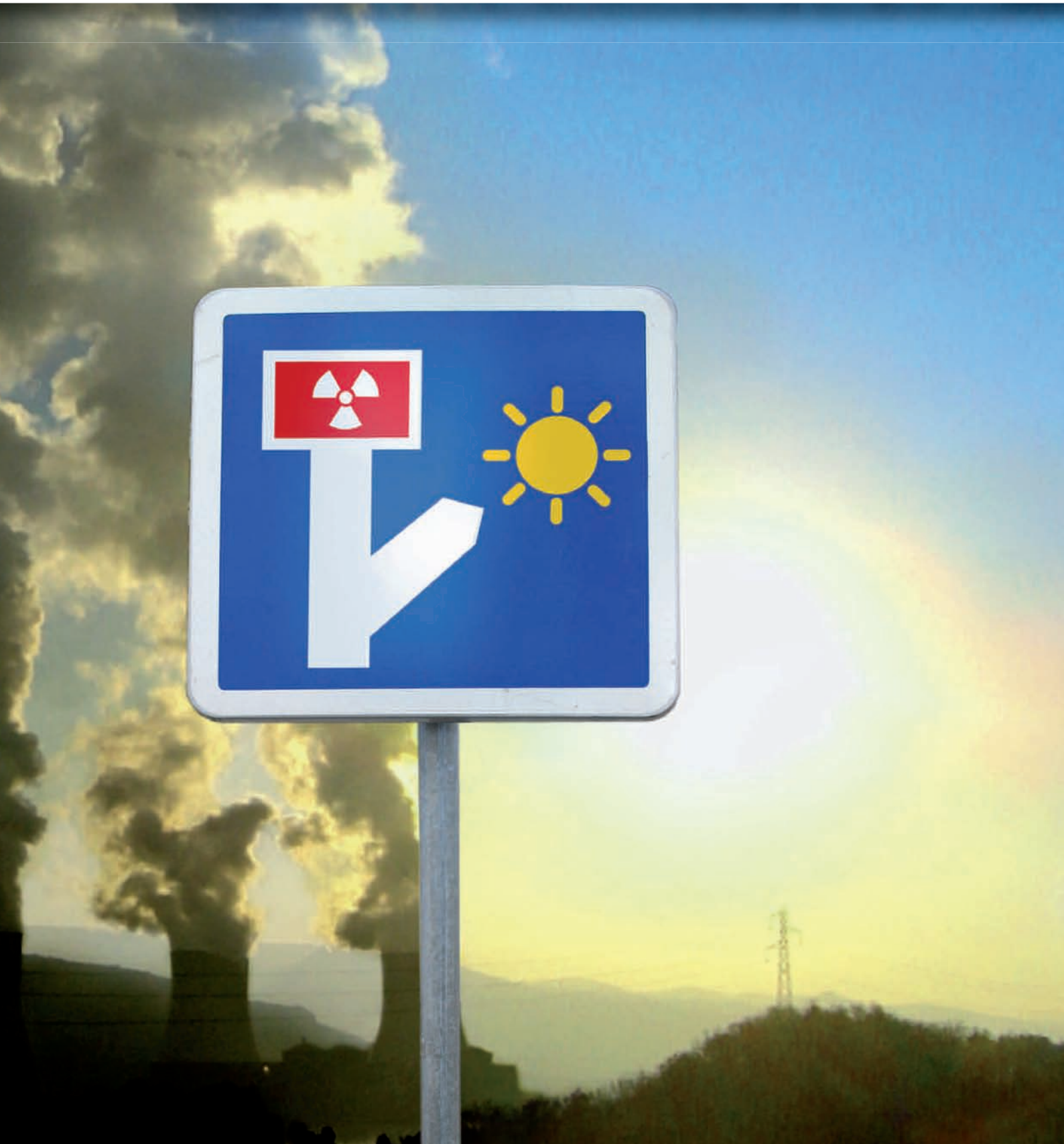
Nucléaire : comment en sortir ?

Etude sur des sorties du nucléaire en 5 ou 10 ans



Cette étude est disponible au prix de 13 € (dont 3 € de frais d'envoi).

La synthèse de l'étude sur des sorties du nucléaire en 5 ou 10 ans est disponible au prix de 4 € (dont 3 € de frais d'envoi).

A commander au Réseau "Sortir du nucléaire"
9 rue Dumenge, 69317 Lyon Cedex 04
tél : 04 78 28 29 22 - fax : 04 72 07 70 04
Chèque à l'ordre de "Sortir du nucléaire"
Ou sur la boutique en ligne (paiement sécurisé par carte bancaire) : www.sortirdunucleaire.fr

Sommaire

Préambule 5

Sortir du nucléaire en 5 ou 10 ans : les principaux enseignements ... 5

Construire les scénarii sous contraintes ... 7

a. Les délais techniques 8

b. Risques politiques 8

c. Un besoin crucial de mobilisation 9

d. Les risques climatiques 10

Résultats généraux de la production d'électricité et des économies d'énergie en 5 et 10 ans ... 12

Première partie : Les économies d'électricité 15

1 Le cycle nucléaire et le système électrique ... 15

1.1 L'autoconsommation du cycle nucléaire 15

1.2 Les pertes dans le système électrique 16

1.3 Stockage de l'énergie 19

2 Les exportations et les importations d'électricité ... 20

3 Le secteur tertiaire ... 23

3.1 Les économies d'électricité dans l'éclairage public 23

3.2 Les économies dans l'équipement des bureaux 25

3.2.1 Les normes sur l'équipement des bureaux 25

3.3 Les économies dans les hôtels 26

3.4 Les usages thermiques et la climatisation dans les bureaux 26

3.5 Les économies dans la grande distribution et les commerces 28

3.6 Le potentiel total sur le tertiaire 29

4 Le secteur résidentiel ... 31

4.1 Les économies d'électricité spécifique dans l'habitat 31

4.1.1 L'éclairage 32

4.1.2 Le lavage 32

4.1.3 Les veilles 33

4.1.4 Le froid domestique 33

4.1.5 Les pompes à chaleur des chaudières 34

4.1.6 Proposition d'une réglementation pour la substitution des appareils énergivores 34

4.1.7 Total d'économies sur l'électricité spécifique 35

4.2 Les usages thermiques de l'électricité dans l'habitat et la climatisation 36

4.2.1 Chauffage électrique et usages thermiques de l'électricité dans l'habitat 36

4.2.2 Pourquoi faut-il prohiber le chauffage électrique ? 37

4.2.3 Substituer d'autres énergies au chauffage électrique 38

4.2.4 Une priorité : les pavillons anciens 39

4.2.5 Les logements collectifs 39

4.2.6 Les actions immédiates 39

4.2.7 Interdiction ou limitation du chauffage électrique 40

4.2.8 Les économies d'usage 40

4.2.9 L'eau chaude sanitaire (ECS) 41

4.2.10 La cuisson des aliments 41
4.2.11 La climatisation 41
4.2.12 Les économies chez les agents des industries électriques et gazières 42
4.2.13 Total d'économies sur les usages thermiques 42

5 L'industrie 43
5.1 Les usages thermiques de l'électricité 43
5.2 La force motrice et l'électricité spécifique 44
5.3 Les possibilités de délestages temporaires 44
5.4 Débats sur les usages industriels 46
5.5 Total d'économies sur l'industrie 46

Deuxième partie : L'offre d'électricité sans nucléaire 49

1 La production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables 49
1.1 Les énergies renouvelables disponibles aujourd'hui pour une utilisation massive 49
1.1.1 L'éolien terrestre et offshore 49
1.1.2 L'hydroélectricité 53
1.1.3 Le solaire photovoltaïque 56
1.1.3.1 Le photovoltaïque délocalisé 59
1.2 Les énergies renouvelables en développement : l'énergie houlomotrice, l'énergie marémotrice, la géothermie électrique. 60
1.2.1 L'énergie de la houle, l'énergie des marées 60
1.2.2 La géothermie 62
1.2.2.1 La géothermie « haute énergie » 62
1.2.2.2 La géothermie « basse énergie » 62

2 La production d'électricité en cogénération 63
2.1 L'utilisation de la biomasse en cogénération 64
2.1.1 La biomasse en cogénération dans les serres agricoles 67
2.2 La cogénération dans le secteur tertiaire 68
2.2.1 La cogénération dans la grande distribution et les commerces en général 68
2.2.2 La cogénération dans le secteur « cafés, hôtels et restaurants » 69
2.2.3 La cogénération dans les bureaux et les autres services tertiaires 70
2.2.4 Total de l'offre de cogénération dans le tertiaire 71
2.3 La cogénération dans l'habitat 71
2.3.1 La substitution du chauffage électrique par la cogénération dans le secteur résidentiel 72
2.3.2 La micro-cogénération dans l'habitat chauffé au gaz naturel, au GPL et au fioul 73
2.3.3 Total de l'offre de cogénération dans le résidentiel 74

3 La production d'énergie électrique par les énergies fossiles 76
3.1 Les centrales à gaz fonctionnant en base 76
3.1.1 La reconversion au gaz en cycle combiné de centrales nucléaires existantes 76
3.1.2 Constructions spécifiques de centrales au gaz 78
3.1.2.1 Les turbines à gaz à cycle combiné 78
3.1.2.2 Les turbines à combustion en cycle simple 79

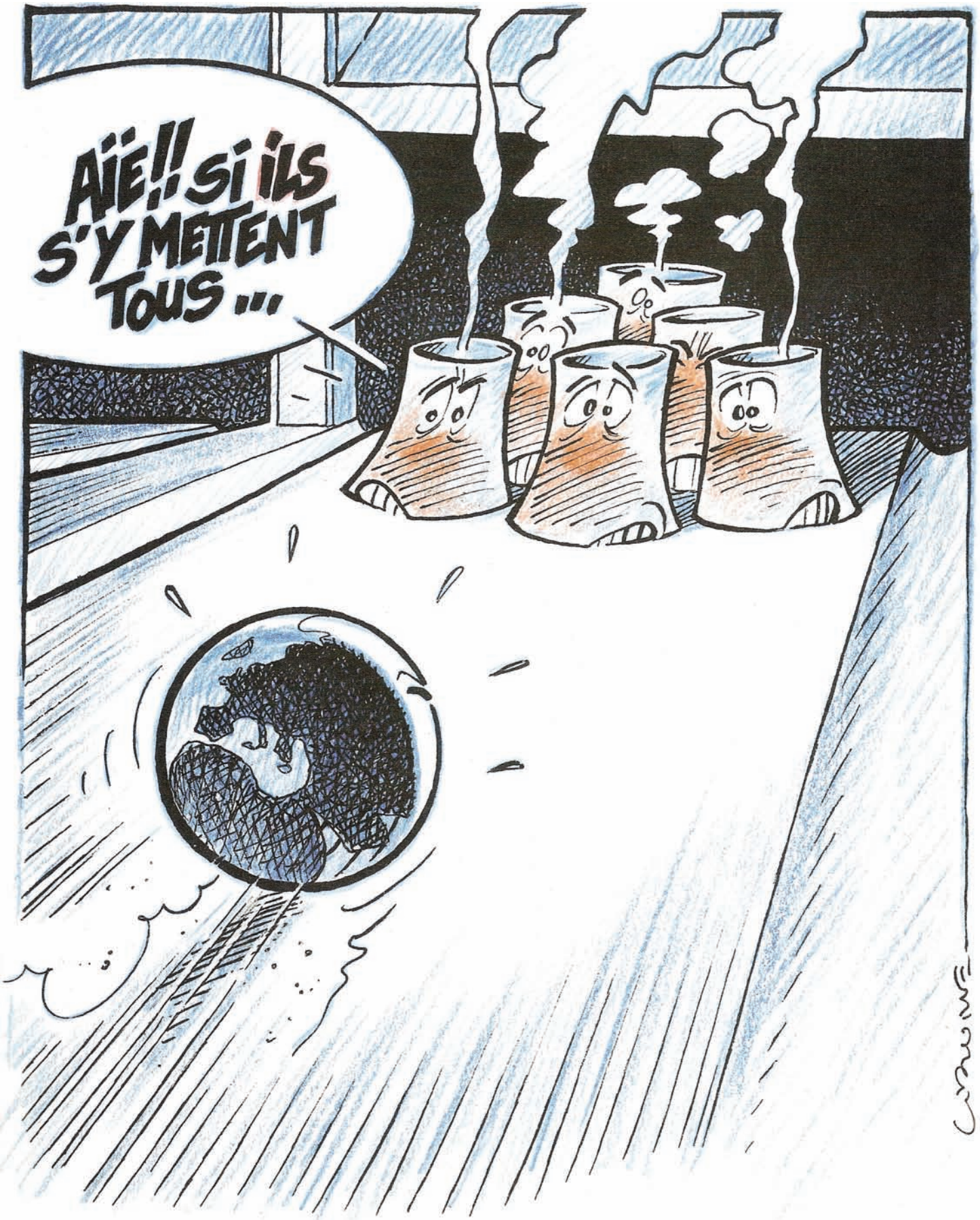
3.2 Les centrales à charbon, avantages et inconvénients 80
3.2.1 Le parc existant 81
3.2.2 Constructions spécifiques de centrales au charbon 82
3.2.3 L'ouverture de mines de charbon en France 84
3.2.4 La reconversion au charbon de centrales nucléaires existantes 84
3.2.5 Le procédé Fisher-Tropsch 85
3.2.6 L'utilisation de charbon en réseaux de chaleur 85

4 Compensation du carbone émis par le recours aux énergies fossiles: 10 mesures 86
4.1 Mesures dans les secteurs des transports et de l'agriculture : 87
4.2 Actions spécifiques pour obtenir des permis d'émission de GES dans le cadre du Protocole de Kyoto : 87

5 Le parc nucléaire : les plannings de fermeture 89

Tableau de synthèse des potentiels des économies d'électricité et d'offre d'électricité sans nucléaire 90

Bibliographie 91



– C'EST POSSIBLE !!! –

Introduction générale

« Sortir du nucléaire en moins de 30 ans, c'est impossible ! » Voilà ce qu'on pourrait se dire en ouvrant cette étude sur des sorties du nucléaire en 5 ou 10 ans. Pourtant nous allons montrer que c'est non seulement souhaitable mais possible. Le choix existe !

Souhaitable pour éviter l'irréparable : un accident nucléaire. Des millions de personnes contaminées et malades, la radioactivité dans nos aliments pour des générations. Non merci.
Souhaitable pour mettre fin aux rejets cancérigènes des centrales nucléaires et à la production de déchets nucléaires ingérables.

Mais comment faire pour se passer du nucléaire aussi vite alors qu'il fournit 78 % de l'électricité en France ?

Pas d'incantation. Pas de formule magique pour sortir du nucléaire mais des économies d'énergie avec des technologies reconnues et des énergies renouvelables qui produisent aujourd'hui de l'énergie à grande échelle... ailleurs qu'en France.
Pas de formule magique et pas de retour à la bougie non plus. La sortie se fait à confort égal.

Les trois quarts de nos logements sont de véritables passoires thermiques, l'électroménager consomme deux fois trop d'électricité, des villes entières restent éclairées jour et nuit... il est urgent d'arrêter l'hémorragie énergétique. C'est pourquoi la première partie de l'étude est consacrée à la réduction de la consommation d'énergie. Et de fait, on peut économiser en 5 ans 20 % de la consommation électrique française et 30 % en 10 ans, soit déjà 16 réacteurs nucléaires fermés en 5 ans et 23 en 10 ans sur un total de 58 réacteurs !

Si les économies d'énergie peuvent beaucoup, il faut tout de même fournir de l'électricité. Tant mieux ! La France possède des gisements d'énergies renouvelables jusqu'à présent inexploités. La deuxième partie de l'étude présente l'offre électrique sans nucléaire. Eolien, biomasse, énergie solaire : leur développement ambitieux permettrait la fermeture de 14 réacteurs nucléaires en 5 ans et de 25 en 10 ans.

La sortie en 5 ans implique un recours provisoire aux énergies fossiles car il est techniquement difficile sur un délai aussi court d'obtenir suffisamment d'électricité grâce aux énergies renouvelables et cela malgré les économies d'énergie. Ce n'est pas le cas de la sortie en 10 ans qui s'affranchit largement des fossiles. Que ce soit en 5 ou 10 ans, les scénarii de sortie du nucléaire s'accompagnent de mesures fortes dans les secteurs qui émettent le plus de gaz à effet de serre : le nucléaire n'est pas et ne peut être la solution au changement climatique car il n'est pas en mesure de se substituer aux énergies fossiles qui représentent actuellement plus de 70 % de la consommation d'énergie en France. Malgré un développement maximal en France (58 réacteurs nucléaires), le nucléaire ne répond qu'à 17 % de la consommation. Seule une diminution importante des consommations d'énergie pourra atténuer les effets du changement climatique.

Ne nous voilons pas la face, sortir rapidement du nucléaire est un choix plus politique que technique. Il exige une volonté collective forte et une bonne dose d'huile de coude. Le comportement de chacun est une des clés de la réussite car la moitié de la consommation électrique française dépend des citoyens. La France renforcera son indépendance énergétique et créera un nouveau tissu économique grâce à la sortie du nucléaire. A lui seul, un programme national de rénovation du bâtiment ancien génèrerait 100 000 emplois et le développement des énergies renouvelables au moins 100 000 autres emplois en l'espace de 5 ans. Une vue de l'esprit ? Seulement 7 ans après avoir décidé de sortir du nucléaire, l'Allemagne compte 235 000 emplois permanents dans le secteur des énergies renouvelables.

Comment choisir entre une sortie du nucléaire en 5 ans ou en 10 ans ?

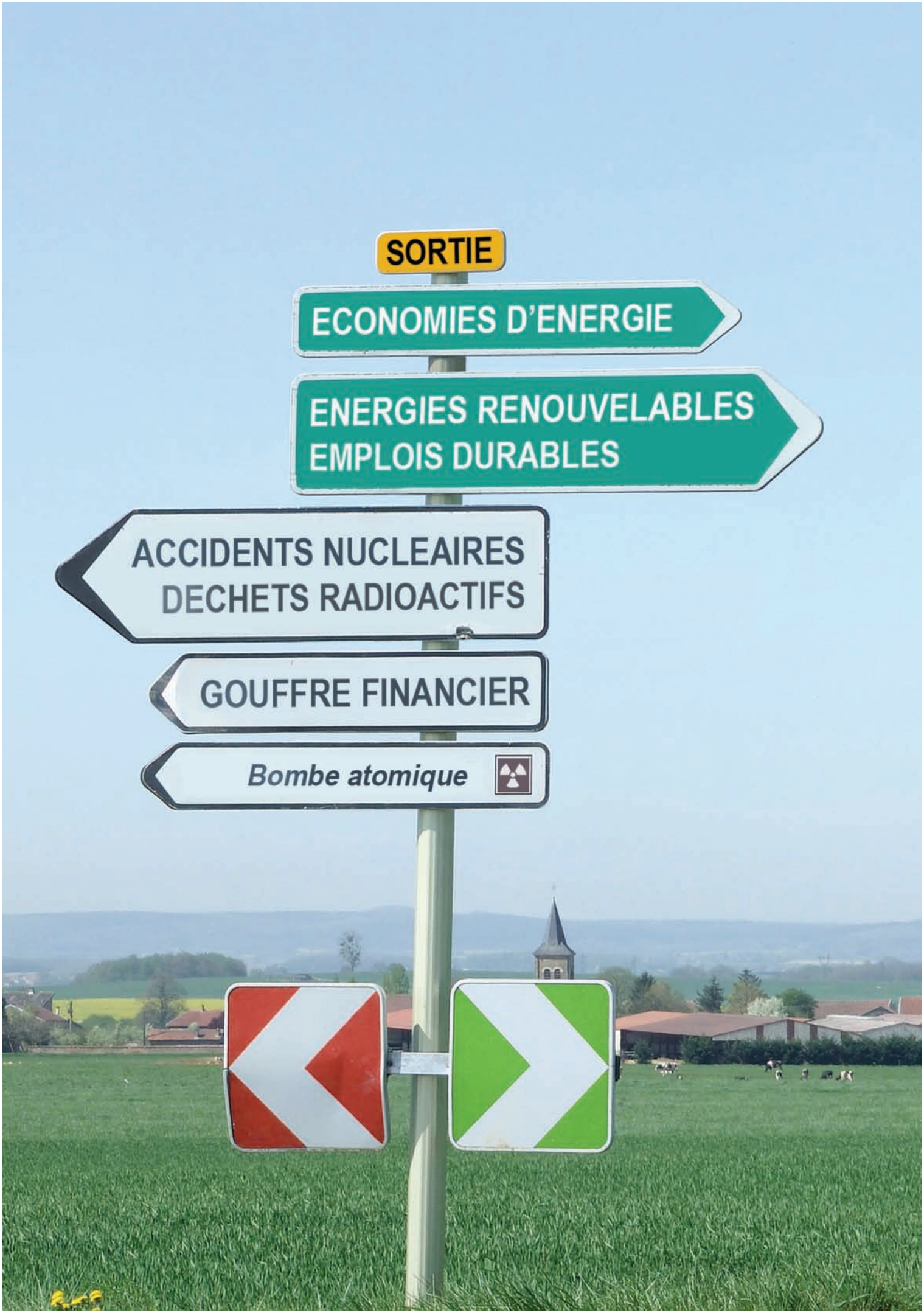
Si le Réseau "Sortir du nucléaire" se bat pour une décision immédiate de sortie du nucléaire, il ne défend pas un délai de sortie du nucléaire plutôt qu'un autre. Cette étude n'est pas le plan de sortie officiel du Réseau mais a pour but de démontrer qu'il est possible de sortir rapidement du nucléaire. En 5 ans ou en 25, il n'y a pas de bons ou de mauvais scénarii, il y a urgence à décider de sortir du nucléaire.
Ainsi le Réseau "Sortir du nucléaire" a conçu cette étude pour aider les citoyens à décider en connaissance de cause d'une sortie rapide du nucléaire plutôt que de les contraindre à un choix arbitraire. Il s'agit d'ouvrir le débat sur les sorties du nucléaires.
C'est pourquoi nous présentons deux sorties possibles avec de multiples pistes d'action. Aux citoyens de peser le pour et le contre de chaque sortie et, in fine, de se réapproprier la question énergétique confisquée depuis longtemps par les lobbies industriels et l'Etat.

