). Certains scénarios ont été élaborés par des ONG ou des associations (Négawatt, Global Chance, Negatep), 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 et imaginent des évolutions radicales de notre mode de vie (densification de l'urbanisme, alimentation, etc.). Negatep, dans une optique de baisse des émissions de CO<sub>2</sub>, 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 de 70 % dans la production en 2030, EPR accéléré).

À l'horizon 2030, l'évolution de la demande d'électricité présente peu de différences entre les divers 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 énergétique (au sens de la réduction des besoins), 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 générale-

ment 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 pour atteindre le 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 élevés, du fait, notamment, de l'objectif français de réduction des émissions à 2050. Elle a bien sûr un impact à la hausse sur les coûts de production de l'électricité, sur la facture énergétique, ainsi qu'en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> en l'absence de solution 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 de nouvelles 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.

### **Les principaux enseignements de l'analyse**

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 : ce paramètre est en effet 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 EnR dans la production d'électricité, et notamment l'existence d'effets de seuil. Les objectifs d'EnR actuels pour 2020 seraient cependant 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 pour résister 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<sub>2</sub>, 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 présente beaucoup plus d'incertitudes, mais aussi d'opportunités pour lesquelles il faut se préparer. L'impact sur les réseaux peut être déterminant dans l'évaluation des différents scénarios : ceux qui bouleversent le plus la structure actuelle sont également les plus "fragiles" en termes 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'énergies renouvelables et les lieux de consommation, intermittence), voire "produire globalement pour consommer globalement", avec les méga-parcs *offshore* au nord et le solaire au sud. Au-delà de 2020, les conséquences des scénarios qui font le plus appel aux énergies renouvelables peuvent être majeures sur les réseaux. Il paraît indispensable de mieux identifier le bon point d'équilibre, si on veut aller sensiblement au-delà des objectifs français 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 les avantages comparatifs de notre tissu industriel, de la 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 qu'à 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 peuvent être créatrices 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 troisième, voire à la quatrième génération nucléaire, prolongation de la durée d'exploitation, réduction progressive du nucléaire, sortie du nucléaire) font l'objet d'un examen détaillé. Il ressort clairement de l'analyse que la limitation de la durée d'exploitation à 40 ans affecterait tout ou partie des grandes constantes de la politique énergétique française qui repose sur la sécurité d'approvisionnement, la préservation de l'environnement (notamment vis-à-vis du changement climatique) et la compétitivité économique.

Des éléments quantitatifs sont proposés. 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, est reconvenue. Pour autant, ces estimations indiquent que, quel que soit le jeu d'hypothèses utilisé, le coût moyen d'un mégawattheure électrique à 2030 est moins élevé dans le cas d'une prolongation du parc nucléaire. Le coût relatif du

mégawattheure 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, s'ajouterait un second 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 EnR devrait baisser jusqu'à ce qu'elles aient atteint 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 ont un impact surtout sur les émissions de CO<sub>2</sub> et dépendront donc du coût affecté aux émissions.

Le coût moyen du mégawattheure, 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 dizaines 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.

## LES QUATRE OPTIONS

La commission Énergies 2050 avait pour objectif d'analyser les différents avènements possibles de la politique énergétique de la France à l'horizon 2050. Dans ce cadre, quatre options d'évolution de l'offre d'électricité ont été analysées :

- 1 ► l'accélération du passage à la troisième génération du nucléaire ;
- 2 ► la prolongation d'exploitation du parc actuel ;
- 3 ► la réduction progressive du nucléaire ;
- 4 ► la sortie du nucléaire.

L'analyse de ces quatre options a été réalisée au regard de critères tels que le coût de l'électricité, les besoins d'investissement, les émissions de CO<sub>2</sub>, 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 quatre options étudiées, l'élément de coût est un facteur commun de l'analyse. Ce sont les coûts complets de production qui ont été évalués : coûts d'investissement/exploitation, maintenance et combustible. On ne prend pas en compte les coûts de maîtrise de la demande, les coûts de gestion des réseaux et les coûts de *back-up* induits par chacune de ces quatre options.