Enfin, concevoir une étude sur des sorties rapides du nucléaire qui repose sur des données fiables, c'est affirmer avec force que le nucléaire n'est pas une fatalité. Sortir du nucléaire, c'est possible et c'est quand vous voulez.

On reconnaîtra sans peine dans cette étude les propositions de l'association *néga*Watt [1] dont nous nous sommes inspirés. Un collège d'experts et de militants associatifs a largement contribué à ce que ce travail voie le jour. Nous les en remercions tous chaleureusement.

Le Réseau "Sortir du nucléaire"

[1] Site internet : http://www.negawatt.org/


SORTIE
ECONOMIES D'ENERGIE
ENERGIES RENOUVELABLES
EMPLOIS DURABLES
ACCIDENTS NUCLEAIRES
DECHETS RADIOACTIFS
GOUFFRE FINANCIER
Bombe atomique

Préambule

Sortir du nucléaire en 5 ou 10 ans : les principaux enseignements

Cette étude présente deux sorties du nucléaire en 5 et 10 ans. Elle possède deux volets : le premier est un bilan des économies d'électricité réalisables dans les différents secteurs économiques sur les délais impartis. Le second volet propose une offre d'électricité sans nucléaire ainsi que la production combinée d'électricité et de chaleur à partir des énergies alternatives (renouvelables et fossiles). Le plan de sortie du nucléaire est simple : il s'agit de diminuer la consommation d'électricité et simultanément de développer l'utilisation des énergies renouvelables. Les énergies fossiles servent à assurer la transition d'une production d'électricité dont l'origine est à 78 % nucléaire en 2008, vers une production d'électricité principalement issue des énergies renouvelables à terme.

La sortie du nucléaire en 10 ans parvient à une baisse de la consommation d'électricité (fondée sur les économies d'énergie et l'efficacité énergétique) de 30 % par rapport à la consommation actuelle (2006). Les énergies renouvelables produisent les deux tiers de l'électricité et les énergies fossiles le dernier tiers. La production d'électricité est supérieure à la consommation prévue, cela représente 30 TWh [2] supplémentaires. La sortie du nucléaire en 5 ans se fonde sur une baisse de la consommation d'électricité de 20 %. Les énergies renouvelables produisent 40 % de l'électricité et les énergies fossiles le reste. La production est très légèrement supérieure à la consommation prévue dans ce délai très court, soit 3 TWh. Un tableau de synthèse détaille les potentiels d'économies d'électricité et d'offre d'électricité sans nucléaire à la fin de cette étude (p. 90).

Cette étude tente d'exploiter de nombreuses voies pour augmenter les possibilités de réussite d'une sortie rapide. Les potentiels peuvent donc être adaptés aux circonstances. Faut-il plus d'importations d'électricité ? Moins de centrales au charbon ? Faut-il demander aux industriels de diminuer leur consommation ? Il est possible de concevoir plusieurs types de scénario de sortie selon le degré de mobilisation ou les choix politiques.

Du fait de la proportion considérable d'électricité nucléaire en France (le nucléaire a fourni 78 % de l'électricité française en 2006), le bouclage de la sortie en 5 ans est complexe. En effet, si sur ce délai les économies d'énergie dégagées sur la production électrique dépassent 160 TWh et l'offre des énergies renouvelables 155 TWh, les énergies fossiles fournissent aussi un effort non négligeable (227 TWh) pour réussir la transition de sortie du

[2] La consommation d'électricité est mesurée en wattheure (Wh). TWh signifie Terawatt/heure. 1 TWh est égal à 1 milliard de kWh.

nucléaire. La réussite de la sortie en 5 ans pourrait aussi être assurée par des importations conséquentes de courant. C'est cependant une option incertaine à cause des problèmes de consensus du public, des possibilités techniques et de la situation politique vis-à-vis de nos partenaires européens. De plus, plusieurs potentiels sont présentés sans marge de retard, en particulier la construction de nouvelles centrales fonctionnant aux énergies fossiles ou la mise en œuvre des économies d'énergie. Néanmoins, un effort national aussi important que lors de la mise en fonction du parc électronucléaire français[3] est techniquement réalisable pour sortir rapidement du nucléaire.

Pour pallier les quantités significatives de gaz carbonique émises dans le cas de la sortie en 5 ans, il est impératif de mettre en place des mesures fortes dans les domaines des transports, du bâtiment et de l'agriculture. Il faut aussi faire appel aux mécanismes du Protocole de Kyoto pour obtenir des permis d'émission de gaz à effet de serre. Nous proposons une dizaine de mesures concrètes dans cette étude[4]. Les émissions de CO_2 sont nettement plus faibles[5] dans le cadre de la sortie en 10 ans car le charbon est abandonné et la production d'électricité avec les énergies fossiles se fait en majorité avec le gaz. A noter que la production des énergies renouvelables dépasse largement celle des énergies fossiles sur ce même délai.

La hausse de la consommation d'électricité en France : une cible mouvante.

Ces dernières années, la consommation d'électricité ne cesse d'augmenter en France même si la croissance de la demande d'électricité ralentit[6]. Ceci s'explique en partie par un effort payant dans la maîtrise de l'énergie et une baisse de la consommation de la grande industrie. Les causes de cette hausse sont souvent artificielles et gaspilleuses (incitations à s'équiper en chauffage électrique ou en climatisation ; appareils électroniques de plus en plus énergivores) et elles font de la sortie du nucléaire une cible mouvante. Le gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE), qui a pour charge de prévoir la consommation électrique dans les prochaines années, estime en 2007, dans le cadre d'un scénario de prévision de la consommation "maîtrise de l'énergie renforcée", une consommation électrique de 484 TWh en 2010 et de 506 TWh en 2020[7]. Sortir du nucléaire suppose de compenser la consommation intérieure française de 2006, 478 TWh[8], plus ces valeurs de croissance. Si l'on se fie aux différentes prévisions de RTE[9] et si la sortie du nucléaire démarrait en 2008, il faudrait trouver entre 6 et 12 TWh supplémentaires pour répondre à la demande dans le cadre d'une sortie en 5 ans et 28 à 74 TWh supplémentaires en 10 ans. Or, la diminution de la demande électrique grâce aux efforts importants consacrés à la maîtrise de l'énergie dans nos scénarii de sortie et le poids de l'offre électrique sans nucléaire permettraient de compenser cette augmentation de la consommation.

Cependant, les projections de RTE ou de l'Etat sont contestables car elles intègrent des choix de consommation ou de développement des industries dans l'avenir, souvent

---

[3] Mise en service de 42 réacteurs nucléaires entre 1977 et 1987 en France.
[4] Voir Partie 4, *Compensation du carbone émis par le recours aux énergies fossiles* (p. 86)
[5] Trois fois plus faibles.
[6] A peu près 1% par an.
[7] *Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à l'horizon 2020*, 2007, RTE.
[8] *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France 2006*, RTE, 2007.
[9] De la plus faible à la plus forte des prévisions. Voir *Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à l'horizon 2020*, p. 24, 2007, RTE.

contradictoires avec les engagements pris à Kyoto pour lutter contre le changement climatique ou plus généralement avec la défense de l'environnement. Il paraît donc souvent plus simple de refuser ce diktat de la croissance, par exemple, que de remettre en question certaines des consommations actuelles, exercice toujours délicat.
Comment définir le confort superflu ? Comment recueillir l'assentiment de la population ? Dans les scenarii de sorties à court terme, c'est d'abord un effort de maîtrise de l'énergie qui jugule la hausse de la consommation.
Dans une perspective économique, fermer aujourd'hui une partie du parc nucléaire est facilité par l'approche de son amortissement. Fermer les réacteurs nucléaires Fessenheim I et II (en Alsace) en 2007 correspondrait à leur durée de vie initiale[10], et favoriserait donc les négociations avec les producteurs d'électricité en vue d'une éventuelle indemnisation. En visant une sortie à dix ans, l'amortissement s'étendrait à un plus grand nombre de réacteurs, à condition que de nouvelles constructions de réacteurs ne démarrent pas d'ici là.

Construire les scénarii sous contraintes

Les principales difficultés d'une sortie à court terme dans un pays qui produit 78 % de son électricité avec le nucléaire

Pour convaincre, ces sorties « rapides » du nucléaire s'appuient sur des techniques éprouvées et déjà utilisées à l'échelle d'un pays. Elles se basent sur des calendriers suffisamment fiables et sur des économies d'électricité acceptables pour les populations. De plus, ces scenarii n'induisent pas de risques extrêmes, contrairement à l'industrie nucléaire. L'exercice est réalisé à froid et pas sous le coup d'un accident nucléaire. Il ne s'appuie donc pas sur des choix hasardeux ou techniquement incertains.
Une des contraintes les plus sérieuses des scénarii de sorties rapides est économique. Une fois qu'il est démontré que la sortie est possible techniquement, il faut ensuite montrer que les programmes proposés compenseraient le nombre d'emplois perdus dans le nucléaire. C'est le plus simple puisque l'emploi nucléaire est inférieur à 100 000 personnes en France et les mesures d'économies d'énergie entraîneraient une augmentation nette des emplois, notamment dans le cadre d'une campagne nationale d'isolation du bâti ancien. Plusieurs centaines de milliers d'emplois sont aussi à la clé du développement massif des énergies renouvelables.
Il était certes possible de choisir un cadre de consommation très différent, ou encore un taux de croissance ou de décroissance très différent, ce qui aurait pu être cohérent avec une vision alternative, mais de tels choix auraient aussi pu rendre moins audibles ces sorties du nucléaire pour la majorité des citoyens.

Le recensement des potentiels pour diminuer les consommations d'énergie et offrir des énergies alternatives au nucléaire, dans la perspective d'une sortie rapide du nucléaire, montre que des choix difficiles sont nécessaires. Choix à mettre en parallèle avec les risques liés au fonctionnement de 58 réacteurs nucléaires en France et des plus grandes usines de retraitement[11] au monde à La Hague (dans la Manche) : un accident sérieux sur une seule de ces installations affecterait irréversiblement l'Europe entière.

[10] Les réacteurs nucléaires étaient prévus initialement en France pour fonctionner 30 ans.
[11] Ces usines abritent plusieurs dizaines de tonnes de plutonium sous forme de poudre. Quelques millionièmes de gramme de plutonium inhalés suffisent à provoquer un cancer fatal.

a. Les délais techniques

C'est la première difficulté d'un scénario « à froid » de fermeture du nucléaire. Les délais courts font courir le risque de ne pas remplir les engagements de réalisation des grosses unités de production d'électricité, en particulier la construction de centrales au charbon ou au gaz, mais aussi la construction de parcs éoliens.
L'importance des commandes industrielles lors des sorties rapides du nucléaire en France pourrait provoquer des tensions sur le marché mondial des turbines à gaz ou à vapeur. Ainsi, même si les délais techniques de construction ou de montage peuvent être théoriquement courts, la concentration des commandes sur une période très brève peut être risquée. Le marché des turbines à gaz connaît toutefois un fort regain d'activité ces dernières années qui pourrait changer la donne.

Ce risque est accentué par la diversité des politiques de construction sur chaque secteur producteur ou consommateur, poussées à leurs limites. Ainsi, pour la maîtrise de l'énergie, aucune technique présentée n'est aujourd'hui n'est aujourd'hui incertaine du point de vue technique. Mais concentrer sur peu d'années des millions d'opérations, chacune demandant des techniciens et des ingénieurs formés, multiplie les risques soit de prendre du retard, soit de laisser les malfaçons ou les contre-performances s'installer. Ce risque est augmenté par la formation initiale limitée des opérateurs professionnels dans la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables en France, qui ne se sont souvent confrontés qu'à un petit nombre d'opérations et ont donc une productivité limitée. La mobilisation collective et le choix de privilégier des techniques et des matériels simples, accessibles en kit au simple particulier, peut faire une différence sensible.

b. Risques politiques

En France les centrales thermiques classiques[12] les plus polluantes fonctionnent actuellement sous un régime de dérogation sur la plupart des polluants qu'elles émettent, parce qu'elles servent peu. Il y a longtemps qu'ailleurs en Europe la production massive à base de combustibles fossiles est pour la plus grande partie dépolluée. En augmentant la production par ce mode, on s'expose aux critiques des riverains et à des recours juridiques en France et en Europe. Ceci n'est pas un problème pertinent si l'on considère que l'urgence est forte (du fait de l'aggravation des risques d'accident nucléaire par exemple) et surtout si le recours aux centrales thermiques les plus anciennes est provisoire. L'usage des centrales thermiques doit donc impérativement s'inscrire dans un contexte de transition, et il doit être d'emblée prévu un horizon de remplacement.
D'autres risques politiques concernent la sécurité des sites et des matières nucléaires une fois les centrales arrêtées, qu'il s'agisse des travailleurs de l'industrie nucléaire ou d'éléments extérieurs. Les personnels du nucléaire pourraient se sentir stigmatisés par un plan de sortie, voire se trouver dans un contexte désespérant. En 1995 la fermeture de la centrale nucléaire de Greifswald en ex-RDA s'est déroulée sans problèmes, mais l'histoire n'est pas achevée pour la centrale d'Ignalina en Lituanie. Il importe donc que les personnels des installations nucléaires soient pleinement associés au processus, et que leur rôle et leurs compétences y soient valorisés, comme ce fut le cas aux débuts de l'ère

[12] Ce sont les centrales de production d'électricité qui fonctionnent au charbon, au fioul et au gaz.

électronucléaire, et ce d'autant plus que resteront à gérer les démantèlements des installations et les déchets existants.
Enfin, le risque de délestage[13] des particuliers chauffés à l'électricité doit être envisagé avec précaution. Si les usagers « Tempo » ou « EJP »[14] sont souvent munis d'un appoint thermique, les ménages utilisant l'électricité pour se chauffer dans l'habitat ancien sont plutôt démunis. La priorité donnée à la transformation de ces logements dans cette étude est motivée à la fois par les gains significatifs d'économies d'énergie, mais aussi par le risque de voir des familles geler sans chauffage.
Même considération pour l'industrie et le tertiaire, s'il devait y avoir un rationnement. Le potentiel peut être alors très important, mais les conséquences politiques sont lourdes puisque le consensus peut difficilement être obtenu hors de circonstances très graves pour de telles mesures. Il reste que des mesures ponctuelles contrebalancées par des incitations fiscales dans certaines branches sont possibles. Elles demandent une analyse fouillée des potentiels sur chaque usage et des cycles de négociation. Une partie de ces potentiels seraient révélés par une politique tarifaire nettement moins favorable aux industries mais ceci pose à nouveau la question de l'acceptation sociale des mesures[15].

c. Un besoin crucial de mobilisation

Les programmes d'économies d'énergie et de construction des installations des énergies renouvelables et fossiles sont envisageables dans le contexte pressant des sorties rapides. Une part considérable des mesures décrites ici pour économiser l'énergie nécessite la participation de la population et de ses élus, en particulier les collectivités locales et les départements. C'est une condition notable car les mesures décentralisées à prendre représentent des millions d'actes individuels et collectifs. De plus, le résultat n'est jamais garanti et une partie des programmes peut ne pas fonctionner.
Si un programme est trop tendu et a besoin de réunir de multiples paramètres, le risque est alors multiplié par les problèmes de consensus face aux coupures. On ne pourra pas à la fois demander aux populations des efforts importants sur le changement des modes de consommation d'énergie et en même temps leur faire subir des pénuries. C'est pourquoi les sorties présentées ici écartent le recours aux délestages et sont effectuées à confort égal.

[13] Coupure d'électricité temporaire d'une partie du réseau.
[14] Les tarifs Tempo et EJP sont des tarifs de l'électricité modulés selon l'horaire et la saison.
[15] Voir partie 1, chapitre 5.5 (p. 46).

d. Les risques climatiques

Le premier risque climatique est la variation de production d'électricité par les installations hydroélectriques selon les précipitations annuelles. C'est ainsi que la production d'électricité hydraulique de 2005 est descendue à 56 TWh, soit une diminution de 8,4 TWh par rapport à l'année précédente. Ce chiffre était descendu en 1989 à 50 TWh, puis remonté en 1994 à 80 TWh. En 2006 la production a atteint 60,9 TWh. Face à ce risque lié à l'approvisionnement en hydroélectricité, il peut donc être hasardeux de surestimer les marges de production des centrales. Ainsi, pour éviter la surévaluation de la production hydraulique en France, la production annuelle du parc hydraulique existant d'ici 5 et 10 ans a été évaluée dans cette étude en calculant la moyenne de la production hydraulique des 10 dernières années (1996-2006), soit 67 TWh.

Le second risque climatique est celui d'un hiver difficile qui entraînerait une forte demande d'électricité. C'est aussi un risque politique important, le réseau électrique ne doit pas provoquer de délestage d'une partie des consommateurs pendant l'hiver. A l'inverse, les pénuries d'eau et autres événements climatiques extrêmes, parce qu'ils fragilisent les réacteurs nucléaires et créent de sérieux conflits d'usage de l'eau, constituent un argument audible en faveur d'une sortie rapide.

Enfin, notre pays a pris l'engagement à Kyoto en 1997 de stabiliser ses émissions de gaz à effet de serre (GES) au niveau de ses émissions de 1990. Ces émissions représentent un risque sérieux pour la planète. Se conformer à la première période du Protocole de Kyoto en respectant le traité est possible vu sa souplesse. Mais cela rend plus difficile les scénarii de court – comme de long terme – de sortie du nucléaire, d'autant que les périodes suivantes seront plus strictes. La diminution des émissions de GES pourrait atteindre 25 à 30% sur la période suivante du Protocole. Pour convaincre que la sortie du nucléaire est possible et souhaitable, c'est un point que l'on ne peut négliger.

Comment mesure-t-on l'électricité ?

La production et la consommation d'électricité se mesurent en wattheure (Wh).
La puissance électrique se mesure en watt (W).