Les hypothèses de temps de fonctionnement des centrales CCG (centrales à cycle combiné au gaz) influent largement sur le coût complet de production. Dans les différentes options, on considère que les CCG en remplacement de centrales nucléaires fonctionnent en base (7 000 h/an) et que les CCG qui viennent en appui des énergies intermittentes fonctionnent 2 500 h/an. Il s'agit d'une hypothèse simplificatrice : dans l'idéal il faudrait calculer leur temps de fonctionnement précis pour chaque option.

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 : à titre d'illustration, le coût actualisé en 2012 d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans de Fessenheim (en valeur actualisée 2012) est de l'ordre du milliard

d'euros (soit 2 Mds€ en valeur actualisée en 2020 lors de l'arrêt à 40 ans).

Rappelons aussi que, dans toutes les options, les investissements dans les réseaux électriques seront massifs, entre 135 et 155 Mds€ en fonction de la part des EnR dans le mix électrique, dont les trois quarts dans le réseau de distribution.

### L'accélération du passage à la troisième génération

Dans cette option, les réacteurs existants sont remplacés par des réacteurs de troisième génération (type EPR) dès qu'ils atteignent leur quatrième visite décennale ("40 ans").

- **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 Mds€ par an pendant plus de 10 ans.
- **Coût de production 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 options d'accélération du passage à la troisième génération étudiés par la Commission. Ces chiffres doivent toutefois être manipulés avec précaution, car ils dépendent fortement des hypothèses de coût de production de l'électricité d'un EPR (on a retenu comme fourchette 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.
- **CO<sub>2</sub>** : les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont similaires à celles de l'option de prolongation du parc existant (20 MtCO<sub>2</sub> en 2030).
- **PIB et emploi** : cette option n'a pas fait l'objet d'une modélisation macroéconomique. Toutefois, les résultats de la modélisation montrent que le facteur principal est lié au coût de l'énergie. Ainsi, la perte de valeur pourrait atteindre 10 Mds€ par an une fois le parc remplacé, ce qui induirait une perte d'emplois.
- **Balance commerciale** : l'impact de cette option sur la balance commerciale du secteur de la production d'électricité dépend notamment du coût des énergies fossiles, de l'uranium et du prix de l'électricité à l'exportation. La balance commerciale pourrait être proche de l'équilibre.



- **Sécurité d’approvisionnement** : il n’y a pas de différence fondamentale entre cette option et celle de la prolongation de la durée d’exploitation du parc, ni avec la situation actuelle.

### ( **La prolongation d’exploitation du parc actuel**

Dans cette option, l’exploitation des réacteurs existants est poursuivie jusqu’à la sixième visite décennale (“60 ans”), sous réserve que cela satisfasse aux exigences de l’ASN.

- **Défis** : il ne faut pas négliger l’importance du programme industriel nécessaire à la prolongation de l’exploitation du parc existant. Par ailleurs, il est 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 quant au 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 notamment de l’évolution de leur courbe d’apprentissage, le coût de production évoluera à la hausse dans des proportions difficiles à anticiper. À 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 jeunesse se concentrent principalement sur les 15 prochaines années, leur montant s’élevant en cumulé à environ 55 Mds€. Les investissements massifs de renouvellement du parc interviennent à partir de 2030 mais peuvent être anticipés, pour lisser l’effort et donner la priorité à la sûreté. Ces investissements dépendront de la technologie choisie à cet horizon pour se substituer au parc actuel. Par ailleurs, la prolongation d’exploitation permet de donner le temps à certaines technologies de substitution potentielles d’atteindre la maturité technique et économique dans la perspective d’une décarbonisation du mix énergétique.
- **CO<sub>2</sub>** : les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique en 2030 seraient d’environ 25 MtCO<sub>2</sub>/an.

- **PIB et emploi** : il faut noter que l’emploi du secteur de la production d’électricité varie très peu d’une option à l’autre. Le facteur déterminant est le coût de l’électricité. Cette option est de ce point de vue la plus favorable. Il maximise donc le PIB et l’emploi, toutes choses égales par ailleurs (notamment en termes de demande).

- **Balance commerciale** : l’impact de cette option sur la balance commerciale du secteur de la production d’électricité dépend notamment du coût des énergies fossiles, de l’uranium et du prix de l’électricité à l’exportation. La balance pourrait être proche de l’équilibre.
- **Sécurité d’approvisionnement** : la situation reste identique à la situation actuelle.

### ( **La réduction progressive du nucléaire**

Les tranches nucléaires sont déclassées au bout de 40 ans et remplacées “1 pour 2” par des EPR. Le reste du remplacement se fait par un mix d’EnR et de centrales thermiques fossiles (CCG principalement). Cette option se caractérise par un développement soutenu des EnR (principalement l’éolien, puis le photovoltaïque) ainsi que du parc de production d’électricité thermique en substitution du nucléaire.

- **Défis** : perte de valeur liée à l’arrêt anticipé, soutien aux EnR, maintien d’une compétence nucléaire pour gérer le parc, limitation des émissions de CO<sub>2</sub>. Ces options supposent par ailleurs 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 quant au prix du nucléaire et du gaz. L’image en 2030 cache la dynamique : le coût croît à mesure que le parc actuel est remplacé. À plus long terme, il dépend de l’évolution des coûts des différents moyens de production.
- **CO<sub>2</sub>** : les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique en 2030 passeraient à plus de 30 MtCO<sub>2</sub>/an (elles sont d’environ 20 MtCO<sub>2</sub>/an dans le cas d’un maintien de la puissance nucléaire installée).
- **PIB et emploi** : par rapport au scénario de maintien à 70 % de la part du nucléaire, on constate en 2030 une diminution de 0,6 % du PIB et une baisse de l’ordre de

140 000 emplois (effet sur l'emploi induit, *i.e.* baisse du pouvoir d'achat liée à la hausse des prix de l'électricité, bien plus importante que l'effet sur les emplois du secteur de la production d'électricité).

- **Balance commerciale** : une réduction progressive de la part du nucléaire entraîne une réduction de la capacité à exporter de l'électricité et plus d'importations de combustibles fossiles. Un tel scénario pourrait conduire à un déficit du secteur de la production d'électricité dans la balance commerciale jusqu'à 8 Mds€ par an.
- **Sécurité d'approvisionnement** : les sources d'approvisionnement sont diversifiées par rapport à un scénario de prolongation du nucléaire. En revanche, les importations de combustibles fossiles augmentent.

### ( La sortie du nucléaire

Les tranches nucléaires sont déclassées au bout de 40 ans pour être remplacées soit plutôt par des EnR, soit plutôt par des installations à combustible fossile.

- **Défis** : les défis sont identiques à ceux d'une réduction progressive mais avec une contrainte de temps plus sévère qui impose également 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 le recours aux véhicules électriques.
- **Coût de production de l'électricité en 2030** : le coût complet de production va de 92 à 102 €/MWh, avec un important recours aux énergies renouvelables, et de 80 à 89 €/MWh lorsque l'on privilégie les énergies fossiles. Les précautions d'usage décrites au paragraphe précédent sont particulièrement applicables sur ces scénarios puisqu'il est question de fortement bouleverser les réseaux, voire, pour les options à EnR fort, de développer un grand nombre de moyens de substitution.
- **CO<sub>2</sub>** : les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique en 2030 passeraient, selon le niveau de *back-up*, à environ 45 MtCO<sub>2</sub>/an en cas de fort développement des EnR, voire à près de 120 MtCO<sub>2</sub>/an si les technologies fossiles sont privilégiées.
- **PIB et emploi** : par rapport au scénario de maintien à 70 % de la part du nucléaire, on constate en 2030, pour un scénario type "Union française de l'électricité (UFE)

20 % de nucléaire", une baisse de 0,9 % du PIB et une réduction de 200 000 emplois en ordre de grandeur (effet sur l'emploi induit, *i.e.* baisse du pouvoir d'achat liée à la hausse des prix de l'électricité, bien plus importante que l'effet sur les emplois directs et indirects).

Le coût de production des moyens se substituant au nucléaire historique peut être en moyenne deux fois supérieur. Ainsi, la perte de valeur pourrait atteindre 20 Mds€ par an une fois le parc remplacé. Au total, le coût d'une sortie totale du nucléaire pourrait être de l'ordre de 100 Md€ sur 2010-2030 en valeur actualisée (perte de PIB).