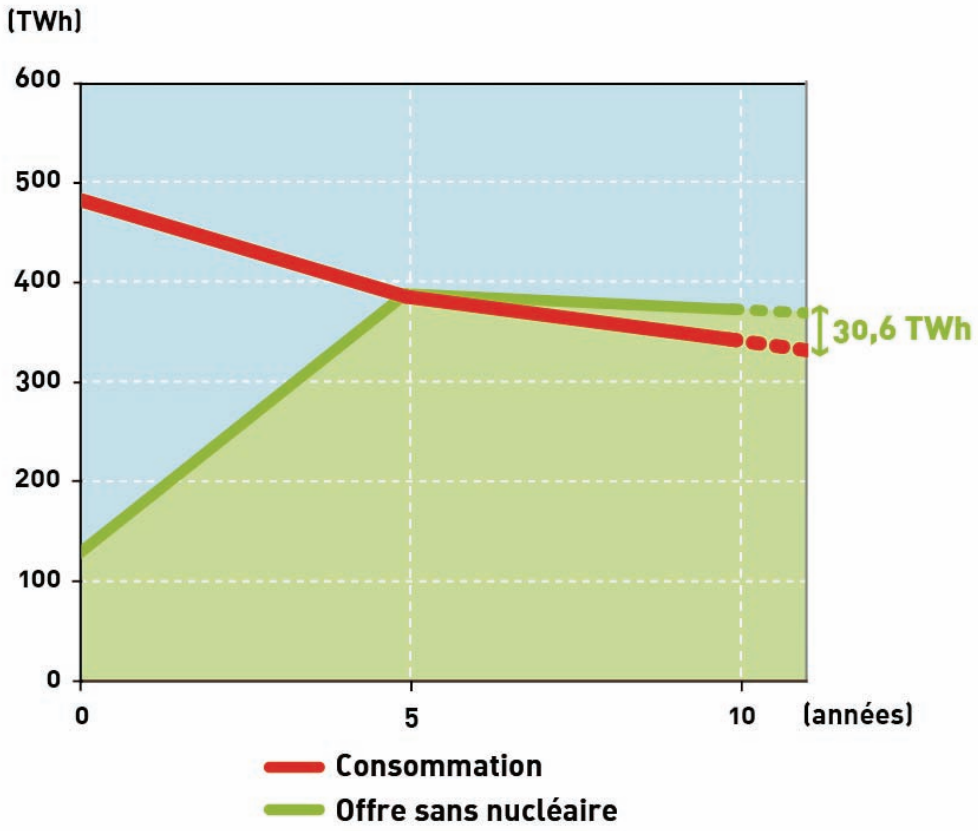
- 1 wattheure = la production (ou la consommation) d'électricité pendant 1 heure par une machine de 1 Watt.
- 1 kilowattheure (kWh) = 1000 Wh = la production d'électricité pendant 1 heure par une machine de 1 kW (1000 watts).
- 1 mégawattheure (MWh) = 1000 kWh = la production d'électricité pendant 1 heure par une machine de 1MW (1 million de watts).
- 1 gigawattheure (GWh)= 1000 MWh = la production d'électricité pendant 1 heure par une machine de 1GW (1 Gigawatt).

On utilise couramment le TWh (Terawattheure) ou milliard de kWh comme unité de production d'électricité sur la durée d'une année. Par exemple : un réacteur nucléaire de 900 MW (puissance en Mégawatt) s'il fonctionne 7000 heures dans une année produit 6,3 TWh (énergie produite en Terawattheure).

Résultats généraux de la production d'électricité et des économies d'énergie en 5 et 10 ans

Production d'électricité et économies d'énergie dans le cadre des sorties du nucléaire en 5 et 10 ans

Bilan de la production d'électricité en France (en TWh)		
Production nécessaire en 2006	**478,4**	
	En 5 ans	**En 10 ans**
Économies d'électricité[16]	**161,8**	**205,3**
Offre renouvelables	155,6	227,8
Offre thermique fossiles	227,3	139,2
Offre sans nucléaire	**382,9**	**367**
Excédent[17]	**3**	**30,6**

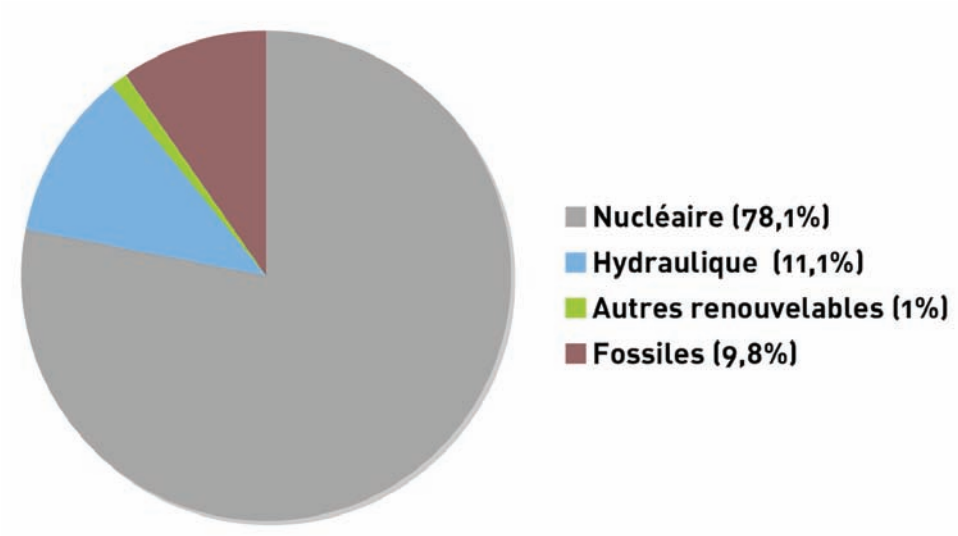


[16] Dont 63,3 TWh d'économies sur les exportations d'électricité qui ne sont pas comptabilisées dans la consommation intérieure d'électricité mais dans la production nette d'électricité.

[17] Cette offre excédentaire peut soit contribuer à diminuer le recours aux énergies fossiles, soit répondre à une hausse de la consommation.

Part des différentes sources d'énergies dans la production totale d'électricité en France

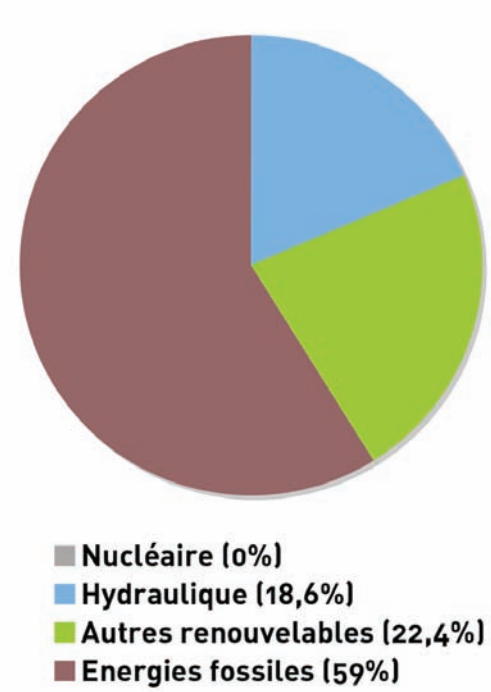
En 2006



Source : L'énergie électrique en France en 2006, RTE, 2007

En 5 ans :

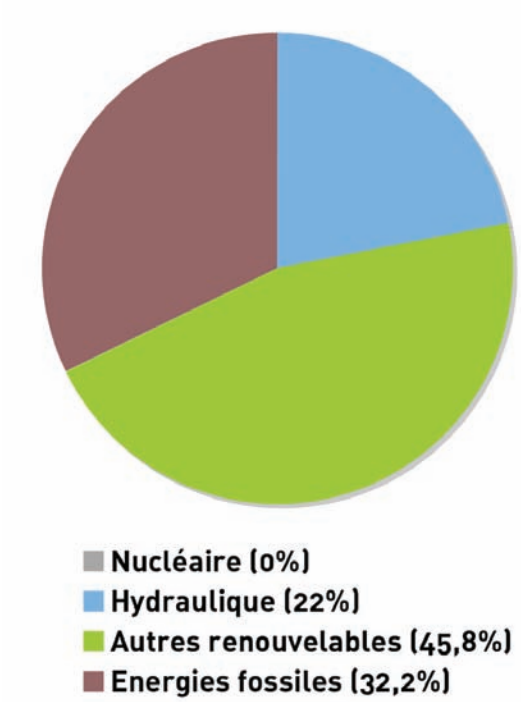
20 % d'électricité économisée par rapport à 2006



Il est supposé que l'excédent de production sur 5 ans de 3 TWh sert à diminuer le recours aux énergies fossiles.

En 10 ans :

30 % d'électricité économisée par rapport à 2006



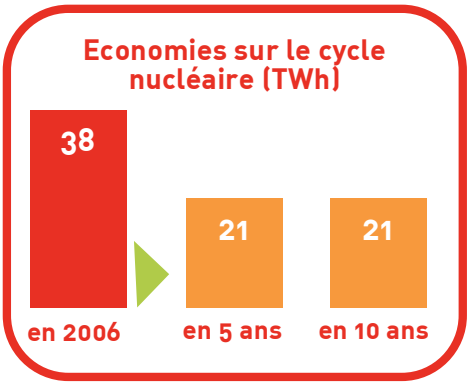
Il est supposé que l'excédent de production sur 10 ans de 30,6 TWh sert à diminuer le recours aux énergies fossiles.

Sortie du nucléaire
ECONOMIES D'ENERGIE
ENERGIES RENOUVELABLES
COGENERATION

Première partie :
Les économies d'électricité

1 Le cycle nucléaire et le système électrique

1.1 L'autoconsommation du cycle nucléaire



Le cycle du nucléaire et le secteur de l'énergie consomment actuellement 38 TWh[18] dont la plus grande partie provient de l'enrichissement de l'uranium à Pierrelatte (Drôme). Les auxiliaires des centrales nucléaires consomment 23 TWh[19].
Pour ce qui est des économies réalisables sur la consommation de fonctionnement du cycle nucléaire, il est envisageable de s'appuyer sur un gain annuel de 21 TWh[20].
Ce montant comprend la fermeture définitive et donc l'arrêt de l'activité de l'usine Eurodif de Tricastin dans la Drôme dédiée à l'enrichissement de l'uranium, et qui consomme, sur une année, une quantité d'électricité égale à 15 TWh[21]. En complément de la fermeture de ce site, qui n'a plus de raison d'être dès lors que la sortie du nucléaire est enclenchée, on peut également comptabiliser les économies dues à la fermeture de l'usine Melox de Marcoule (fabrication du combustible MOX)[22]. De même l'arrêt du retraitement à La Hague en Normandie (usines d'extraction du plutonium) représente une diminution importante des consommations du site. Il s'agit cependant de l'arrêt de la production du cycle mais pas de la fermeture des usines, dont la mise en sécurité nécessite encore des consommations d'énergie importantes. A titre d'exemple, le réacteur de Creys-Malville (en Isère) continue de faire fonctionner ses auxiliaires depuis plus

L'usine d'enrichissement d'uranium Eurodif consomme à elle seule la production de 3 réacteurs nucléaires.

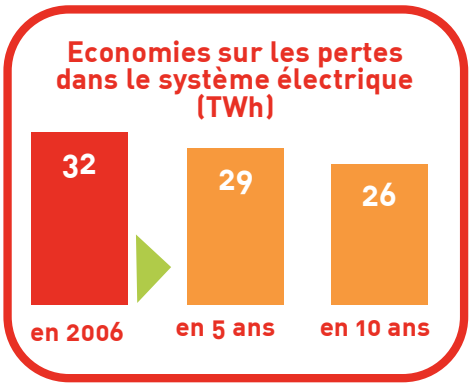
[18] Voir l'encart sur cette page.
[19] Valeur de ce poste pour l'année 2001, *Petit mémento énergétique*, Global Chance, fiche n°4. Cette consommation est déjà soustraite de la consommation nette d'électricité.
[20] Id.
[21] http://www.industrie.gouv.fr/energie/nucleair/epr_1_2.htm
A noter que le projet de renouvellement d'Eurodif, en se basant sur le procédé de diffusion gazeuse, limite également fortement la consommation. Ce gain estimé n'est donc valable que tant que fonctionne l'usine de Pierrelatte.
[22] Consommation de 36 GWh en 2005 (Rapport d'activité Melox, Areva NC, 2005).

d'une décennie après son arrêt « technique » puis « officiel », ce qui représente la mobilisation permanente d'une puissance d'une centaine de mégawatts (MW).
La fermeture de l'intégralité de ces sites et la fin de l'exploitation des 58 réacteurs français permettent donc une économie estimée à 21 TWh par an. Cette économie est valable à très court comme à court terme (5 ou 10 ans) dans la mesure où elle découle directement du processus de sortie du nucléaire.

1.2 Les pertes dans le système électrique

Le système électrique mesure l'énergie à différents niveaux, en particulier :

- l'énergie facturée au consommateur final,
- l'énergie injectée sur le réseau par une centrale électrique,
- l'énergie brute de la centrale de production d'électricité[23]



L'écart entre les énergies mesurées à l'entrée et à la sortie donne les pertes dans le système, qui se situent donc :

- dans la centrale jusqu'au transformateur de haute tension,
- dans le transport par haute tension jusqu'au transformateur de moyenne tension[24],
- dans les circuits de distribution,
- chez le consommateur (mais cela ne concerne pas le secteur de la production électrique et n'entre pas en compte dans cette partie).

Consommation de pointe

Se dit d'une consommation d'électricité épisodique et forte, la pointe s'oppose à la base qui est une consommation constante tout au long de l'année.

La perte sur tous réseaux en France, 32 TWh en 2006[25], est mesurée par l'écart entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie livrée au compteur et donc facturée. Ces pertes incluses dans les statistiques officielles, de l'ordre de 6 % en France[26], n'incluent donc pas la perte électrique au niveau de la centrale, qui provient de l'écart entre la production brute comprenant le fonctionnement des auxiliaires (pompes primaires et secondaires, transformateurs, usages internes), et la production nette en sortie du transformateur de la centrale. C'est ce dernier chiffre qui apparaît dans les statistiques de production.

Les pertes du réseau se situent donc à ces trois niveaux. La plus importante possibilité d'action se situe sur les pertes en moyenne et basse tension[27], par exemple dans les fils d'alimentation ou dans les transformateurs. C'est sans doute ici que les technologies les plus récentes peuvent être utiles pour limiter les pertes. Cette partie des pertes est aussi

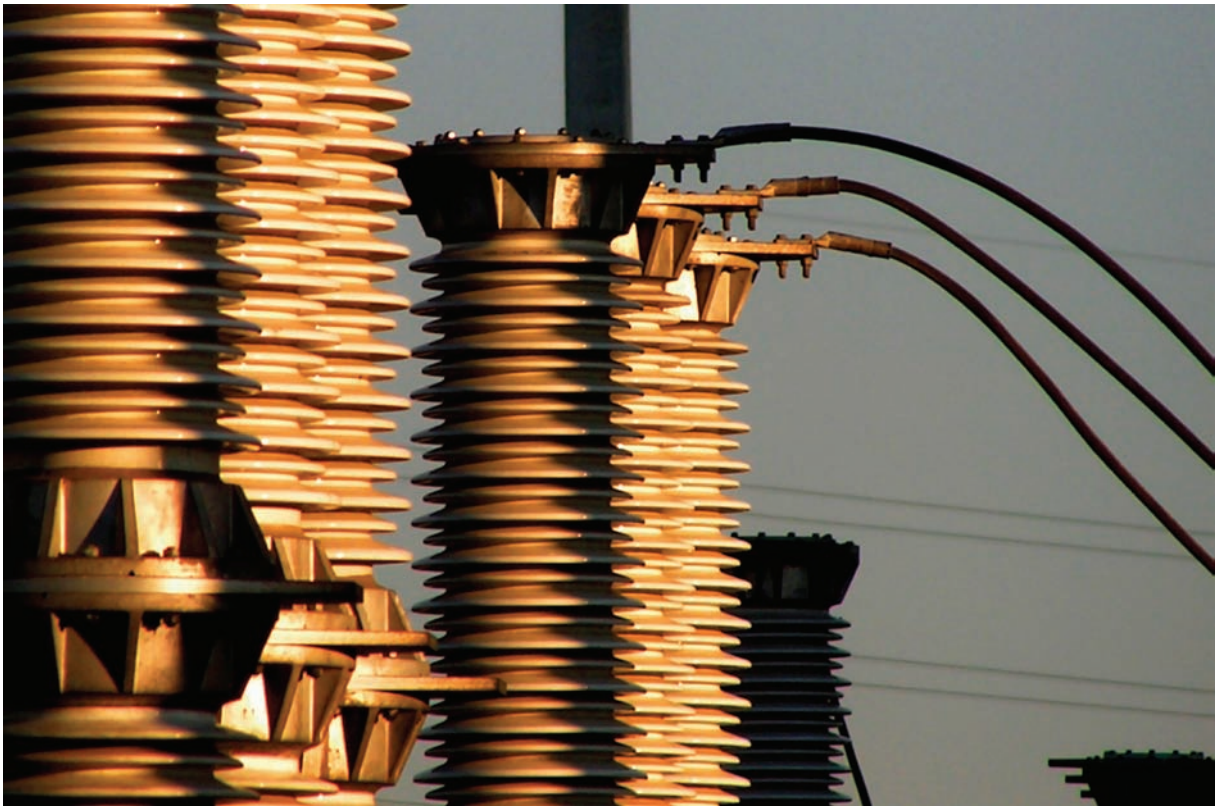
[23] Autoconsommation incluse.
[24] Les pertes du réseau – notamment par effet Joule – varient avec la consommation et la distance à parcourir : une ligne Très Haute Tension (THT) perd 50 % de son énergie tous les 1 500 km.
[25] *L'énergie électrique en France en 2006*, RTE 2007.
[26] Id.
[27] Le réseau moyenne tension est le réseau de distribution à la tension inférieure à 35 000 volts. Le réseau basse tension est le réseau de distribution à la tension inférieure à 1000 volts.

très liée à la saisonnalité de la consommation, ainsi lorsqu'un réseau rural est sollicité en hiver par les consommations de pointe comme le chauffage électrique, les pertes locales peuvent dépasser largement 10 %. De plus, ces usages de pointe saturent le réseau et conduisent à des renforcements payés par les impôts locaux et par une taxation sur les consommateurs urbains. Ces usages entraînent probablement une dépense de l'ordre de 0,6 milliard d'euros par an ou plus que l'on peut considérer comme un véritable soutien financier aux formes de chauffage électrique. Ceci a été montré notamment par les travaux du CIRED[28].

En période de pointe, les pertes sur le réseau électrique peuvent dépasser 10%

Cet argent serait mieux employé dans les économies d'énergie et les modes locaux de chauffage (bois notamment).

En limitant le chauffage électrique, on limiterait ipso facto la perte hivernale et une part des dépenses de renforcement du réseau. Le gain en énergie peut alors être considéré comme proportionnel à la diminution du chauffage électrique de pointe.



Les deux autres formes de perte peuvent également faire l'objet d'économies sur une période plus longue, par l'adoption de technologies optimisées récentes (transformateurs avancés, systèmes optimisés). Cependant, l'investissement dans le réseau de transport (rénovation de transformateurs et d'équipements) peut difficilement avoir la priorité dans un scénario de sortie du nucléaire en 5 ans. La priorité va en effet alors aux économies d'énergie et aux productions alternatives. Par ailleurs, ces pertes en très haute tension restent limitées en moyenne à 2% du total produit[29]. Même si les bénéfices sont difficiles à calculer, on peut estimer que les quantités de pertes électriques tendront à diminuer si les

[28] Travaux de Michel Colombier sur l'inadéquation des tarifications d'électricité, Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (Cired).
[29] 2.09 % en 2006, *L'énergie électrique en France en 2006*, RTE 2007.

distances moyennes de transport diminuent, ce qui est le cas dans un système moins centralisé.

Pour limiter les pertes, en particulier à la distribution, il existe une possibilité technique d'amélioration par un remplacement graduel des transformateurs par des transformateurs économes. Un tel programme (tel que prévu par le scénario *néga*Watt) ne peut porter ses fruits immédiatement[30] mais dans un délai minimum de 10 ans.

Reste une diminution « mécanique » des pertes avec l'abandon du chauffage électrique car ces dernières sont dues pour partie, on l'a vu, à la saturation des réseaux de distribution en hiver ou lors des pointes.

Le gain obtenu sur ce poste est donc proportionnel aux actions menées sur le chauffage électrique (par exemple, la limitation de la consommation d'électricité avec le tarif EJP[31]), sur les substitutions par d'autres énergies, et enfin pour beaucoup sur la présence dans le réseau d'électricité produite en cogénération[32] de toute taille, cette dernière étant une des seules sources alternatives d'énergie dont les bénéfices en termes de répartition de la distribution électrique sont démontrés sans conteste.

Le calcul pourra donc être affiné en fonction des choix des scénarii. Une première estimation conservatoire est de 3 TWh/an sur une période courte, et de 6 TWh sur un scénario de dix ans.

Économies sur l'autoconsommation et les pertes		
	Sortie en 5 ans	**Sortie en 10 ans**
Cycle nucléaire	21	21
Pertes système	3	6
Gain général (TWh/an)	**24,0**	**27,0**
Puissance équivalente (MW)[33]	**3 600**	**4 050**

[30] Le programme est chiffré dans le scénario *néga*Watt 2006 (www.negawatt.org).

[31] Le tarif EJP (Effacement Jours de Pointe) d'EDF permettait de payer un tarif heures creuses toute l'année à condition d'accepter un tarif du kWh élevé pour 22 jours de consommation en pointe.

[32] La cogénération est la production simultanée d'électricité et de chaleur à partir d'un combustible donné en récupérant les pertes de chaleur dégagées par la production d'électricité.