- **Balance commerciale** : une sortie du nucléaire entraîne une réduction de la capacité à exporter de l'électricité et plus d'importations de combustibles fossiles. En cas de recours massif aux EnR, le déficit du secteur de la production d'électricité dans la balance commerciale pourrait s'élever jusqu'à 10 Mds€ par an, et jusqu'à 20 ou 30 Mds€ par an en cas de recours massif aux énergies fossiles.
- **Sécurité d'approvisionnement** : en cas de recours massif aux énergies fossiles, la dépendance de la France vis-à-vis de celles-ci sera accrue. À l'inverse, si les énergies renouvelables intermittentes sont privilégiées, se pose la question de la sécurité du système électrique en l'absence de solution de stockage de l'électricité.

## ➤ UNE COMPARAISON DES QUATRE OPTIONS POSSIBLES

- **Défis** :
  - ▶ l'option de l'accélération du passage à la troisième 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), 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 Mds€ par an pendant plus de 10 ans ;
  - ▶ pour l'option de prolongation du parc nucléaire actuel, il ne faut pas négliger l'importance du programme industriel nécessaire à cet objectif.

Par ailleurs, il convient de prendre en compte le risque de fermeture prématurée d'un réacteur sur prescription de l'ASN ;

- ▶ l'option de réduction progressive du nucléaire implique une perte de valeur liée à l'arrêt anticipé, un soutien aux EnR, le maintien d'une compétence nucléaire pour gérer le parc, la limitation des émissions de CO<sub>2</sub>. Elle suppose par ailleurs un fort développement des capacités d'interconnexion du réseau électrique avec les pays voisins ;
- ▶ pour l'option de sortie du nucléaire s'ajoute aux contraintes précédentes une contrainte de temps plus sévère qui impose également 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 le recours aux véhicules électriques.

■ **Le coût de production de l'électricité en 2030 :**

- ▶ dans l'option de l'accélération du passage à la troisième génération, le coût complet de production de l'électricité a été estimé entre **60 et 73 €/MWh** en 2030 ;
- ▶ pour l'option de prolongation du parc nucléaire historique, le coût de production de l'électricité en 2030 a été évalué entre **52 et 59 €/MWh** ;
- ▶ le coût complet de production de l'option de réduction progressive du nucléaire a été évalué entre **69 et 79 €/MWh** ;
- ▶ dans le cas d'une sortie du nucléaire, le coût complet de production a été estimé entre **92 et 102 €/MWh** en cas de recours important aux énergies renouvelables, et entre **80 et 89 €/MWh** si l'on privilégie les fossiles.

**L'image en 2030 cache la dynamique :** le coût croît à mesure que le parc actuel est remplacé puisque tous les moyens de production s'y substituant sont plus coûteux. Ainsi, 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, mais, 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.

- **Investissements :** à 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. En revanche, la dynamique diffère sensiblement entre la prolongation du parc actuel et les autres options, ces dernières concentrant des investissements massifs sur la période 2020-2030. Par ailleurs, 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.
- **CO<sub>2</sub> :** dans les options de prolongation du parc actuel ou d'accélération du passage à la troisième génération, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont de l'ordre de 25MtCO<sub>2</sub> en 2030.

La sortie partielle ou totale du nucléaire induit une hausse des émissions, même dans le cas d'un remplacement majoritaire par des EnR du fait des besoins en moyens de *back-up* fossiles. Elles s'élèvent, selon le niveau de *back-up*, à plus de 30 MtCO<sub>2</sub>/an en 2030 en cas de sortie partielle, à 45 MtCO<sub>2</sub>/an en cas de sortie totale avec un fort développement des EnR, et à près de 120 MtCO<sub>2</sub>/an en cas de sortie complète et si les technologies fossiles sont privilégiées.

- **PIB et emploi :** il faut noter que l'emploi du secteur de la production d'électricité varie très peu d'une option à l'autre. Le facteur déterminant est le coût de l'électricité. Ainsi, l'option de prolongation du parc actuel est de ce point de vue le plus favorable. Elle maximise donc le PIB et l'emploi, toutes choses égales par ailleurs (notamment en termes de demande).

L'accélération du passage à la troisième génération n'a pas fait l'objet d'une modélisation macroéconomique. Toutefois, le coût de production d'un EPR est supérieur d'au moins 50 % à celui du parc installé. Ainsi, la perte de valeur pourrait atteindre 10 Mds€ par an une fois le parc remplacé, ce qui induirait une perte d'emplois, selon le raisonnement précédent.

En cas de sortie partielle du nucléaire, le PIB pourrait diminuer de 0,6 % en 2030 par rapport à l'option de poursuite de l'exploitation, et de 0,9 % en cas de sortie totale. Dans ces deux cas, le coût des infrastructures de produc-



Analyse des 4 options						
Options / critères		Coût complet de la production d'électricité 2030	Émissions de CO2 en 2030	PIB et emplois en 2030	Balance commerciale	Sécurité d'approvisionnement
1. Accélération du passage à la troisième génération		de 60 à 73 €/MWh	~ 25 MtCO2/an			=
2. Prolongation de l'exploitation du parc actuel		52 à 59 €/MWh	~ 25 MtCO2/an	=	=	=
3. Réduction progressive du nucléaire		de 69 à 79 €/MWh	entre 30 et 50 MtCO2/an	-	-	sources d'approvisionnement diversifiées, mais les importations de combustibles fossiles augmentent
4. Sortie complète du nucléaire	Substitution par les énergies renouvelables	de 92 à 102 €/MWh	~ 45 MtCO2/an selon le backup	-	-	possibles problèmes de sécurité sur le système électrique
	Substitution par les énergies fossiles	80 à 89 €/MWh	~ 120 MtCO2/an selon le backup	--	--	les importations de combustibles fossiles augmentent

tion se substituant au nucléaire historique peut être en moyenne deux fois supérieur. Ainsi, la perte de valeur pourrait atteindre 20 Mds€ par an une fois le parc remplacé. Au total, le coût d'une sortie complète du nucléaire pourrait être de l'ordre de 100 Mds€ sur 2010-2030 en valeur actualisée (perte de PIB).

La destruction d'emploi serait, selon les estimations du modèle NEMESIS<sup>(2)</sup>, de l'ordre de 140 000 dans le cas d'une sortie partielle, et de 200 000 dans le cas d'une sortie complète.

■ **Balance commerciale** : dans les options de prolongation du parc actuel, comme d'accélération du passage à la troisième génération, l'impact sur la balance commerciale est faible. Il dépend notamment du coût des énergies fossiles, de l'uranium et du prix de l'électricité à l'exportation.

Cette option pourrait conduire à un déficit du secteur électrique dans la balance commerciale jusqu'à 8 Mds€ par an.

La sortie totale du nucléaire induit une augmentation de 0,1 % des importations et une réduction de 0,65 % des

exportations, soit une forte dégradation de la balance commerciale de la France. Elle conduit à une réduction de la capacité d'exporter de l'électricité et à une augmentation des importations de combustibles fossiles. Le déficit de la production d'électricité dans la balance commerciale pourrait atteindre jusqu'à 10 Mds€ par an pour les options favorisant les EnR, et jusqu'à 20 à 30 Mds€ par an en cas de recours massif aux énergies fossiles.

■ **Sécurité d'approvisionnement** : les options de prolongation du parc actuel et d'accélération du passage à la troisième génération ne modifient pas la situation du pays en termes de sécurité d'approvisionnement.

La sortie partielle ou totale du nucléaire permet une diversification des sources d'approvisionnement électrique. En revanche, les importations de combustibles fossiles augmentent dans tous les cas, et particulièrement dans l'option d'une sortie totale avec recours important aux énergies fossiles. Si l'on recourt massivement aux énergies renouvelables intermittentes, se pose la question de la sécurité du système électrique en l'absence de solution de stockage de l'électricité.



[2] Laboratoire Érasme de l'École centrale de Paris.

## ➤ LES CONCLUSIONS

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, qui ne ferait que gérer la pénurie dans tous les domaines de la vie courante.
- 2 ▶ La France n'est pas un isolat énergétique ; elle s'approvisionne sur des marchés mondiaux, elle 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 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, 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 données de la construction européenne et des perspectives qui s'offriront à la France dans les pays émergents.

## PROPOSITION 1

**Faire de la sobriété et de l'efficacité énergétiques 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.**

- 3 ▶ La contrainte du changement climatique en particulier 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 (Gt) par an et risquent, même avec les politiques ambitieuses décidées dans plusieurs pays, de dépasser 35 Gt en 2035, alors que, pour avoir des chances raisonnables de respecter l'objectif de Cancún (augmentation de la température moyenne à long terme limitée à 2 °C), les émissions ne devraient pas dépasser 20 Gt en 2035 et 13 Gt 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 d'énergies 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* la France, 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 inversement personne ne comprendrait que notre continent ne fasse pas sa part de l'effort indispensable. En d'autres termes, et sans sous-estimer 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 encore plus loin.