[33] Le facteur de conversion de la production à la puissance (du TWh au MW) est calculé à partir de la production moyenne d'un réacteur nucléaire de 900 MW sur une année en France : 6 TWh.

1.3 Stockage de l'énergie

Les sorties rapides recourent au maximum aux énergies renouvelables mais ces dernières produisent de l'énergie de manière intermittente et parfois en inadéquation avec la consommation, que cela soit la nuit, les fins de semaines ou encore l'été.
Voici pourquoi il faut envisager des installations de stockage combinées aux unités de production des énergies renouvelables. Les technologies de stockage sont présentées dans cette partie parce qu'elles concourent au fonctionnement du système électrique.

Le pompage-stockage

Le pompage-stockage est le fait de remonter l'eau dans les équipements hydroélectriques pour la stocker en attente d'un besoin en électricité. « *Le mode de stockage dominant de l'électricité est le pompage dans les stations de transfert d'énergie par pompage. L'eau est pompée en heures creuses puis turbinée en heure de pointe comme dans un ouvrage hydroélectrique classique*»[34].
Le pompage est des plus utiles lors des pointes de consommation pour assurer la demande électrique, qui plus est au moment où l'on se passe de l'apport du nucléaire. Une réorganisation du système électrique optimisée autour des énergies renouvelables (éolien, hydraulique et solaire) bénéficierait probablement d'une augmentation de la contribution du pompage-stockage. Cette technologie est beaucoup plus utilisée ailleurs en Europe qu'en France. Le pompage a consommé 7,4 TWh en 2006, soit 1,4 % de la production nationale d'électricité[35].

Le stockage inertiel

Le stockage d'énergie par volant d'inertie est une technologie disponible aujourd'hui[36]. Il s'agit d'un cylindre massif qui accumule l'énergie d'une unité de production d'énergie en tournant. Cette technologie ne dégage ni polluants, ni gaz à effet de serre. Un générateur électrique, situé, sur le volant permet de transformer l'énergie cinétique en électricité. Le rendement des volants varie entre 85 et 98 % selon la technologie employée. Ainsi les volants magnétiques de stockage peuvent restituer plusieurs MWh[37] sur plusieurs heures. Ces volants seraient implantés dans les parcs éoliens ou photovoltaïques pour fournir de l'énergie la nuit ou en absence de vent, ce qui diminuerait les intermittences de production d'électricité des installations[38].

Le stockage d'air comprimé

Le stockage d'air comprimé dans des cavités profondes est un procédé éprouvé pour stocker l'énergie. Cet air est comprimé avec l'électricité fournie par un parc éolien ou photovoltaïque quand la demande électrique est faible mais que la production des renouvelables est forte. Lorsque la consommation électrique se renforce, l'air est détendu dans une turbine et mélangé à du gaz pour fournir de l'électricité. La proportion d'air dans le mélange brûlé par la turbine à gaz est supérieure au mélange ordinaire d'une turbine, ce qui permet des économies de combustible. En Allemagne, à Hundorf, le stockage d'air comprimé en profondeur fait fonctionner une turbine de 290 MW pendant 3 heures.

---

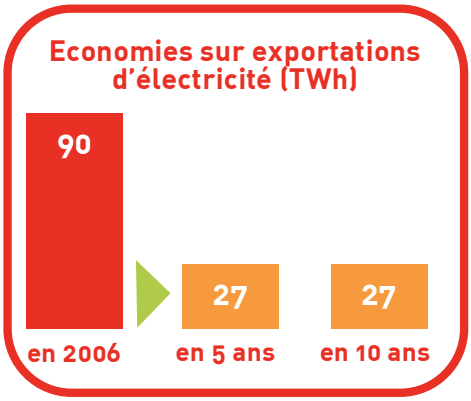
[34] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi (Minefe).
http://www.industrie.gouv.fr/energie/comprendre/q-r-elec-eco.htm
[35] *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France 2006*, RTE, 2007.
[36] Voir les travaux du Club CRIN « Energies Alternatives ».
[37] Mégawatt heure, Méga = million, MWh = million de Wattheure.
[38] On parle de lissage de charge.

Le stockage de la chaleur

L'Allemagne a développé une technologie qui permet de stocker la chaleur fournie par les panneaux solaires thermiques. Ce sont des ballons de stockage de chaleur qui contiennent des dizaines de milliers de m^3 d'eau chaude[39]. La chaleur accumulée l'été peut être conservée plusieurs mois pour être restituée en hiver. Cette chaleur alimente ensuite des réseaux de chaleur. On profite ainsi au maximum de la capacité du solaire thermique à fournir du chauffage. De telles installations à proximité de parcs solaires thermiques permettent de diminuer le recours aux énergies fossiles pour produire de l'eau chaude sanitaire ou du chauffage.

2 Les exportations et les importations d'électricité

Arrêter les exportations massives : une priorité



Il est envisageable à très court terme de pratiquer une politique d'échange énergétique fondée sur un solde équilibré et mettre ainsi fin à la hausse incessante du niveau des exportations d'électricité à destination des voisins européens. En effet, la France pratique une politique d'exportation massive de courant (89,9 TWh exportés pour l'année 2006)[40] permettant à son solde exportateur d'être positif de 70 TWh/an en moyenne sur les dernières années et qui la place au premier rang des exportateurs d'électricité en Europe. L'Etat français n'a pas su prévoir correctement la consommation d'électricité à venir lors de la construction du parc nucléaire. Ce parc est donc surdimensionné et l'électricité en surplus est vendue à l'étranger. En poursuivant les échanges avec ses partenaires européens - il n'est pas question ici de fermer les frontières françaises, loin de là - le pays peut se dispenser de produire 63,3 TWh annuellement. Cette économie réalisable dans des délais très brefs représente tout de même 11,5% de la production électrique nationale ainsi qu'une économie de puissance nucléaire installée de 9 495 MW, soit plus de 10 réacteurs nucléaires d'une puissance nominale de 900 MW[41].

Diminuer les exportations d'électricité vers les pays européens économiserait la production de 10 réacteurs nucléaires.

Cette exportation massive d'électricité doit être stoppée au plus vite car à l'étranger le développement des alternatives au nucléaire pâtit du dumping[42] d'EDF[43] causé par le surdimensionnement du parc électronucléaire français (près d'un réacteur sur cinq est voué à l'exportation). Les exportations d'EDF à bas prix hypothèquent le développement des

[39] Source : German Energy Agency (DENA).
[40] Id.
[41] En 2006, 15 % du parc nucléaire est dédié à l'exportation.
[42] Vente massive de l'électricité à un prix inférieur au prix de revient.
[43] Electricité De France (EDF), principal électricien de France.

énergies renouvelables en Europe. Ainsi plusieurs unités de cogénération, pourtant aidées par les pouvoirs publics, ont dû fermer aux Pays-Bas face à la concurrence des tarifs pratiqués par EDF. Ce bas prix de l'électricité ne tient compte ni des coûts[44] qu'engendre l'utilisation du nucléaire, ni des subventions cachées dont bénéficie la production nucléaire. Cette délocalisation de la production électrique des pays européens en France comporte un désavantage majeur. Les Français gardent les déchets nucléaires produits par cette électricité exportée et paieront seuls les futurs coûts de démantèlement des centrales[45].

En cas de panne ou d'accident dans la production d'électricité, la France peut compter sur ses voisins de façon quasi-instantanée et réciproquement. Ce mécanisme relève pour partie des accords internationaux sur les réseaux électriques. Cependant, si une sortie du nucléaire urgente est décidée (hors contexte d'accident chez un de nos voisins ou chez nous), il n'est pas certain que les autres pays respecteront les accords passés au sein des organisations internationales (UCTE[46], etc.).

L'importation de courant est donc hypothétique. Cependant, en Angleterre et en Italie, pays traditionnels importateurs, la situation est en train d'évoluer. L'Angleterre connaît une surcapacité sur une grande part de l'année, et l'Italie construit actuellement plusieurs unités thermiques (gaz et charbon). L'Espagne a également une importante capacité en cours de construction mais les liaisons électriques avec la France sont limitées.

On peut donc imaginer soit un conflit juridique avec les pays voisins (sortie rapide sans cas de force majeure) et un retour à l'équilibre forcé, soit au contraire une importation plus

[44] Coûts des déchets, des démantèlements, du retraitement, du combustible Mox (au plutonium), d'un accident, défaut d'assurance des installations, de la recherche et surcoût du chauffage électrique.

[45] L'électricité exportée en France est responsable de la production de 150 tonnes de déchets très radioactifs chaque année.

[46] L'Union pour la Coordination de la Transmission d'Electricité, union qui regroupe les principaux opérateurs de transmission d'électricité de l'Europe continentale.

importante à coût plus élevé, qui permette dans un premier temps d'équilibrer le bilan. Cette importation imposerait peut être également une pénalité sur les émissions de CO_2, à comparer avec le prix des permis d'émissions échangeables sur ce marché.

La limitation du niveau des exportations, qui permet d'équilibrer la balance des échanges, est d'autant plus envisageable que les contrats de long terme arrivent pratiquement tous à échéance ou sont en cours d'annulation. Aucun ne respectait les règles de concurrence désormais en vigueur en Europe.
De plus, la France peut également proposer aux pays actuellement acheteurs d'électricité française en masse (pour les contrats existant encore au jour d'aujourd'hui) des co-investissements en unités de production électrique de nature renouvelable, permettant d'alimenter conjointement les pays contracteurs.

Ce passage à un niveau d'échanges électriques équilibré plutôt qu'à une soudaine fin des exportations de courant français permettrait de garder la possibilité d'importer du courant européen dans les premiers temps de la France sans nucléaire. Il est envisageable, pour subvenir aux demandes saisonnières, de compter sur une puissance en pointe de 12 GW[47] en provenance des pays frontaliers, sur laquelle s'appuie d'ores et déjà le Réseau de Transport de l'Electricité (RTE).
Par ailleurs, hors périodes de pointe, les capacités importantes disponibles dans les pays voisins peuvent être mises à contribution si cela évite des investissements inutiles et polluants durant la période de montée en puissance des économies d'énergie et des énergies renouvelables. Dans le tableau ci-dessus, la production importable est estimée entre 20 et 50 TWh par an. Ce nombre dépendra de plusieurs paramètres, notamment :

- le prix de marché de l'électricité en basse saison,
- le développement de la production éolienne en Espagne, en Allemagne et au Royaume-Uni,
- les choix économiques des gestionnaires du réseau en France,
- les centrales disponibles dans les pays voisins et donc les niveaux de consommation.

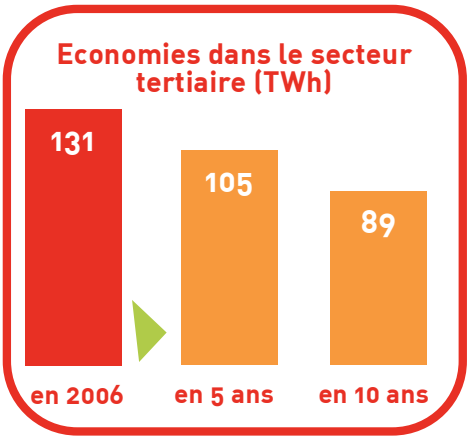
Ces 12 GW correspondent à une énergie qu'il vaudra mieux importer des pays voisins que produire dans notre pays dans des installations polluantes ne pouvant être utilisées durablement. Il ne s'agit donc pas d'électricité garantie, mais d'un choix économique probable, une fois l'approvisionnement physique assuré.

Économies sur les échanges électriques		
	Sortie en 5 ans	**Sortie en 10 ans**
Gain général (TWh/an)	**63,3**	**63,3**
Option supplémentaire (hors pointe)	De 20 à 50	De 20 à 50 [48]

[47] GW : unité de puissance en watt, 1 Gigawatt = 1 million de kilowatts.
[48] TWh/an

3 Le secteur tertiaire

Le secteur tertiaire absorbe à lui seul plus du quart de la consommation électrique française.
La consommation d'électricité du tertiaire est de 131 TWh en 2006[49], dont 97 TWh pour l'électricité spécifique et 34 TWh pour l'électricité thermique (20 TWh pour le chauffage électrique et 14 TWh pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson).
Dans le plan suivant, on distingue les économies possibles dans l'éclairage public, les équipements professionnels et de bureau, et les usages thermiques de l'électricité.



Secteur tertiaire
Secteur d'activité économique regroupant les industries du service (commerce, administration assurance, etc.).

Electricité spécifique
L'électricité spécifique désigne les appareils fonctionnant exclusivement à l'aide de l'électricité. Ces appareils sont couramment nommés appareils bruns.

Electricité thermique
Utilisation de l'électricité pour produire de la chaleur.

La diffusion des économies peut être accélérée par le système des « certificats blancs »[50] tel que suggéré - de façon balbutiante - par la loi sur l'énergie de 2005. Les distributeurs d'énergie proposeraient alors à leur clientèle de réduire leur consommation, tout en conservant les mêmes tarifs d'abonnement ou en augmentant leurs revenus par la diffusion d'équipements sobres performants. Ceci est donc différent du système actuel qui permet – par exemple - à GDF[51] ou EDF de réaliser des économies d'énergie dans d'autres secteurs – y compris donc dans des domaines faisant appel aux énergies renouvelables comme le bois.

3.1 Les économies d'électricité dans l'éclairage public

En ce qui concerne l'éclairage public, une réduction de 40 % de la consommation électrique annuelle des communes françaises d'ici 5 ans puis de 70 % d'ici à 10 ans est accessible selon les professionnels du secteur[52]. Ce montant à atteindre est basé sur un niveau de consommation total de l'éclairage égal à 5,3 TWh en 2004[53].
Voici à titre d'exemple les potentiels d'économie sur l'éclairage calculés par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie[54] (ADEME):

---

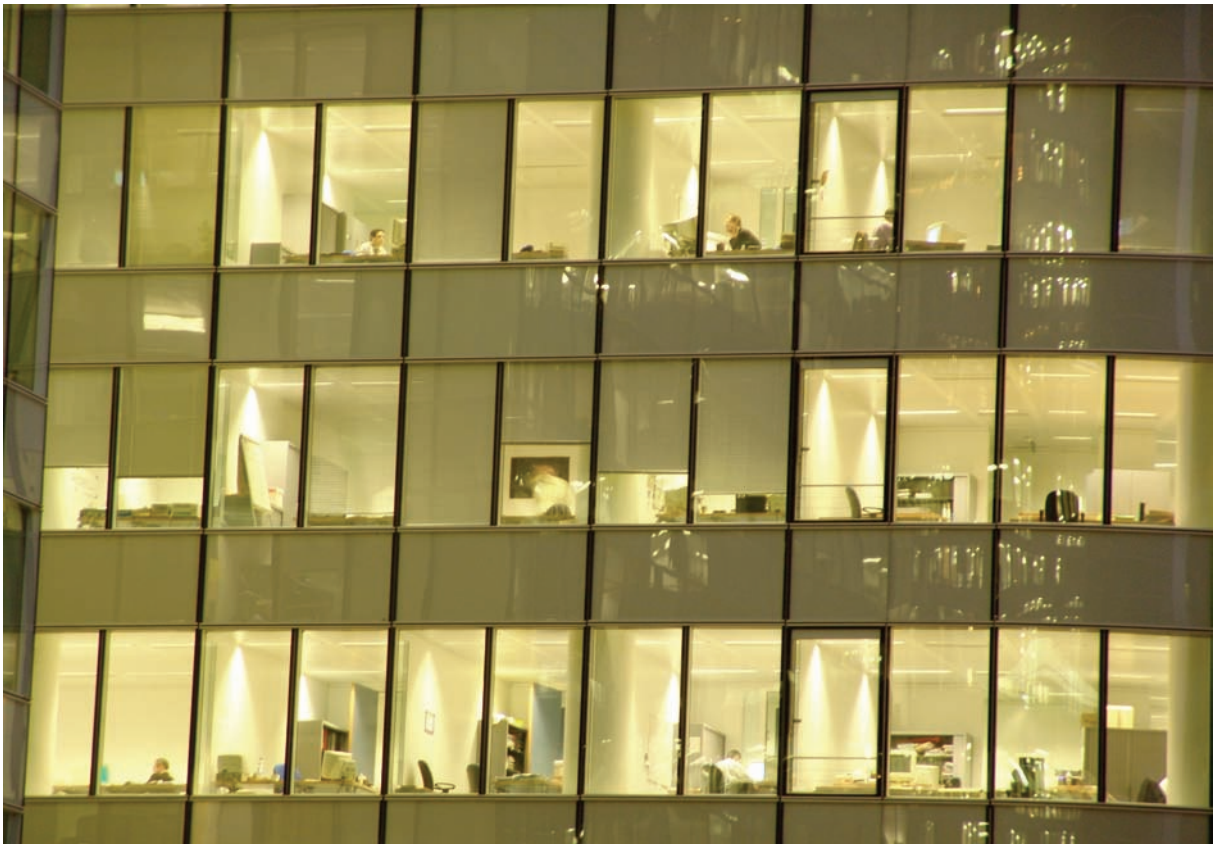
[49] *L'Electricité en France en 2006 : une analyse statistique*, 2007, Minefe.
[50] Il s'agit de certificats d'économies d'énergie.
[51] Gaz De France (GDF), principal opérateur du gaz en France.
[52] Selon une étude du ministère de l'Urbanisme auprès de 800 villes, 40 % des lampes peuvent être remplacées par des lampes consommant deux fois moins. Les potentiels sont beaucoup plus importants sur l'ensemble des communes.
La pratique des villes françaises en matière d'éclairage public, 1999, Centre d'études sur les réseaux, les transports, l'urbanisme et la construction publique (CERTU).
[53] *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.
[54] *Eclairer juste*, 2002, Ademe.
http://www.syndicat-eclairage.com/pdf/publications/eclairer_juste.pdf

- Lampes : jusqu'à 50% d'économie
- Ballasts électroniques : de 5 à 20% d'économie
- Régulateurs, variateurs, calculateurs : de 5 à 30% d'économie

Selon l'Association pour un Eclairage Maîtrisé (AEM), les marges de manœuvre sont encore plus larges : entre 50 et 70 % d'économies selon l'état du réseau.
Pour réaliser ce projet, il est intéressant de fixer des objectifs clairement échelonnés aux maires des communes qui percevront des primes (voire des surprimes) ou devront s'acquitter d'une pénalité, selon que le seuil fixé d'économies est atteint (voire dépassé) ou pas. Cette démarche permettrait, de plus, de réaliser des économies budgétaires de l'ordre de 6 à 9 euros par habitant et par an.

Les LED consomment 10 fois moins et durent 100 fois plus longtemps qu'une ampoule à incandescence.

Un autre volet des économies à réaliser dans le secteur public et municipal concerne les feux de circulation, et prônera la substitution systématique des lampes à incandescence par l'éclairage utilisant la technologie des diodes électroluminescentes (les LED), comme cela se fait déjà avec parcimonie en France[55]. Les LED consomment pourtant 10 fois moins et durent 100 fois plus longtemps qu'une ampoule à incandescence. Il y a beaucoup à gagner : la ville de Grenoble, en équipant récemment tous ses feux de circulation de LED, économise chaque année 60% d'électricité sur ces équipements, soit 68 000 € avec un retour sur investissement sur trois ans et trois fois moins de frais de maintenance[56].



[55] L'adoption systématique des LED (Light-Emitting Diode) en Californie a fait économiser l'équivalent de 60 MW de puissance électrique.
[56] *L'énergie en clair*, Comité de Liaison Energies Renouvelables (CLER). http://www.cler.org/info/IMG/pdf/FicheThematique-12.pdf

3.2 Les économies dans l'équipement des bureaux

Les bureaux publics et privés en France consomment de l'ordre de 25 TWh dont les deux tiers concernent une consommation d'électricité spécifique.
Les économies sont obtenues en accélérant la mise en place d'équipements aux normes les plus performantes. Ainsi, l'éclairage des bureaux et de l'ensemble du secteur tertiaire représente un potentiel essentiel car il peut être rentabilisé sur l'énergie dépensée mais aussi sur l'économie de maintenance que représentent les équipements modernes comme les ampoules fluocompactes[57] ou les LED dont la durée de vie est longue. La substitution des ampoules à incandescence et des halogènes par des ampoules basse consommation est un impératif.
Il est tout aussi urgent de favoriser l'éclairage naturel via des ouvertures correctement appropriées et des puits de lumière dans le bâti neuf.

3.2.1 Les normes sur l'équipement des bureaux

Une partie importante des économies serait réalisée grâce à la norme de consommation énergétique maximale applicable à l'équipement bureautique. L'instauration d'une norme de consommation à l'échelle européenne permettrait une réduction des besoins nationaux de 14,2 TWh annuels, et ce d'ici 10 ans[58]. Cette norme, à mettre en place immédiatement, devra fixer un seuil de consommation maximal à ne pas dépasser - sous peine de ne pouvoir pénétrer les marchés en question - pour l'ensemble des appareils électriques des locaux du tertiaire. Principalement, la norme porterait dans ce secteur sur les appareils de bureautique (ordinateurs, imprimantes, photocopieurs...), l'éclairage des bureaux et des locaux, les ascenseurs et les ventilateurs. Un retrait des appareils les moins performants serait aussi organisé pour que les consommateurs anticipent le cas échéant leurs besoins. Enfin, en utilisant systématiquement un gestionnaire d'énergie et une barrette multiprise avec interrupteur sur chaque poste de travail, la consommation électrique du matériel informatique peut être abaissée de plus de 50 %[59].

Gestionnaire d'énergie + multiprise avec interrupteur = 50% de baisse de la consommation électrique du matériel informatique.

La norme sur les équipements de bureaux et un resserrement des normes de l'électroménager concernent toutes les activités du tertiaire. Le potentiel total de ces normes porte sur 14,2 TWh/an d'ici 10 ans et sur 7,1 TWh/an dans l'optique d'une sortie à 5 ans. Cette différence de potentiel s'explique par le fait que l'application de la norme est optimale lorsque l'ensemble du parc d'appareils a pu être renouvelé.

---

[57] Ces ampoules consomment 5 fois moins et durent 10 fois plus longtemps qu'une ampoule à incandescence.
[58] Cette évaluation du gain dû à cette norme, à l'échelon européen, est issue d'une étude menée par le cabinet Enertech, et reprise par la suite dans le scénario *négaWatt* dans la fiche *Mesure négaWatt : pour des seuils minimaux de performance énergétique sur tous les appareils électriques*, 2003.
http://www.negawatt.org/telechargement/Mesure%20nW%20AppElec%20v%201.11.pdf
[59] Olivier Sidler, *La bureautique : un formidable gaspillage d'électricité*, revue Silence n°250, 2005.
http://www.nord-nature.org/fiches/fiche_e3.htm

3.3 Les économies dans les hôtels

Les hôtels sont un secteur sensible au coût des investissements mais qui peut avoir intérêt à se convertir à la production d'électricité en cogénération[60]. Comme pour les hypermarchés et supermarchés, il est nécessaire à la fois d'obliger les établissements d'une certaine taille à s'équiper de cogénération, et aussi à se doter d'une limite de consommation unitaire. Ceci se ferait en échange de conditions financières favorables pour les investissements, ou encore par l'intervention de tiers financeurs.
L'application de la cogénération est considérée dans le chapitre sur la cogénération[61]. L'économie d'électricité est pour partie considérée dans la norme de bureautique. Par contre, l'éclairage, la cuisson, le froid font l'objet de remise systématique aux normes, de même que les distributeurs automatiques de boissons et de friandises.

3.4 Les usages thermiques et la climatisation dans les bureaux

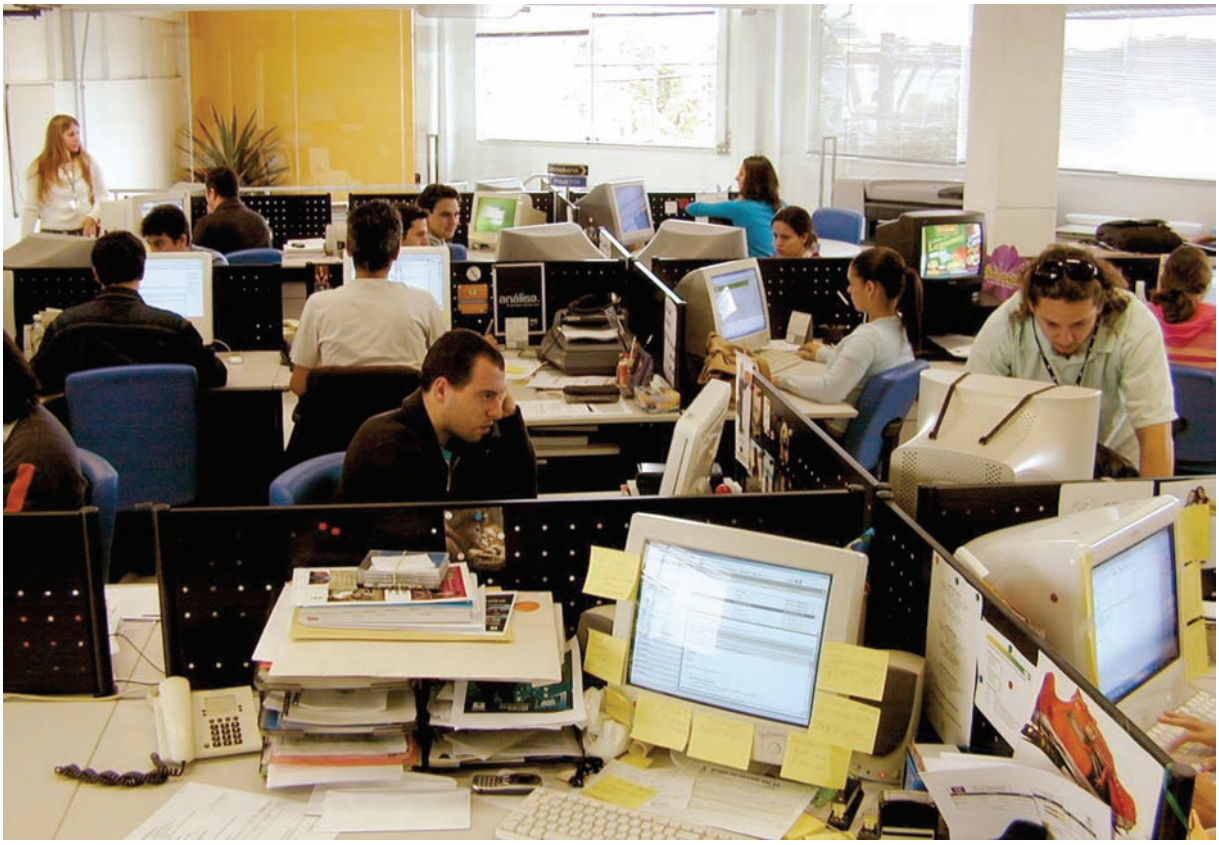
Il est possible, en sus de ces mesures, de substituer les installations électriques de cuisson et d'eau chaude sanitaire (ECS) du secteur tertiaire. Ces installations constituent la majeure partie des dépenses d'électricité des bureaux d'entreprises privées comme publiques. En théorie, il serait possible de diminuer de 10 TWh les dépenses électriques sur la cuisson et l'eau chaude sanitaire. Une partie de cette énergie peut en effet être produite par des installations solaires thermiques, et surtout par des appareils plus performants ou simplement une rationalisation des cuisines. La cuisson est en effet un poste important d'économies (du fait des cuisines mal dimensionnées notamment) mais la tendance est à une multiplication d'unités de réchauffage, et là il est difficile d'imaginer un basculement systématique vers le gaz. Dans certains cas, il s'agit d'une simple « chasse au gaspi » en retirant des appareils hors d'usage, type réfrigérateurs ou systèmes de cuisson obsolètes.

Une simple « chasse au gaspi » permettrait de faire des économies d'électricité substantielles.

Pour enrayer tout ou partie de ces consommations, il est souhaitable de mettre en place une campagne nationale visant à :

- Améliorer l'isolation des chauffe-eau électriques : une simple couverture isolante vendue dans le commerce et généralisée comme en Italie est suffisante pour faire des économies substantielles ;
- Ne faire fonctionner les chauffe-eau que lorsque un réel besoin existe (couper les installations en fin de semaine dans les locaux publics par exemple) ;
- Mettre en place *systématiquement* des installations de chauffe-eau solaires dans les bâtiments du tertiaire.

[60] Production simultanée d'électricité et de chaleur.
[61] Voir Partie 2, chapitre 2.2.2 (p. 69)



Pour ce qui est du développement de la climatisation électrique dans les bureaux et l'ensemble des bâtiments du tertiaire, il y a un potentiel d'économie très important. Il s'agit de mettre un frein au développement de la climatisation par 3 mesures à mener conjointement :

- Limitation de l'usage de la climatisation aux seuls lieux où elle est réellement nécessaire - dans les hôpitaux et les maisons de retraite dans un premier temps. Bannir la climatisation dans les bureaux du privé comme du public. Le rôle exemplaire des bâtiments publics en la matière sera la clef de voûte d'une telle politique d'inversion d'une tendance énergétique forte.
- Installation de systèmes de climatisation à l'unique condition que celle-ci soit justifiée par la mise en place – au préalable – de toutes les solutions alternatives envisageables : constructions bioclimatiques, ventilation naturelle, climatisation naturelle...
- Interdiction d'installation de climatisation par des non professionnels.

Ainsi, la limitation de la climatisation, la substitution du chauffage électrique, de l'ECS et de la cuisson électrique dégageraient une économie de 13,9 TWh en 5 ans et de 16 TWh en 10 ans (hors commerces).

3.5 Les économies dans la grande distribution et les commerces

Mais la branche qui peut réagir le plus rapidement est sans conteste le commerce et la distribution. Elle est en effet la plus sensible aux effets de prix, et accepte l'innovation dès que celle-ci est facilitée par le crédit ou les tiers financeurs, et surtout si elle lui permet de maintenir ou d'augmenter ses marges.

Un accord de branche avec les supermarchés et hypermarchés sur la diffusion des équipements économes aux particuliers et aux entreprises complèterait la normalisation en accélérant la mise en œuvre des économies d'énergie. L'électricité dans le secteur commercial représente en effet un gisement essentiel. Les commerces dans le bâti ancien doivent être incités à réguler l'éclairage car les gaspillages y sont nombreux. Il s'agit de rationaliser l'usage de la lumière grâce à des détecteurs de présence et de diminuer la lumière selon la luminosité extérieure. Dans le bâtiment neuf, la réglementation veillera à favoriser la lumière naturelle avec l'ouverture de puits de lumière.

La suppression des panneaux publicitaires déroulants et lumineux permettrait une économie de 200 GWh par an.

Enfin, les distributeurs peuvent être le relais des aides de l'Etat ou des collectivités (chèques et coupons liés à l'acquisition de biens performants) afin d'accélérer l'échange anticipé des appareils énergivores. La formation des vendeurs est également un point crucial de la mise en œuvre des changements.

De façon plus symbolique, dans le secteur de l'affichage publicitaire, la suppression des panneaux déroulants ainsi que celle des panneaux lumineux dans les métros, la rue, les aéroports permettrait une économie de 0,2 TWh[62] par an (ce chiffrage ne tient pas compte de l'ensemble des publicités lumineuses omniprésentes sur les devantures des grandes surfaces précédemment évoquées). L'économie attendue par cette mesure peut être considérée comme négligeable mais il est important de souligner qu'en ciblant ce type d'usage de l'électricité, on s'attaque avant tout à l'un des symboles forts du gaspillage énergétique de notre époque. Par cette mesure, on joint au final les aspects comptable et idéologique d'une démarche de sobriété en matière énergétique. Cette économie de 0,2 TWh/an peut être réalisée à échéance de 5 et 10 ans.

Le plus urgent semble être une réforme complète de la production de chauffage, de froid et d'eau chaude dans la branche des super et hyper marchés. L'installation de cogénérations sur le site des hypermarchés, assortie de récupération de chaleur sur les sorties d'air, représenterait un potentiel considérable pour limiter l'énergie consommée[63].

Une des mesures les plus urgentes est l'arrêt du chauffage par l'électricité des hypermarchés ou des supermarchés, un passage de la majorité des établissements à la production en cogénération, et la limitation des consommations unitaires à des valeurs de référence performantes.

Au total selon le Minefe[64], ce sont 51,1 TWh qui sont consommés par la branche commerce[65] en chauffage et en électricité. Une partie concerne les petits commerces difficilement

---

[62] Sur la base d'une consommation unitaire par panneau lumineux de 5000 à 9 000 kWh par an et d'un nombre de panneaux sur le territoire national de 17 500 (le groupe JC Decaux représente 197 000 faces dans 29 pays, soit en gros 7 000 faces en France alors que le groupe ne représente que 40 % du marché français : on a bien au total 17 500 unités).

[63] Voir Partie 2, chapitre 2.2.1 (p. 67)

[64] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi.

[65] *Données chiffres clés : l'énergie en France,* édition 2006, Minefe.

transformables, mais plus des deux tiers concernent des supermarchés, hypermarchés et magasins discount.

La transformation des établissements chauffés à l'électricité fera l'objet d'une réglementation contraignante liée à l'autorisation d'exercer, assortie d'incitations fiscales et surtout de facilités de mise en œuvre du tiers payant ou d'opérations externalisées. Ces opérations concernent le chauffage, mais aussi les autres usages (éclairage, motorisation, réfrigérateurs...). Les commerces doivent s'aligner sur des normes exigeantes de consommation sur cinq à dix ans. Par ailleurs, l'amélioration des équipements bureautiques est comptabilisée dans le poste de normalisation de ce secteur.
La plupart des établissements de petite taille (tels les hard discounts) disposent de surfaces suffisantes pour ajouter un générateur en cogénération, des récupérateurs sur l'air de sortie, voire une tri génération incluant la production de froid.
Cette mesure réglementaire permet une économie d'environ 8 TWh sur la partie « chauffage de locaux », « production de froid » et « éclairage » de la branche commerce. En cas de sortie à cinq ans, cette contribution potentielle est réduite à 3 TWh.

3.6 Le potentiel total sur le tertiaire

Ainsi, une diminution des consommations de 15 % en cinq ans et de 30 % en dix ans est réalisable par l'application d'une norme sur les équipements électriques, un audit énergétique systématique des établissements, et enfin une substitution d'une part des consommations thermiques par la cogénération et les énergies renouvelables ou le gaz (eau chaude). A noter que le retour sur investissement est très rapide pour l'éclairage, voire la

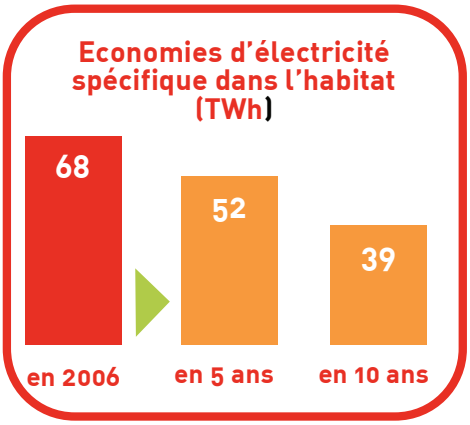
suppression de consommations inutiles, ce qui explique la forte proportion obtenue dès la première période de 5 ans.

Économies d'électricité spécifique et thermique dans le secteur tertiaire		
	Sortie en 5 ans	**Sortie en 10 ans**
Éclairage public	2,1	3,7
Electricité thermique (hors commerces)	13,9	16
Norme sur l'électricité spécifique (bureautique)	7,1	14,2
Commerces et grande distribution	3	8
Gain général (TWh/an)	**26,1**	**41,9**
Puissance équivalente (MW)	**2 790**	**4 485**

4 Le secteur résidentiel

4.1 Les économies d'électricité spécifique dans l'habitat [66]

Près de la moitié de la consommation électrique totale de l'habitat est liée à l'électricité spécifique. En 2006, le secteur résidentiel a consommé 68 TWh d'électricité spécifique dont environ 36 TWh pour les appareils électroménagers et 11 TWh pour l'éclairage[67]. Une partie de cette consommation, notamment l'éclairage, représente rapidement une économie significative. D'autres usages ont des potentiels importants mais possèdent une inertie dans leur mise en œuvre car il s'agit de remplacer un stock d'appareils dont la rotation est lente. Pour le reste des équipements, un gain de l'ordre de 45 % des consommations a pu être mis en évidence par simple remplacement d'appareils par des modèles économes ou performants[68].



Pour accélérer la mise en place des économies d'énergie, une nouvelle politique tarifaire de l'énergie serait la bienvenue. Tous les distributeurs d'électricité appliqueraient un mode de facturation dont les tarifs seraient progressifs et viseraient à encourager les comportements économes. Une consommation au tarif de base serait définie annuellement, au-delà de ce volume le kWh coûterait plus cher. Ces mesures se mettraient en place progressivement, sur deux années, afin que les usagers aient le temps d'anticiper leurs effets. En ce qui concerne le parc locatif, cette disposition serait accompagnée de prescriptions en direction des bailleurs afin que les locataires ne soient pas pénalisés par une consommation excédentaire liée à des équipements dont ils n'ont pas la maîtrise, comme le chauffage électrique.

Le remplacement des appareils électroménagers gourmands par des modèles économes permet d'économiser 45% de leur consommation.

Enfin, en cas d'urgence ou de choix collectif de société, ce sont les modes de vie énergivores qui doivent évoluer.

Dans le cadre d'une sortie très rapide du nucléaire (5 ans), il est difficile d'atteindre les potentiels prévus par le scénario *néga*Watt et dont la mise en œuvre se fait à coût nul pour le consommateur (lors des remplacements), voire crée un gain sur la facture consommée par ces même consommateurs.

Les niveaux d'économie retenus à 5 et 10 ans sont à décomposer de la manière suivante :

Scénario *néga*Watt

Scénario de diminution de la consommation d'énergie et de substitution des énergies fossiles et nucléaire à l'horizon 2050 grâce aux économies d'énergie et aux énergies renouvelables.

[66] L'électricité spécifique désigne les appareils fonctionnant exclusivement à l'aide de l'électricité.
[67] *L'électricité en France en 2006 : une analyse statistique*, 2007, Minefe. http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pdf/elec-analyse-stat.pdf
[68] *Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle*, Enertech. http://sidler.club.fr

4.1.1 L'éclairage

L'éclairage des habitations consomme chaque année environ 11 TWh. Un programme ambitieux peut générer une réduction de 5 TWh par an dans un délai de 5 ans, sans pour autant modifier la qualité de l'éclairage, et de 7,72 TWh en 10 ans[69]. Les multiples mesures réglementaires à mettre en place pour atteindre cet objectif sont :

- Remplacement de 5 ampoules à filament de chaque logement[70] (les plus énergivores) par des ampoules basse consommation,
- Interdiction de la technologie des ampoules à incandescence et des lampes à halogène avec système de retrait et de prime à la casse,
- Taxation des ampoules selon leur catégorie énergétique.

4.1.2 Le lavage

Les appareils électroménagers contribuent pour une part significative dans le bilan électrique. Même si les machines à laver diminuent leur consommation, le nombre de sèche-linges augmente et donc la consommation liée à ces appareils. Les deux cumulent 6,8 TWh[71]. Des réductions de 30 % (soit 2,2 TWh en 10 ans) sont possibles sur le lavage en combinant diverses mesures :

- mise en place d'incitations financières marquantes en direction des appareils économes (comme au Danemark et aux Pays-Bas),
- incitation à réduire l'utilisation des sèche-linges qui consomment beaucoup d'énergie,

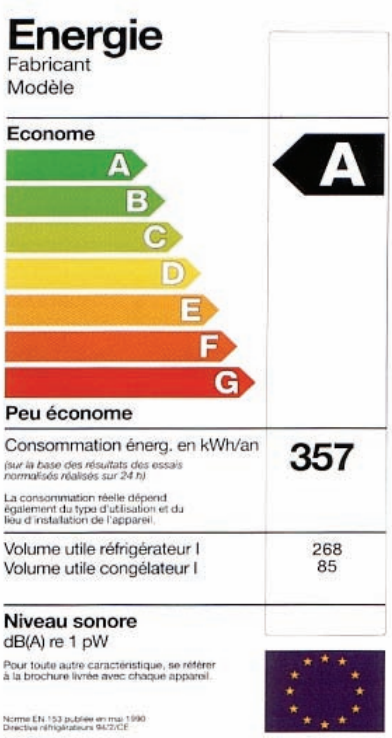
[69] *Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle*, Enertech.
[70] Pour accéder à 80 % du potentiel total qui serait mobilisé en changeant l'ensemble des ampoules.
[71] Données 1999, Tableaux des consommations d'énergie en France, 2006, Minefe.

- instauration de normes obligatoires de performances énergétiques pour chaque type d'appareil (en état de marche mais aussi à l'arrêt),
- mutualisation des équipements de lavage lorsque cela est possible, au sein d'un immeuble ou d'un quartier en créant des laveries collectives,
- encourager les cycles de lavage à froid ou tiède,
- commercialisation de machines à laver fonctionnant avec double arrivée d'eau chaude et d'eau froide pour utiliser par exemple l'eau chaude solaire en place de l'eau chaude d'un cumulus électrique.