- 4 ► Beaucoup des politiques envisagées 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 que 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 des "smart grids".

## PROPOSITION 2

**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.**

## PROPOSITION 3

**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 paraît donc la meilleure solution [sous la condition absolue que cela soit autorisé par l'Autorité de sûreté nucléaire].**

- 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 suivantes jusqu'à 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 devons 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<sub>2</sub> ou dans le domaine du stockage de l'électricité, car nous pourrions 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.

## Encadré

### Le coût de l'arrêt d'un réacteur de 900 MWe

Arrêter une tranche [nucléaire ou non], en état de fonctionnement et jugée sûre par l'Autorité de sûreté 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 quatrième visite décennale] par rapport à une prolongation de l'exploitation jusqu'à 60 ans.
- Ils sont fournis à titre d'ordre de grandeur.

#### a) Coût d'un arrêt immédiat

Une centrale nucléaire d'une puissance de près de 900 MWe produit environ 6,3 TWh d'électricité par an, si l'on retient un taux de production de 80 %. À court terme (les premières années), l'arrêt immédiat d'une centrale 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'une centrale nucléaire 25 €/MWh comme le mentionne 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 sa *View Analyst Contact Information*, publiée le 28 novembre 2011<sup>(2)</sup>, évalue à 400 M€/an la perte pour EDF associée à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim, ce qui aurait comme impact immédiat de dégrader sa note.

À plus long terme, le prix de marché est incertain. On supposera ici que, dans le cas d'un arrêt immédiat d'une centrale de 900 MWe, l'électricité de substitution est fournie par des centrales 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 de la tranche serait prolongée jusqu'à 60 ans, on tient compte de l'impact bénéfique du report du démantèlement et des investissements qui devront être faits en amont et lors de la quatrième 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. 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 Mds€.

Il est à noter, en termes d'analyse de sensibilité, que :

- avec des frais de jouvence supérieurs de 25 %, soit 1 200 M€, la valeur actualisée nette (VAN) de la centrale nucléaire de 900 MWe serait de 2,8 Mds€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait sa valeur à 2,8 Mds€ ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, sa VAN serait alors de 1,8 Mds€.

#### b) Coût d'un arrêt à 40 ans au lieu de 60 ans

Selon les mêmes hypothèses, mais en comparant le cas où la centrale serait arrêtée en 2020 avec celui où elle le serait en 2040, le manque à gagner, en valeur actualisée 2012, d'un arrêt anticipé serait alors d'environ 1 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 1 200 M€, sa VAN serait de 0,8 Md€ ;
- une durée d'exploitation effective de 55 ans au lieu des 60 ans prévus, abaisserait sa valeur à 0,8 Md€ ;
- si le prix de l'électricité de substitution était de 55 €/MWh, sa VAN serait alors de 0,5 Md€.

## PROPOSITION 4

### Envisager une initiative dans le domaine de l'harmonisation internationale des règles et des pratiques de sûreté nucléaire afin de les faire converger vers le niveau le plus élevé.

- 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 exigeante, compétente et indépendante. Conformément à la loi "Transparence et sécurité en matière nucléaire" du 13 juin 2006, l'ASN communie 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 nucléaire.
- 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

(2) Voir, par exemple, [www.challenges.fr/entreprise/20111128.CHA7423/fermer-fessenheim-couter-a-400-millions-par-an-a-edf.html](http://www.challenges.fr/entreprise/20111128.CHA7423/fermer-fessenheim-couter-a-400-millions-par-an-a-edf.html)

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.

## PROPOSITION 5

**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<sub>2</sub> et sur l'emploi (à la fois en postes et en qualifications créés), par comparaison avec une décision différente, afin de dégager des priorités.**

- 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, augmentation du coût 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.

### ⚡ 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 (CRE) 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 au service public de l'électricité (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 Mds€ 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 Mds€). 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 Mds€. La CSPE 2012 nécessaire pour les financer s'élève à 13,7 €/MWh. Ce montant représente environ 11 % de la facture annuelle moyenne toutes taxes comprises (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 en résultant pour EDF en 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 € TTC sur la facture annuelle d'un client type avec un tarif base et 170 € 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.).