4.1.3 Les veilles

Les appareils électriques qui fonctionnent en veille sont légion à l'intérieur de la maison. Des économies peuvent être réalisées sur la consommation des ordinateurs, téléviseurs et autres appareils électroniques désormais nombreux. Le potentiel d'économie global est estimé à 10 TWh. Il s'agit d'atteindre la moitié de ce potentiel en 10 ans et le tiers en 5 ans. Pour ce faire, plusieurs mesures sont à prendre :

- Pour les appareils déjà présents dans les logements, encourager la prise de conscience générale du gâchis que représente la veille, inciter à la généralisation de gestes simples comme la coupure systématique, après chaque usage, des appareils reliés entre eux sur une multiprise dotée d'un interrupteur,
- Pour les nouveaux appareils qui vont entrer sur le marché, mettre en place une démarche normative d'envergure pour imposer aux fabricants un seuil maximal sur la puissance de veille d'un appareil[72]. Les technologies actuelles permettent de réduire dix fois la consommation des veilles,
- Interdire à la vente les appareils électriques qui ne comportent pas dès la conception de véritables interrupteurs de courant,
- Pour la bureautique, inciter à utiliser systématiquement le gestionnaire d'énergie installé dans les ordinateurs ainsi que des multiprises avec interrupteur pour tous les appareils.



4.1.4 Le froid domestique

Les appareils de froid (réfrigérateurs, congélateurs et combinés) représentent le poste le plus gourmand dans les foyers par leur consommation d'électricité spécifique : plus de 18 TWh[73]. La réalisation d'une économie de 6 TWh d'ici 5 ans est possible et de 12 TWh au bout de 10 ans en proposant la substitution systématique des appareils énergivores[74]. Cependant, de nombreux réfrigérateurs restent utilisés pendant des décennies, bien au-delà de leur

[72] Seuil de veille inférieur au watt.
[73] Données 1999, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.
[74] *Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle*, Enertech.

cycle prévu, et sont souvent donnés ou conservés[75]. Il y a donc lieu de retirer ces appareils très obsolètes qui représentent une part disproportionnée des consommations[76] car une grande partie de ces appareils serait aujourd'hui classée F (c'est-à-dire fortement consommatrice d'électricité)[77]. Cette action doit être exercée en parallèle à l'augmentation des exigences sur les appareils neufs. Le remplacement des réfrigérateurs les moins performants encore en circulation devrait faire l'objet d'une prime de retour, en particulier dans les foyers les plus modestes. Le retrait de 1 million de réfrigérateurs qui ont plus de 15 ans grâce à une « prime à la casse » permettrait d'amorcer la pompe aux économies d'énergie.

Le retrait de 1 million de réfrigérateurs qui ont plus de 15 ans, grâce à une « prime à la casse », permettrait d'amorcer la pompe aux économies d'énergie.

Pour mener à bien cet objectif il s'agit de :

- Renforcer la norme en vigueur avec instauration d'un seuil minimal au niveau de la classe A++ pour les nouveaux appareils,
- Inciter financièrement à l'achat de réfrigérateurs économes,
- Interdiction ou surtaxation des réfrigérateurs double porte de type « américain », symboles même du gâchis énergétique par excellence,
- Communiquer sur une utilisation efficace des appareils de froid : dégivrage régulier, éloignement des sources de chaleur, taille adéquate…

4.1.5 Les pompes à chaleur des chaudières

Une simple modification électrique des auxiliaires de chauffage et des pompes à chaleur générerait une économie de 1,5 TWh par an, en arrêtant tout simplement la pompe à chaleur en même temps que le brûleur de la chaudière. Cela prend 5 minutes à un technicien et peut être réalisé lors de l'entretien annuel de la chaudière. Un programme sur 5 ans peut sans doute capter la moitié de ce gain. Il faudra au plus vite rendre obligatoire l'asservissement du circulateur de chaleur au brûleur pour toute pose de nouvelle chaudière.

4.1.6 Proposition d'une réglementation pour la substitution des appareils énergivores

Pour atteindre l'intégralité de ces objectifs, il est nécessaire de mettre en place un vaste programme national visant à ramener ses appareils gaspillant l'électricité (halogène, frigo américain, téléviseur plasma, etc.) et à repartir gratuitement (sous forme de crédit d'impôt jusqu'à une date butoir) avec des appareils sobres pour équiper son habitat.
Toutes ces mesures à développer et à multiplier à loisir seraient à la charge de la commune ou de la région en fixant à chacune d'entre elles des objectifs annuels de consommation et en mettant en place un système de prime et de pénalité selon que les objectifs seraient atteints ou non.

---

[75] Voir le cahier n°11 du Club d'Ingénierie Prospective Energie Environnement (CLIP) ,1999.
http://www.iddri.org/Publications/Autres/Les-cahiers-du-CLIP/Le-froid-domestique
Ce document détaille les stratégies possibles de transformation du marché via les fabricants, les distributeurs, les étiquetages et les normalisations, toutes stratégies déjà en cours.
[76] Les 10 % des appareils les moins performants représentent en effet une consommation très supérieure à la moyenne.
[77] Il s'agit de classes d'efficacité énergétique : de A++ la plus efficace à G la moins efficace.

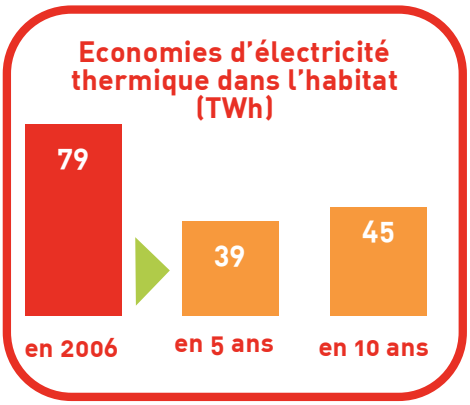
De telles campagnes d'envergure pourraient être relayées en y joignant les grandes enseignes de matériel et de matériaux de maison qui au final s'y retrouveraient pleinement, aussi bien au niveau économique qu'au point de vue de l'image de marque.

4.1.7 Total d'économies sur l'électricité spécifique

Économies d'électricité spécifique dans le secteur de l'Habitat		
	Sortie en 5 ans	**Sortie en 10 ans**
Éclairage	5	7,72
Lavage	1,2	2,2
Réfrigération Congélation	6	12
Veilles	3,5	5,7
Moteurs et Chauffage	0,5	1,5
Gain général (TWh/an)	**16,2**	**29,1**
Puissance équivalente (MW)	**2 430**	**4 369**

4.2 Les usages thermiques de l'électricité dans l'habitat et la climatisation

4.2.1 Chauffage électrique et usages thermiques de l'électricité[78] dans l'habitat



Le chauffage électrique dans l'habitat représente une consommation importante en France : 47 TWh[79] à climat corrigé annuellement dans l'habitat[80]. Les autres consommations pour l'eau chaude et la cuisson, traitées plus loin, représentent 32 TWh[81].

L'électricité est ainsi la source de chauffage principal ou un appoint important (avec le bois) pour près de sept millions de ménages[82]. Environ la moitié de ces ménages vivent en appartement, avec une proportion importante de logements de très petite taille (studios ou deux pièces hébergeant des célibataires ou des couples). Parmi les maisons chauffées à l'électricité, il en est de très récentes - et assez bien isolées - munies de chauffage au bois performant. A l'inverse, de nombreuses maisons individuelles sont de véritables « passoires thermiques », construites avant 1982. Les raisonnements sur le parc ancien doivent aussi prendre en compte l'aménagement du territoire car la situation des habitations est nettement plus défavorable en banlieue dispersée[83].

Consommation à climat corrigé
Consommation corrigée des effets liés aux changements de température sur une année.

Une interdiction ou des restrictions d'usage du chauffage électrique ne peuvent donc être décrites sans faire la distinction entre les types de logement, et surtout sans décrire la méthode d'implantation d'alternatives. Par surcroît, le chauffage électrique représente l'une des sources de difficulté politique en cas de sortie immédiate du nucléaire, notamment en cas de coupures importantes. Notons cependant qu'en cas de force majeure à court terme, tel qu'un accident sur un réacteur lié à un défaut générique affectant la majeure partie du parc nucléaire et obligeant à fermer celui-ci temporairement en quasi totalité et sans préparation, la situation en matière de chauffage électrique serait catastrophique, et ce sans même la contrepartie représentée par l'abandon du nucléaire.

---

[78] Se dit des usages destinés à la production de chaleur.
[79] *L'électricité en France en 2006 : une analyse statistique*, 2007, Minefe.
[80] Le tableau ci-dessous présente les consommations françaises liées au chauffage électrique. Pour les ménages, deux catégories sont distinguées : - le chauffage dit « CEI » (chauffage électrique intégré) correspond aux maisons neuves ou faisant l'objet d'une labellisation par EDF sur l'isolation de type « Vivrélec » - le chauffage « existant » concerne la rénovation de l'habitat ancien.

	"CEI" (en TWh)	*Existant (en TWh)*	*Tertiaire (en TWh)*	*Total (en TWh)*
1973	0,5	3,1	2,2	5,80
1979	5,5	7,5	4,9	17,9
1985	10,8	14,6	8,4	33,8
1990	13,2	18,9	12,8	44,9
1995	15	21,7	14,6	51,3
2000				58,19

Sources : DGEMP, observatoire de l'énergie, EDF
[81] *L'électricité en France en 2006 : une analyse statistique*, 2007, Minefe.
[82] Données 2004, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.
[83] Cf. *Habitat et développement durable : bilan rétrospectif et prospectif*, Les cahiers du Club d'Ingénierie Prospective Energie (CLIP) n°13, 2001, Traisnel JP, Peuportier B., Bornarel A., Akiki E.

4.2.2 Pourquoi faut-il prohiber le chauffage électrique ?

Ce mode de chauffage est problématique dans la mesure où il engendre des productions massives d'électricité purement saisonnières sur une période de sept mois pendant l'année. Or les moyens de production électrique mis en œuvre, en complément du nucléaire, durant la pointe de consommation hivernale sont généralement plus polluants que ceux en consommation en base[84]. Les centrales thermiques classiques utilisées pour répondre à cette pointe sont très émettrices de gaz à effet de serre (GES). La pointe entraîne, en outre, un important surinvestissement en moyens de production qui ne fonctionnent que quelques centaines d'heures par an. Le recours au chauffage électrique, c'est aussi un surenchérissement notable du réseau de distribution, notamment dans les régions à l'habitat dispersé. Chaque année, plus de 610 millions d'euros sont consacrés à l'électrification rurale, à tel point que la consommation d'électricité croît plus vite dans les campagnes que dans les villes[85]. Enfin, le chauffage électrique est l'image même du gaspillage car son rendement énergétique est exécrable : il faut produire plus de 3 kWh pour consommer 1 kWh. Les deux tiers de l'énergie sont perdus dans la chaleur rejetée par les réacteurs nucléaires et les pertes en ligne pour apporter l'électricité au convecteur électrique[86].

Les conseils régionaux se devraient d'aider à la réalisation de logements HLM à faible consommation d'énergie afin de réduire au minimum la facture énergétique des familles à revenus modestes.

La conjonction d'un chauffage électrique et d'une mauvaise isolation thermique entraîne une surconsommation et donc des factures d'électricité excessives qui frappent souvent des locataires aux faibles revenus. En effet, une installation électrique dans un logement se

[84] Consommation en base : consommation constante d'électricité le long de l'année.
[85] Voir Partie 1, Chapitre 1.2 (p. 16).
[86] Pour en savoir plus sur l'absurdité énergétique du chauffage électrique : *Le chauffage électrique en France*, 2002, Alternatives pour l'Energie, les énergies Renouvelables et l'Environnement (AERE)-Greenpeace.

trouve être un bon investissement à la construction pour le propriétaire mais d'une utilisation ruineuse pour le locataire.

4.2.3 Substituer d'autres énergies au chauffage électrique

Il est donc nécessaire de lancer une vaste campagne de substitution du chauffage électrique dans l'existant par d'autres modes de chauffage. Cette substitution peut très bien se faire au rythme soutenu de 350 000 installations par an.[87] Elle est d'autant plus réalisable lorsque l'on sait que durant l'année 1997 (année sans volonté politique marquée en la matière), plus de 110 000 logements alimentés par du chauffage électrique sont volontairement passés au chauffage central dont près de 80 % alimentés au gaz naturel. Il est important que les travaux soient entrepris très tôt pour supprimer l'essentiel des chauffages électriques en habitat individuel ancien. Cette substitution se fera au profit du développement d'installations de diverses natures :

- Des chaudières à condensation[88] et des chaudières basse température[89] fonctionnant au gaz ou même au fioul dans l'habitat individuel comme collectif, en particulier les appareils en cogénération décrits au chapitre cogénération[90].
- Des raccordements à des réseaux de chaleur alimentés par la production au gaz en cogénération,
- Le développement de l'ensemble des filières de la biomasse[91] - bois, déchets, biogaz[92] - fonctionnant en cogénération et associées à des réseaux de chaleur[93] ,
- Des installations solaires thermiques de type plancher solaire direct (PSD)[94] ou encore de type système solaire combiné (SSC) avec appoint intégré[95].

Cette étude ne fait pas appel aux pompes à chaleur qui exploitent la chaleur des sols ou de l'air ambiant en utilisant l'électricité. Ces appareils possèdent un rendement médiocre et consomment beaucoup d'électricité. EDF soutient activement le développement de cette technologie qui lui permet en fait de se débarrasser des surplus d'électricité tout en donnant une touche verte à l'électronucléaire aux frais du consommateur. Plus de 50 000 pompes à chaleur ont été vendues en 2006 en France. Il est urgent de remplacer ce chauffage électrique déguisé en installation d'énergie renouvelable par des équipements de chauffage solaire thermique ou des chaudières fonctionnant à la biomasse (bois, céréales).

Le chauffage électrique est l'image même du gaspillage : il faut produire plus de 3 kWh pour consommer 1 kWh.

---

[87] Rythme annuel légèrement plus élevé que le nombre d'installations électriques inaugurées en 1975.
[88] La chaudière à condensation récupère la chaleur contenue dans la vapeur d'eau rejetée par les produits de combustion et la restitue au circuit de chauffage. Economies de 15 à 20 % par rapport à une chaudière classique.
[89] Par rapport à une chaudière classique, elles permettent de réaliser des économies de consommation de l'ordre de 12 à 15 %.
[90] Voir Partie 2, chapitre 2.3.2 (p. 73).
[91] Produits organiques végétaux et animaux utilisés pour produire de l'énergie.
[92] Le biogaz est composé essentiellement de méthane, c'est le produit de la fermentation de déchets organiques.
[93] Voir Partie 2, chapitre 2.1 (p. 64).
[94] Panneaux solaires thermiques dont la chaleur alimente directement un plancher chauffant.
[95] Panneaux solaires thermiques dont la chaleur alimente un système de chauffage et d'eau chaude avec une chaudière d'appoint.

4.2.4 Une priorité : les pavillons anciens

Ils sont environ 1,8 millions construits avant 1981 et chauffés à l'électricité[96]. Ce sont à la fois les logements les plus rentables à transformer, mais aussi ceux pour lequel le problème social est le plus aigu en cas de coupure ou d'interdiction dans des délais courts. Une partie importante de ces pavillons se situe hors d'accès du réseau gaz, puisque en France les producteurs d'énergie se partagent en général les zones d'habitations concernées. Une première mesure réglementaire sera d'interdire le zonage exclusif pour le chauffage électrique, et à l'inverse de l'imposer pour le chauffage collectif au bois qui nécessite un regroupement des points de consommation.

1,8 millions de pavillons anciens chauffés à l'électricité sont de véritables « passoires thermiques ».

L'idéal est d'effectuer le changement d'énergie en même temps que l'isolation thermique du bâtiment.

La substitution du chauffage électrique par un chauffage central simplifié permet de placer rapidement un circuit de radiateurs.

La chaudière peut le cas échéant regrouper plusieurs logements reliés à un système de cogénération situé dans un local isolé. De même, il faut installer dans un grand nombre de logements des appareils combinant chauffage et production d'électricité, sur le modèle de l'opération menée par l'opérateur EON dans la région de Manchester et décrite dans le chapitre sur la cogénération[97], basée sur des centrales à micro cogénération à moteur Stirling[98]. Pour ces développements, la production d'électricité des appareils est intégrée dans le chapitre sur la cogénération. Par contre, l'économie de courant par substitution du chauffage électrique par la chaleur provenant du gaz ou du fioul est totalisée dans le présent chapitre.

4.2.5 Les logements collectifs

Les contraintes dans les logements collectifs sont distinctes de celles des maisons individuelles tout d'abord à cause des volumes différents et de l'absence de locaux disponibles. Dans certains cas, les règlements intérieurs et les contraintes administratives des copropriétés ou des HLM empêchent l'adoption de solutions performantes. Un cadre législatif doit donc éviter que les solutions à partir d'énergies renouvelables ou de la cogénération soient bloquées par des minorités de copropriétaires ou par les syndics. Dans la perspective de la sortie du nucléaire sur 10 ans, le lancement d'un programme ambitieux de logements collectifs sobres qui générerait des économies d'énergies importantes est nécessaire, qu'il s'agisse de construire des cités universitaires, des maisons de retraite ou des foyers de jeunes travailleurs. Ces bâtiments seraient exemplaires tant dans le domaine des économies d'énergie que du recours aux énergies renouvelables.

4.2.6 Les actions immédiates

Il faut lancer dès que possible un régime particulier pour les habitations déjà équipées d'un tarif EJP ou Tempo[99]. Ces maisons ou appartements ont en effet souvent déjà acquis un

---

[96] Données 2002, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.
[97] Voir Partie 2, chapitre 2.3 (p.71).
[98] Production à petite échelle simultanée d'électricité et de chaleur avec un moteur à combustion externe au rendement élevé, le moteur Stirling.
[99] Le tarif EJP (Effacement Jours de Pointe) d'EDF permet de payer un tarif heures creuses toute l'année à condition d'accepter un tarif du kWh élevé pour 22 jours de consommation en pointe. Le tarif Tempo propose six tarifs d'électricité selon l'horaire et la saison.

chauffage d'appoint et se sont organisés en conséquence. Moyennant un approvisionnement en bois, ces maisons peuvent subir un prolongement de la période EJP sur plusieurs mois sans risquer que les habitants ne puissent plus se chauffer. Cependant cette stratégie est actuellement freinée pour des raisons institutionnelles : le réseau RTE ne rémunère pas le distributeur EDF pour les puissances évitées dans le transport, seule l'économie de production justifie actuellement le tarif EJP. Le tarif EJP, une fois relancé, représente une économie de plusieurs milliers de mégawatts en pointe.

En parallèle, sera lancé un programme massif de réhabilitation des inserts, d'installation de poêles ou de chaudières à granulés accompagnés d'une logistique d'approvisionnement. Ceci aura des effets plus rapides que le développement d'infrastructures lourdes comme les réseaux de chaleur. Plusieurs centaines de milliers de maisons peuvent être équipées chaque année, comme cela s'est passé pour l'installation de millions d'inserts durant les années 1970.

Dans l'habitat ancien près de 25 % de la chaleur est gaspillée du fait d'une isolation défectueuse.

Le secteur des logements équipés au tout électrique (en ville notamment) est un segment moins urgent à traiter, du point de vue d'un scénario à court terme, car il y a moins d'énergie consommée, moins de consommation en pointe et un coût plus élevé d'équipement en alternatives. Ces logements peuvent toutefois être munis de poêles à granulés, ce qui évitera l'investissement dans un système complet de radiateurs.

4.2.7 Interdiction ou limitation du chauffage électrique

Il faudra tout d'abord négocier l'engagement des distributeurs pour arrêter la vente de convecteurs neufs. Ceci devra être assorti d'un dispositif réglementaire avec une « prime à la casse » pour les convecteurs usés.

Simultanément, on devra s'atteler à la substitution rapide des chauffages d'une partie importante des logements actuellement chauffés à l'électricité. L'exemple du canton de Genève qui limite, via une réglementation, le nombre de chauffages utilisant l'électricité mais ne l'interdit pas formellement pourra être suivi. Ailleurs, on a purement et simplement interdit ce mode de chauffage qui représente un coût trop important pour la collectivité, comme au Danemark depuis 1985.

4.2.8 Les économies d'usage

Un effort important est à faire en matière de communication sur les comportements et les usages à adopter pour chauffer son logement. En effet, la loi réglemente d'ores et déjà la température de chauffage des pièces en hiver : 19°C dans les pièces à vivre, 17°C pour la chambre et 20°C dans la salle de bain[100]. Pourtant peu de gens sont au fait de cette réglementation prônant une température optimale d'une pièce en fonction de son utilisation dans le but de limiter la consommation de chauffage. La température de 19°C pourrait être considérée comme une perte de confort et de qualité de vie pour certains mais gageons que si cette relative baisse de confort permettait à terme de sortir du nucléaire alors ce volontarisme apparaîtrait beaucoup plus supportable. Convaincre de l'intérêt primordial que présente le respect d'une telle réglementation est d'autant plus important qu'un degré de plus engendre une surconsommation de chauffage de 7 %. Il n'est pas rare de retrouver dans les foyers français un confort thermique à 22°C, si ce n'est au-delà. Le respect de ces températures dépend également de l'absence d'humidité des pièces, ce qui justifie d'autant plus la rénovation massive de l'habitat ancien. C'est probablement au moins 25 % de la

[100] Réglementation Thermique 2005.

chaleur qui est aujourd'hui gaspillée, dans l'habitat ancien, du fait d'une isolation défectueuse, avant même toute substitution d'énergie. Ces économies diminueraient la consommation d'électricité tout comme celle d'énergies fossiles.

4.2.9 L'eau chaude sanitaire (ECS)

La consommation d'énergie pour l'eau chaude des ménages est de 3,8 Mtep[101] dont les deux tiers viennent de l'électricité[102]. 19,3 TWh sont consommés annuellement en électricité pour l'ECS[103]. Un programme de substitution des chauffe-eau électriques par 500 000 chauffe-eau solaires visant à une couverture de 60 % des besoins doit être lancé chaque année, le reste est fourni par le gaz naturel ou les systèmes de cogénération.
A noter que les chauffe-eau participent peu à la consommation de pointe car ils sont en général déclenchés par un signal du réseau électrique.
Les économies envisageables sont chiffrées à 3,15 TWh/an d'ici à 5 ans et 6,3 TWh/an dans l'optique d'une sortie en 10 ans du nucléaire.

4.2.10 La cuisson des aliments

Pour ce qui concerne la cuisson des aliments, le potentiel d'économie à 5 ans est de 2.6 TWh et sur 10 ans de 5,6 TWh sur un total de consommation des cuisinières et des plaques électriques de 10,5 TWh[104], qui pourrait à terme tendre vers zéro. Il faudrait pour cela instituer le remplacement de ce type de matériel qui participe au tout électrique de trop nombreux logements par des cuisinières à gaz. On procéderait à l'échange du matériel avec une « prime à la casse ».

4.2.11 La climatisation

Pour ce qui relève de la climatisation dans l'habitat, il faut dès à présent stopper la progression de ce type d'installations à l'usage des particuliers car ce sont de véritables gouffres à électricité. De plus, les fluides frigorigènes qui s'échappent des climatiseurs sont des gaz à effet de serre puissants qui contribuent au changement climatique. A l'heure actuelle, ce ne sont pas moins de 200 000 installations qui sont posées chaque année. Pour freiner l'essor de cette technologie qui encourage les gaspillages et de nombreux abus, il faut dès à présent interdire la climatisation dans le résidentiel et la réduire drastiquement dans les voitures. Il est nécessaire de développer des méthodes alternatives à la climatisation électrique, qui reposent d'ailleurs sur le bon sens, telles que l'architecture bioclimatique, les protections solaires des fenêtres ou tout simplement une meilleure isolation du bâti qui économisera l'énergie en été comme en hiver. La climatisation restera à l'avenir l'apanage des bâtiments du tertiaire où son apport est indispensable comme dans les hôpitaux et les maisons de retraite , et dans le cas où les solutions alternatives envisagées ne sont pas applicables.

Chaque année, 200 000 climatiseurs sont installés en France : ce sont de véritables gouffres à électricité.

[101] Un Mtep est un million de tonnes équivalent pétrole (tep). Le tep est une unité universelle de mesure d'énergie et un facteur de conversion de l'énergie.
[102] Données 2003, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.
[103] Données 2004, id.
[104] Id.

Actuellement la climatisation représente 0,2 TWh et pourrait augmenter jusqu'à 1 TWh selon RTE à l'horizon de 2015[105].

4.2.12 Les économies chez les agents des industries électriques et gazières

La suppression de la quasi-gratuité du courant chez le personnel des industries électriques et gazières peut être compensée financièrement. C'est depuis longtemps une proposition de certains syndicats. La consommation actuelle de ces agents est très supérieure en moyenne à celle des clients ordinaires. En simplifiant, on estime que ce sont 4 000 kWh qui peuvent être économisés chaque année par ménage comprenant un agent des industries gazières et électriques, soit près de 0,4 TWh à l'échelle nationale. Dans le cadre d'une sortie rapide, les agents se voient offrir une aide au changement complet de leur équipement électroménager et de leur mode de chauffage. De plus, il est possible de proposer aux agents de devenir diffuseurs d'appareils économes, de système de délestage ou de programmation, via les services locaux de distribution. Il est surtout essentiel d'obtenir une coopération des agents électriciens en tant que prescripteurs d'appareils électriques économes à destination des particuliers et des entreprises.
Cette économie recoupe cependant une fraction des économies sur le chauffage électrique. Elle est donc indiquée ici pour mémoire.

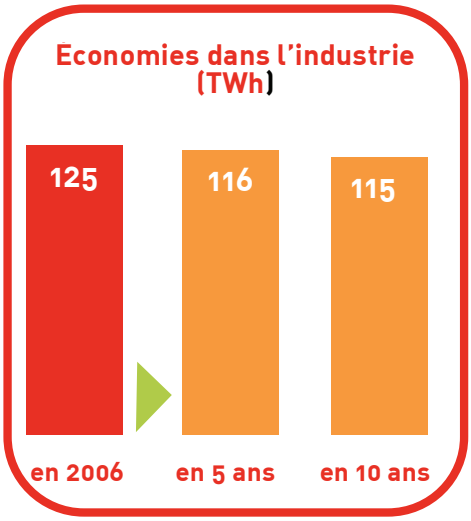
4.2.13 Total d'économies sur les usages thermiques

Économies d'électricité à usage thermique dans l'habitat		
	Sortie en 5 ans	**Sortie en 10 ans**
Eau chaude sanitaire (ECS)	3,15	6,3
Cuisson	2,6	5,6
Chauffage électrique	18,25	22,1
Gain général (TWh/an)	**24,0**	**34,0**
Puissance équivalente (MW)	**3 470**	**4 960**

[105] Selon les prévisions effectuées dans le cadre de la *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique Période 2005 - 2015* (PPI), 2006.

5 L'industrie

L'industrie est le secteur qui a su le mieux limiter ses consommations énergétiques au cours des deux dernières décennies. De façon régulière depuis les années 70, l'industrie a en effet diminué sa consommation de plus de moitié, à la fois en valeur absolue mais aussi en valeur spécifique pour certains produits intensifs en énergie (ciment, acier, verre). Cependant, la consommation d'électricité ne s'est réduite depuis cette époque que de 10 à 15 %. Parfois l'efficacité des procédés industriels justifie un transfert vers l'électricité, comme pour la chimie ou certaines formes d'électrométallurgie. Parfois au contraire, la tarification très basse d'EDF pour certains industriels a pu encourager un certain gaspillage. L'industrie a consommé 125 TWh en 2006[106].



5.1 Les usages thermiques de l'électricité

Les usages purement thermiques de l'électricité ont beaucoup diminué. Les chaudières électriques, un temps encouragées, ne représentent que 2 % environ des consommations d'électricité. Il reste quelques usages en cartonnerie, matières plastiques, mécanique, que l'on pourrait substituer, soit de l'ordre de 0,5 à 1 TWh/an. Quant aux autres usages thermiques de l'électricité, il s'agit souvent de cas où les procédés chimiques[107] justifient le recours à l'électricité (transformation des aciers, verre, fil, parachimie).

Le potentiel de la cogénération a été estimé à une économie de puissance électrique de 8 GW et de 26,5 TWh de production électrique à la fin des années 90 par le Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'Energie (CEREN), dont une partie importante dans l'industrie agro-alimentaire. Cependant, une partie des industries a évolué depuis et a diminué ses productions ou changé la nature des procédés utilisés. La production en cogénération dans l'industrie reste limitée en France à environ une vingtaine de TWh. L'objectif proposé à 5 et 10 ans est de tripler la part de la cogénération dans l'industrie, dont la moitié pour la cogénération sur la base de la biomasse dans les secteurs de l'agro-alimentaire, des eaux usées et des déchets. L'équipement de substitution est principalement la turbine à gaz permettant de produire de la vapeur, des moteurs à gaz et au fioul, et des turbines à vapeur à contre-pression[108] pour l'utilisation de bois en grosses chaudières reliées ou non à des réseaux urbains. Le ratio de production d'électricité considéré est de 30 % pour 50 % de production de vapeur. A noter que les prix élevés du fioul et de l'électricité sur le marché européen justifient ces nouveaux équipements qui désormais s'amortissent rapidement.

Il faut tripler la part de la cogénération dans l'industrie.

[106] *L'Electricité en France en 2006 : une analyse statistique*, 2007, Minefe.
[107] Pour obtenir une température très précise.
[108] Turbine à vapeur peu onéreuse qui permet de produire de la chaleur et de l'électricité.

Actuellement, l'industrie utilise pour ses besoins thermiques des combustibles fossiles totalisant environ 10 Mtep et 1 Mtep pour la production d'électricité[109]. Le triplement des équipements avec des turbines industrielles et des turbines à réinjection de vapeur[110] permettrait, dans un délai de 10 ans, la production de 13 TWh d'électricité dont une partie serait produite par la biomasse (comptés dans la partie « cogénération »[111]).
Pour les besoins du présent chapitre, il a été considéré que seules les chaudières électriques et une part limitée des usages thermiques de l'électricité ont été substitués par la cogénération ou d'autres procédés comme le solaire Haute Température[112]. Ceci représente en dix ans 50 % de ce poste de consommation de l'industrie, soit 4,8 TWh, 35 % sur cinq ans, soit 3,9 TWh.

5.2 La force motrice et l'électricité spécifique

Pour le reste des consommations, l'électrotechnique[113] et surtout les moteurs dominent nettement les bilans, soit plus des deux tiers des usages, pour environ 87 TWh annuels. Cet enjeu est dominant mais est peu favorable aux économies dans le cadre d'un plan de sortie rapide. En effet, soit il s'agit d'équipements très lourds dont l'investissement justifie peu des changements rapides, soit il s'agit de moteurs de petite taille. Le rendement de ces derniers est susceptible d'être fortement amélioré mais pour un gain unitaire faible. Reste l'éclairage sur lequel des usages peuvent être fortement améliorés, mais il s'agit d'un gisement limité.
Ainsi, la mise en place d'une norme de performance énergétique à l'échelon européen permettrait de faire gagner 7,7 TWh/an[114]. Cette norme devra instaurer un seuil énergétique maximal à ne pas dépasser pour chacun des procédés industriels recourant à l'utilisation de l'électricité. Sera visée par la norme : l'amélioration de l'efficacité des motorisations, de la compression d'air, du froid industriel et de l'éclairage. La réforme de l'éclairage peut être mise en œuvre et amortie rapidement, ainsi que la substitution des moteurs au rythme de leur amortissement.

Certains sites industriels consomment autant qu'une ville entière

Dans le cadre d'un programme de sortie accélérée du nucléaire, et pour des équipements de durée de vie de 30 ans ou plus, les deux-tiers des équipements pourraient être changés en 10 ans, soit un gain de 5,2 TWh. Grâce aux programmes sur l'éclairage, et à la substitution des équipements électriques, on peut économiser 4,3 TWh sur 5 ans.

5.3 Les possibilités de délestages temporaires

En complément de ces mesures, on peut procéder à un délestage temporaire de l'activité des plus importantes des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE). Ce délestage de certaines activités industrielles sera l'occasion de fermer temporairement les 10 plus

[109] Données 2004, Minefe 2005.
[110] La réinjection de vapeur permet de varier sur l'année les quantités produites, soit en augmentant la vapeur, soit au contraire en produisant plus d'électricité en utilisant la vapeur sous pression pour augmenter la production de la turbine. Ceci concerne des entreprises fonctionnant en continu et de taille importante (une demande égale à plusieurs dizaines de MW, Mégawatt = million de watt).
[111] Voir Partie 2, chapitre 2 (p. 63).
[112] La concentration du rayonnement solaire permet de produire de la chaleur à haute température.
[113] Regroupe les applications des courants forts de l'électricité.
[114] « *Pour des seuils minimaux de performance énergétique sur tous les appareils électriques.* », 2003, Benoit Lebot. *négaWatt*.

gros sites, durant une période d'une centaine d'heures. Comme par exemple Pechiney Dunkerque qui consomme plusieurs centaines de mégawatts pour l'électrolyse de l'alumine, étape du cycle de production de l'aluminium, ou encore les usines Solvay à Tavaux qui consomment autant d'électricité que la ville de Lyon à l'année[115]. Cette durée correspondra aux périodes de consommation de pointe de l'année, au cœur de l'hiver. Il est important de souligner que cette option est plus facilement applicable que celle visant à exiger purement et simplement la fermeture définitive de quelques industries. Ce délestage temporaire peut se faire suivant le modèle norvégien : contre compensation financière et avec un délai de préavis suffisant pour réduire la puissance appelée en pointe de manière très significative. Il est alors possible d'envisager une économie de puissance importante durant les pointes saisonnières, permettant au parc électrique alternatif d'être viable durant l'année entière, et ce même à très court terme. En cas de simple écrêtage des consommations, le gain pour l'image de marque des firmes concernées pourrait être supérieur à des compensations financières.

L'industrie de l'aluminium est parmi les plus importantes consommatrices d'électricité.

Enfin, en cas d'urgence, un rationnement pourrait être effectué dans l'industrie, par exemple sur le modèle du Brésil il y a une dizaine d'années. La croissance de la demande et de l'économie brésiliennes ne permettait pas de faire face aux investissements nécessaires. L'expérience a montré que les industriels qui s'étaient vu imposer des réductions de consommation électrique de 10 % n'ont pas ensuite rattrapé leur consommation antérieure.
Ce potentiel additionnel d'urgence n'est pas décompté des bilans. Il pourrait représenter 10 % de la consommation électrique de l'industrie, soit 12,5 TWh.

[115] Le site de Pechiney Dunkerque produit à lui seul 215 000 tonnes d'aluminium primaire par an soit 50 % de la production nationale. Solvay consomme annuellement 1 450 GWh.

5.4 Débats sur les usages industriels

Au-delà de la maîtrise de l'énergie dans l'industrie, les arguments d'un scénario de sortie du nucléaire visent à démontrer la viabilité d'une voie alternative. Dans ce registre se pose la question du choix social des consommations et des productions. C'est ainsi l'utilité sociale des productions industrielles qui est à évaluer. Dans l'optique d'une sortie rapide du nucléaire, il ne peut être écarté la possibilité de limiter l'offre industrielle pour toutes les branches représentant des sources de gâchis énergétique.

Un bon exemple est l'industrie de l'aluminium qui se trouve être l'une des plus grosses consommatrices d'électricité. En effet, la production d'aluminium induit une consommation d'énergie calamiteuse : de l'ordre de 15 kWh consommés pour 1 kg d'aluminium primaire produit[116].

Il est souhaitable de limiter volontairement l'utilisation de l'aluminium dans les produits manufacturés lancés sur le marché, ce qui aura pour seconde vertu de limiter par la même occasion les volumes de déchets. La mise sur le marché des dosettes de café en capsule est une parfaite illustration de ces nouveaux produits inutiles qui ne respectent pas l'environnement et encouragent l'explosion de la consommation énergétique. En parallèle à cette limitation des utilisations de l'aluminium, il est important de prôner la fin de la production d'aluminium à partir de minerai et l'essor de la production à partir d'aluminium lui-même recyclé.

A travers cet exemple de l'industrie de l'aluminium, c'est l'ensemble des industries très grosses consommatrices d'énergie – emballages, plastiques, chimie, pétrochimie, béton – qui sont à analyser de près pour trouver les moyens de réduire leurs besoins, voire reconsidérer l'utilité sociale de leurs productions et envisager des reconversions. Deux méthodes sont à combiner : utiliser au maximum les possibilités offertes par le recyclage et limiter à la source les besoins énergétiques en pénalisant financièrement l'offre de produits manufacturés inutiles, polluants et dangereux.

5.5 Total d'économies sur l'industrie

Économies dans le secteur de l'Industrie		
	Sortie en 5 ans	**Sortie en 10 ans**
Usages thermiques de l'électricité	3,9	4,8
Force motrice et électricité spécifique	4,3	5,2
Gain général (TWh/an)	**8,2**	**10**
Puissance équivalente (MW)	**329**	**720**

[116] Sans même parler de la transformation en produit fini. Les fours d'aluminium consomment dans le monde l'équivalent d'un pour cent de la consommation énergétique mondiale.

Sortie
SOLAIRE
EOLIEN
BIOMASSE

Deuxième partie :

L'offre d'électricité sans nucléaire

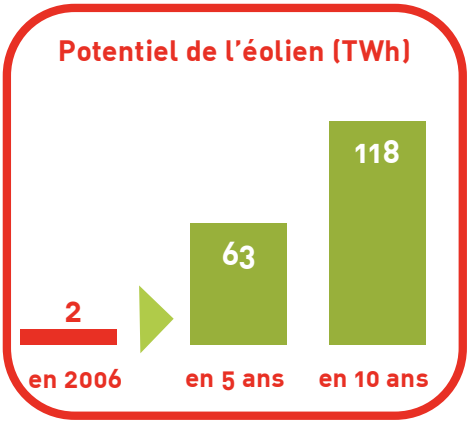
1 La production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables

1.1 Les énergies renouvelables disponibles aujourd'hui pour une utilisation massive[117]

1.1.1 L'éolien terrestre et offshore[118]

Le potentiel de l'éolien

Le potentiel de l'éolien en France est colossal du fait de la géographie du territoire, qui en fait le deuxième pays le plus venteux du continent (derrière le Royaume-Uni) avec trois grandes façades maritimes. Le potentiel éolien maximal de la France est estimé par différents bureaux d'études à 85 TWh en éolien terrestre et à 477 TWh en off-shore[119].



L'éolien terrestre

Mais à quel rythme la construction d'éoliennes est-elle envisageable en cas de crise ?

Pour rendre crédible un développement ambitieux de l'éolien en France, il faut nous appuyer sur l'implantation réelle de l'énergie éolienne dans le monde.

Les constructions les plus importantes en 2007 se trouvent en Espagne avec 11,8 GW installés[120] et en Allemagne avec 20,6 GW installés[121]. L'Allemagne a mis en service 3,2 GW sur l'année 2002 et en 2006 les Etats-Unis ont installé 2,4 GW[122]. Un lancement similaire est envisageable en France si le

La France est le deuxième pays le plus venteux du continent

[117] La biomasse est présentée dans la Partie 2, 2ième chapitre *La production d'énergie électrique en cogénération*.
[118] Qui est aussi appelé éolien maritime.
[119] Selon une étude de BTM Consult de 1993, le potentiel éolien terrestre est de 85 TWh/an en France.
Les cabinets Garrad Hassan et Germanischer Lloyd évaluent le potentiel éolien offshore (maritime) français à 477 TWh/an (440 pour l'Atlantique, 37 pour la Méditerranée) : *Study of Offshore Wind Energy in the EC*, Windtest, 1995 (Joule 1 Project).
[120] Données 2007, Réseau Electrique d'Espagne. http://www.ree.es/pasarela/index_eolica.htm
[121] Données 2007, German WindEnergie Association. http://www.wind-energie.de/de/statistiken/
[122] *Mise en service d'éoliennes en Allemagne entre 1990 et 2006*, bureau d'études Dewi GmbH : http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/31.12.06/Statistik_2006_Ende_06_PK.pdf ; Données 2007 pour les Etats-Unis (World Wind Energy Association).

cadre institutionnel est favorable, accompagné du feu vert politique et d'une levée des barrières administratives, comme celles du Réseau de Transport d'Electricité. Au-delà de la puissance installée, se pose la question de l'approvisionnement des chaînes de montage, voire même la question des quantités de matériaux à livrer. Le rythme d'installation sur un délai de 5 ans est légèrement supérieur à 2,7 GW par an. A ce rythme soutenu, la puissance installée terrestre égalerait 11,8 GW pour un niveau de production de près de 30 TWh sur cinq ans, et 24,3 GW pour une production de près de 60 TWh sur 10 ans. Ainsi il faudrait en France construire approximativement 4800 éoliennes d'une puissance de 2,5 MW sur 5 ans et 9600 sur 10 ans.
Ce rythme s'appuie sur l'exemple bien réel de l'Allemagne qui, entre 2000 et 2005, a mis en service 12,6 GW d'éoliennes.[123] En outre, l'Etat français, pour respecter la directive européenne qui prévoit 20 % d'énergie d'origine renouvelable en Europe d'ici 2020, doit construire 13,5 GW d'éolien d'ici 2010 et 17 GW pour 2015[124]. En conséquence, l'objectif éolien du scénario sur 5 ans est considéré acquis.