À 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.). À 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 Mds€, essentiellement de la part des consommateurs.

Pour l'électricité, il n'y a pas que le prix du kilowattheure 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 énergies renouvelables et péréquation tarifaire. Raison de plus pour ne pas "en rajouter" en faisant supporter au kilowattheure 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<sub>2</sub> ; 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. À 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 que ces coûts doivent rester très en dessous de 1 000€/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, il y a le déficit particulièrement préoccupant de notre balance commerciale, qui est à peu près 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 préciser, 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.

## PROPOSITION 6

**Maintenir, voire accroître l'effort de recherche publique dans le domaine de l'énergie, à travers des coopérations internationales 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 énergies renouvelables et le stockage de l'énergie devront recevoir une attention toute particulière.**

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 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 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 seuls 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 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 la France ; 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 public-privé doivent être privilégiés.

## PROPOSITION 7

**Mettre en œuvre une politique de vérité des prix de l'énergie et des émissions de CO<sub>2</sub>, en traitant de façon spécifique et différente le cas de la précarité et celui des industries grosses consommatrices.**

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 hausses soient répercutées sans atténuation sur les consommateurs, sauf exception. Des prix maintenus artificiellement à un niveau insuffisant sont triplement nocifs : ils impliquent des subventions destructrices d'emplois 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.

également que la décision de l'Allemagne sur la sortie du nucléaire, quelque légitime qu'elle soit, entraîne des conséquences parfois délicates à gérer pour ses voisins et pour l'Union prise globalement. Il faudra revoir en profondeur l'architecture du marché intérieur.



Jacques Percebois  
Claude Mandil

Avec l'aide de  
Dominique Auverlot (CAS), Étienne Beeker (CAS),  
Johanne Buba (CAS), Stéphanie Combes (DGT),  
Raphaël Contamin (DGT), Jean-Guy Devezeaux  
de Lavergne (CEA), Timothée Furois (DGEC),  
Richard Lavergne (DGEC), Guy Maisonnier (IFPEN),  
François Perfezou (DGEC)

## PROPOSITION 8

**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 destinés à répondre à la demande d'électricité à la pointe, et doit assurer la cohérence des décisions des acteurs.**

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 États 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

# RAPPORT énergies 2050



La Note de synthèse n° 263 -  
février 2012 est une publication  
du Centre d'analyse stratégique

Directeur de la publication :  
Vincent Chiriqui, directeur général

Directeur de la rédaction :  
Pierre-François Mourier,  
directeur général adjoint

Secrétaire de rédaction :  
Delphine Gorges

Impression :  
Centre d'analyse stratégique

Dépôt légal : février 2012

N° ISSN : 1760-5733

Contact presse :  
Jean-Michel Roullé, responsable  
de la communication  
01 42 75 61 37 / 06 46 55 38 38  
jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr



“Énergies 2050”  
Rapport disponible sur

[www.strategie.gouv.fr](http://www.strategie.gouv.fr), rubrique publications

Retrouvez les dernières actualités du Centre d'analyse stratégique sur :

-  Internet : [www.strategie.gouv.fr](http://www.strategie.gouv.fr)
-  Facebook : [centredanalysestrategique](https://www.facebook.com/centredanalysestrategique)
-  Twitter : [Strategie\\_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)

Le Centre d'analyse stratégique est une institution d'expertise et d'aide à la décision placée auprès du Premier ministre. Il a pour mission d'éclairer le gouvernement dans la définition et la mise en œuvre de ses orientations stratégiques en matière économique, sociale, environnementale et technologique. Il préfigure, à la demande du Premier ministre, les principales réformes gouvernementales. Il mène par ailleurs, de sa propre initiative, des études et analyses dans le cadre d'un programme de travail annuel. Il s'appuie sur un comité d'orientation qui comprend onze membres, dont deux députés et deux sénateurs et un membre du Conseil économique, social et environnemental. Il travaille en réseau avec les principaux conseils d'expertise et de concertation placés auprès du Premier ministre : le Conseil d'analyse économique, le Conseil d'analyse de la société, le Conseil d'orientation pour l'emploi, le Conseil d'orientation des retraites, le Haut Conseil à l'intégration.

[www.strategie.gouv.fr](http://www.strategie.gouv.fr)