L'éolien off-shore

En ce qui concerne l'éolien off-shore, la connexion du réseau électrique au rivage est essentielle et doit être menée de front de manière à accroître l'implantation d'éoliennes off-shore. En France, quatre centrales nucléaires ont été construites en façade maritime, soit Flamanville, Penly, Paluel, Gravelines, chacune face à des mers dont le potentiel éolien est important. Une autre zone favorable est située face à Port-La-Nouvelle sur la Méditerranée. Dans chacune de ces zones, en cas de fermeture rapide des centrales existantes, il est possible de créer une connexion en mer pour implanter plusieurs gigawatts (GW) d'éolien à distance de la côte, par exemple à 15-25 km.

---

[123] Id.
[124] *Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à l'horizon 2020*, 2007, Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

A titre d'ordre de grandeur, un réacteur nucléaire de 1450 MW fonctionnant avec un taux de disponibilité de 80 % produit annuellement 10 TWh. La même quantité d'électricité peut être fournie par 2 600 MW d'éoliennes offshore placées en Manche (sur la base des 3800 heures équivalentes à plein régime). C'est-à-dire par un champ d'éoliennes d'environ 20 km de côté qui alimente un câble relié au rivage ou un réseau plus maillé reliant, par exemple, les sites nucléaires en cours d'arrêt (densité de 6 MW/km²).
Dans un premier temps on construirait entre 10 et 15 fermes éoliennes (selon la puissance choisie) en série dans les 5 ans, soit l'installation d'une puissance de l'ordre de 10 GW (30,8 TWh produits) en se basant sur les sites portuaires, industriels, généralement accessibles à faible distance. Le projet de ferme éolienne off-shore de 1000 MW « London Array », dans l'estuaire de la Tamise, montre qu'il est possible de construire des champs d éoliennes maritimes de dimension importante.[125]

En l'espace de 10 ans, il est possible de lancer une série notable de constructions off-shore concédées si l'Etat s'engage sur la construction du réseau électrique approprié (une connexion au large), et si le financement est lié à un engagement sur un délai précis, tout en donnant aux industriels des garanties suffisantes[126]. Il est alors possible de lancer 15 GW d'éolien off-shore (soit une production de 57 TWh), par parcs de 500 à 1 000 MW. Une telle quantité implique des commandes passées plusieurs années auparavant aux industriels, sur la base de marchés globaux, soit plusieurs centaines de machines de grande taille par an. Un étalement des commandes permet cependant de mieux lisser la création des unités de fabrication et donc l'emploi. Se pose en effet à la fois une question logistique d'approvisionnement et de construction des chaînes de montage de l'électromécanique mais aussi des fondations ; une question de rythme de fabrication sur ces chaînes ; puis les limitations de l'implantation et donc de moyens d'intervention et de levage en mer. A noter que pour de tels programmes, la valeur ajoutée produite en France devient plus importante puisque les pouvoirs publics peuvent mieux négocier les implantations industrielles. Quant aux coûts, ils sont alors en forte baisse unitaire après une période d'apprentissage, et donnent à une telle industrie une base de départ pour exporter ultérieurement[127]. L'industrie éolienne possède les moyens de construire le nombre de machines requis puisqu'elle connaît aujourd'hui (2007) un développement exponentiel qui devrait encore s'amplifier dans les prochaines années au vu de ses carnets de commande.

Un parc d'éoliennes off-shore de 20 km de côté produit autant d'électricité qu'un réacteur nucléaire.

Ces chiffres de construction volontaristes peuvent probablement encore être augmentés mais au détriment de la cohérence industrielle. Il faut bien sûr prendre en compte l'inertie administrative et la concertation obligatoire dans la législation française (débats publics, enquêtes publiques).

[125] Le projet London Array consiste en la construction entre 2008 et 2010 d'un parc de 271 éoliennes au large des côtes anglaises (http://www.londonarray.com/).
[126] En cas de programme éolien important lancé par la France, les projets seront en concurrence sur le marché mondial avec d'autres pays plus avancés en la matière. La France a en effet connu nombre de changements de législation qui rendent plus que méfiants les acteurs concernés.
[127] Le coût complet d'une telle opération est estimé entre 600 000 et 1 million d'euros au MW installé pour l'éolien terrestre. Il est à noter que les coûts sont de 50 à 100 % plus élevés pour les machines installées en mer par rapport aux éoliennes terrestres, prix destiné à baisser rapidement si des constructions aussi importantes sont décidées.

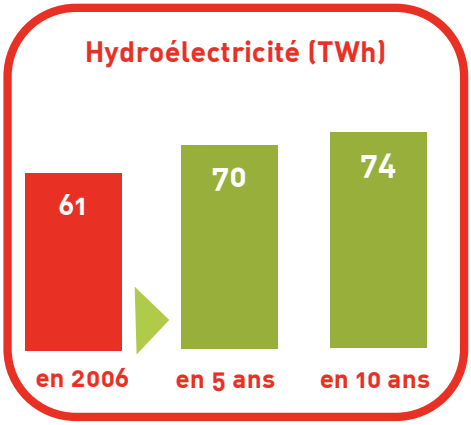
La production éolienne est répartie sur l'année[128] et alimente le réseau Moyenne Tension ou – dans le cas de l'off-shore – le réseau THT[129].
En 10 ans, la part de l'éolien dans la production électrique française serait donc en forte augmentation. Cette proportion importante pour la France est gérable, en particulier grâce à son important parc hydraulique – et notamment grâce aux installations de pompage-stockage ou de volants d'inertie[130].

Offre éolienne				
		Actuellement	**Dans 5 ans**	**Dans 10 ans**
Éolien terrestre	Puissance (MW)	2000	11 800[131]	24 300[132]
	Production (TWh/an)	2,2	30	59,4
Éolien off-shore	Puissance (MW)	0,0	10 000	15 000
	Production (TWh/an)	0,0	30,8	57
Total éolien	**Puissance (MW)**	**2000**[133]	**21 800**	**39 300**
	Production (TWh/an)	**2,2**[134]	**60,8**[135]	**116,4**[136]

[128] Le nombre d'heures de fonctionnement donne une production annuelle, mais en réalité l'éolien fonctionne sur la plus grande partie de l'année à puissance partielle, avec une augmentation des productions moyennes lors des mois d'hiver.
[129] Le réseau Moyenne Tension est composé de lignes à 20 000 volts et le réseau Très Haute Tension (THT) de lignes à 400 000 volts et à 225 000 volts.
[130] Voir Partie 1, chapitre 1.3 (p. 19).
[131] Non prise en compte de la puissance installée.
[132] Id.
[133] Puissance installée à la mi-juin 2007.
[134] Données 2006, *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France 2006*, p.10, RTE, 2007.
[135] Offre en supplément de la puissance installée actuellement.
[136] Id.

1.1.2 L'hydroélectricité

Des potentiels réels



L'hydroélectricité, appelée autrefois « la houille blanche » pour son fort potentiel, a été développée en majorité avant la seconde guerre mondiale et jusque dans les années 1950. Aujourd'hui, il n'est plus possible de construire de grands barrages hydroélectriques sans fragiliser l'environnement. L'hydroélectricité participe, en moyenne, à la production de 10 % de l'électricité en France.

Selon le *« Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France »* du Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi (Minefe), il existe un potentiel de 7 TWh en France atteignable sur un délai de 10 ans[137]. Ce potentiel prend en compte les contraintes réglementaires de protection de l'environnement. En 5 ans, la moitié de ce potentiel est disponible, soit 3,5 TWh. Il existe un potentiel technique maximum de 28 TWh mais qui demanderait de prendre des libertés concernant la protection des cours d'eau et de l'environnement en général, ce que nous ne ferons pas[138]. De plus, ce potentiel ne serait pas accessible dans les délais impartis. Un potentiel de 13,4 TWh pourrait être exploité sur des délais supérieurs à 10 ans tout en intégrant les contraintes environnementales.

Une partie des augmentations de production proviendrait de l'amélioration des rendements de turbines de barrages de petite et moyenne taille, ou encore de la limitation des

[137] *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, Fabrice Dambrine, Minefe, 2006.
http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/rap-hydraulique-2006.pdf
[138] Id., p.23.

consommations internes aux sites, des travaux qui ne peuvent se faire en urgence mais peuvent rapporter parfois des quantités importantes d'électricité. Sur 10 ans, une augmentation de la production de 2 TWh (dont la moitié sur 5 ans) est réalisable grâce à l'optimisation de l'existant[139].

Certaines installations peuvent être rénovées en installant des échelles à poissons performantes et en favorisant l'aération des débits, mais aussi en ajoutant des turbines supplémentaires en cas de pointe. Ceci permettrait d'augmenter légèrement la capacité de production de certains sites en hiver. De telles opérations sont cependant coûteuses et ne peuvent être réalisées que sur le long terme.

De façon plus immédiate, il est possible de mettre en place un régime modifié des éclusées[140] permettant de se caler au mieux sur les consommations diurnes/nocturnes, voire dans certains cas sur les consommations semaine/week-end. Ceci est en particulier le cas pour les barrages-réservoirs, dont la production peut être modulée pour qu'ils soient remplis en cas d'une forte production éolienne. Un tel régime de pompage-stockage existe déjà sur la centrale de la Rance, dont les éclusées sont réalisées en fonction des prévisions de demande électrique et non seulement en fonction des marées. Cette question est prioritaire en cas de sortie rapide du nucléaire.

Hydroélectricité : une nette augmentation de la production est réalisable en améliorant le parc existant et en favorisant la micro-hydraulique.

Il est important de souligner l'évolution récente du climat qui est défavorable au parc hydroélectrique, dont les installations se situent majoritairement au sud de la France, sujet à des sécheresses, et sous les glaciers alpins, en voie de diminution importante. La production hydraulique pourrait donc baisser durablement à cause des effets du changement climatique en France[141]. Ce phénomène a été identifié au Québec. De plus, les travaux de rénovation des installations hydroélectriques d'EDF, prévus entre 2007 et 2011, vont probablement conduire à des diminutions périodiques de la production.

L'augmentation de la production de la petite et micro-hydraulique est non négligeable. Elle est évaluée sur 10 ans à 2,7 TWh, dont la moitié sur 5 ans (1,35 TWh)[142]. Le lancement d'une campagne d'équipement serait favorisé par la forte augmentation des tarifs de rachat de l'électricité et une aide pour les aménagements de sites. Les bénéfices dégagés par la production des nouveaux équipements de très petite hydraulique pourraient être versés à l'entretien, souvent négligé aujourd'hui, des cours d'eau. Un accord de bassin comprenant le renouvellement d'équipements mais aussi des aménagements destinés à améliorer la diversité des milieux, et des suppressions de seuils non équipés, serait passé avec les acteurs en échange d'une augmentation globale des productions. Une telle négociation puis la réalisation d'aménagements se font sans doute sur un délai de 10 ans. En conclusion, ce potentiel est à la fois réel et démontré, mais son exploitation pose des questions de durée de

---

[139] Id., p.28.
[140] Retenues hydroélectriques au fil de l'eau qui permettent de répondre à la consommation en pointe.
[141] *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France 2006*, p.1, RTE, 2007. http://www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pdf/elec-analyse-stat.pdf
[142] *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, p.27, Fabrice Dambrine, Minefe, 2006.

mise en œuvre, de consensus des acteurs, de choix technologiques, pour des quantités finales d'énergie modestes.
Il existe un potentiel de 1,9 TWh concernant la moyenne hydraulique[143]. Ceci représente 16 installations de suréquipement de l'existant de 30 MW chacune.

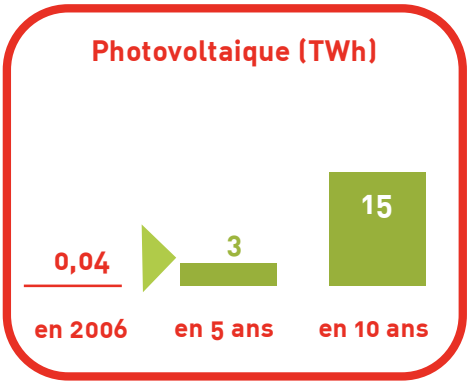
Il reste également les ressources plus dispersées situées dans les réseaux d'adduction[144] et d'évacuation des eaux. Les gestionnaires des bassins peuvent être dotés d'objectifs chiffrés sur leurs consommations internes, ce qui peut les inciter soit à économiser sur des consommations parasites, soit à augmenter les performances de leurs équipements, mais aussi les pousser à s'équiper de pico-turbines[145] sur une partie de leurs équipements.

Offre hydroélectrique				
		Actuellement	**Dans 5 ans**	**Dans 10 ans**
Grande et Moyenne hydraulique	Puissance (MW)	21 860	22 650	24 230
	Production (TWh/an)	54,4[146]	61,6[147]	63,8
Petite et Micro hydraulique	Puissance (MW)	2 040[148]	2 410	3 140
	Production (TWh/an)	6,5	8,8	10,2
Total hydraulique	**Puissance (MW)**	**23 900**	**25 060**	**27 370**
	Production (TWh/an)	**60,9**	**70,5**	**74**

[143] Id., p.27 La moyenne hydraulique concerne les installations dont la puissance se situe entre 20 et 50 MW.
[144] Réseau d'eau potable.
[145] Turbines de petite dimension à la puissance inférieure à 10 kW.
[146] *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France 2006*, p.10, RTE, 2007.
[147] La production annuelle du parc hydraulique d'ici 5 et 10 ans a été évaluée en calculant la moyenne de la production hydraulique des 10 dernières années (1996-2006), soit 67 TWh.
[148] Données 2005, *Baromètre de la petite hydraulique*, EurObserv'Er, 2006.
http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro174.pdf

1.1.3 Le solaire photovoltaïque

Le potentiel global du solaire photovoltaïque est particulièrement important. Le potentiel français est tout aussi significatif, en voici l'illustration : un peu plus de 2% du territoire français en métropole est constitué d'espaces bâtis[149], soit 11 440 km². Si on pose 5000 km² de modules photovoltaïques sur cette surface, avec un rendement électrique similaire à un des grands projets récents de centrale photovoltaïque[150], on pourrait dégager chaque année 450 TWh d'électricité. Il s'agit de la quasi-totalité de la consommation électrique française en 2006[151].



Solaire photovoltaïque
Technologie qui permet de convertir directement la lumière en électricité grâce à des semi-conducteurs à base de silicium, les cellules photovoltaïques.

Dans l'optique de la reconversion énergétique de la France, il est essentiel que chaque nouveau bâtiment construit ou rénové accueille des modules photovoltaïques. Cette obligation est à inscrire dans la réglementation du bâti et peut se comparer à l'obligation en Espagne[152] de poser des panneaux solaires thermiques sur le nouveau bâti[153].

En France, le solaire photovoltaïque a vraiment décollé en 2006. Les nouveaux tarifs de rachat du KWh photovoltaïque, parmi les plus élevés d'Europe (de 30 c€/kWh à 55 c€/kWh) et le passage du crédit d'impôt à 50 % pour l'achat d'installation photovoltaïque ont dynamisé un marché qui a progressé de 122 % entre 2005 et 2006.[154]

L'utilisation de faibles puissances raccordées sur le réseau basse tension[155] est désormais maîtrisée, mais il reste en France des difficultés d'ordre institutionnel qui seraient résolues par une loi cadre sur la production décentralisée donnant au consommateur un accès au réseau sur une base simplifiée pour des faibles puissances. L'apparition de systèmes « plug and play »[156] qui sont reliés directement au réseau en aval du compteur ou qui intègrent eux-mêmes un dispositif de comptage seraient incorporés dans ce cadre législatif. En échange d'un abonnement normal d'électricité, le consommateur bénéficierait alors de l'accès au réseau de façon générale, mais pourrait aussi injecter du courant lorsqu'il n'utilise pas la production de son installation photovoltaïque.

Si des panneaux photovoltaïques étaient posés sur la moitié des bâtiments de France, ils produiraient la quasi-totalité de la consommation électrique française

---

[149] Données 2006, *10 indicateurs clés de l'environnement*, Institut Français de l'Environnement (IFEN). http://www.ifen.fr/donIndic/Donnees/IndicCles/index.htm
[150] La centrale photovoltaïque Waldpolenz en Allemagne d'une puissance de 40 MW (400 000 m² de modules=40 GWh/an). Elle sera achevée en 2009.
[151] 94% de la consommation intérieure française en 2006.
[152] Voir le Plan des Energies Renouvelables 2005-2010 de l'Espagne : 60 % de l'eau chaude doit provenir du solaire thermique dans les nouveaux bâtiments.
[153] Les panneaux solaires thermiques produisent de l'eau chaude sanitaire.
[154] Notamment grâce à l'arrêté du 10 juillet 2006 (Minefe).
[155] Réseau électrique à une tension de 230 à 400 volts.
[156] "Branchez et allumez". Par extension : systèmes immédiatement disponibles.

Cependant, on se heurte ici à la fois à une question de coût mais aussi de logistique industrielle. La limitation immédiate (à 2 ans) est la disponibilité du silicium, principal composant des modules photovoltaïques. Sur un horizon court, c'est alors la construction des usines qui doit être considérée comme le facteur limitant. Si cette limitation du nombre d'unités de fabrication a pu limiter à quelques centaines de mégawatts-crête[157] la diffusion du photovoltaïque dans les marchés porteurs comme le Japon ou l'Allemagne, la donne est aujourd'hui en train de changer avec une production mondiale de panneaux photovoltaïques d'une puissance égale à 2,5 GWc en 2006[158]. La France est en passe de devenir un producteur de silicium et plusieurs usines vont y voir le jour dans les prochaines années[159]. La disponibilité du silicium s'améliore.

A noter que l'énergie consommée par le silicium est importante, il vaut mieux répartir les éléments de la filière de production en implantant les fonderies près de lieux de production d'hydroélectricité bon marché (Afrique, Brésil, Norvège) et produire le reste des modules en France ou sur place. Ceci serait l'objet d'un programme massif de coopération en Afrique[160]. Une fois les usines construites (dans un délai de 3 à 5 ans), la montée en puissance de la production photovoltaïque en France dépasserait 500 MWc/an par unité de production de construction des panneaux. Il est possible de lancer plusieurs usines en parallèle qui seraient exploitées sur la base d'une tarification « cost-plus »[161] par l'opérateur électrique, ou sur une base d'appel d'offres sur les productions.

---

[157] Le Watt-crête (Wc) est la puissance maximale fournie par un module photovoltaïque sous un ensoleillement de 1 000 W/m2 à 25°C. MWc = Mégawatt-crête = million de watts-crête.

[158] GWc = Gigawatt-crête=milliard de watts-crête, Données 2006, *Baromètre du photovoltaïque*, EurObserv'Er, 2007

[159] Construction en 2008 de l'usine de production de silicium SILPRO à Saint-Auban.

[160] Ceci peut faire l'objet d'une coopération de type MDP (mécanisme de développement propre), comme prévu dans le Protocole de Kyoto, de tels projets compenseraient des émissions excessives de gaz à effet de serre en France lors de la sortie en 5 ans.

[161] C'est-à-dire une prise en charge par l'Etat sous forme d'un contrat de régie directe ou d'une gestion déléguée de la seule fabrication. Sur cette base, l'opérateur national prend le risque industriel mais conserve l'éventuel bénéfice (ou pertes) lié à la commercialisation. Il s'assure ainsi du respect des délais, primordial dans le cas présent.

Au bout de quelques années de production, le facteur limitant est donc à la fois l'assemblage et la manière de situer les capteurs, avec en priorité des emplacements extérieurs commerciaux (sites d'entrepôts et d'usines) mais aussi des surfaces extérieures (pâturages par exemple).
1 TWh produit par des modules photovoltaïques représente un peu moins de 10 km² de surface au sol (1000 hectares) dont une partie peut être utilisée à d'autres usages, comme par exemple des parkings. A titre d'exemple, voici le tableau (ci-dessous) qui présente la production de dix-neuf usines lancées en séquences sur 10 ans. La production cumulée annuelle est indiquée en final, ainsi que la surface correspondante en km². La production considérée des modules photovoltaïques se situe dans la moyenne française d'un ensoleillement à « taux plein » de 1 200 heures par an.

programme de construction d'usines de modules photovoltaïques			
Année	4	5	10
1 usine	500	500	500
2 usines		500	500
3 usines			500
4 usines			500
5 usines			500
Puissance cumulée (MWc)	500	2000	9500
Production attendue (TWh)	0,8	2,4	12
Surface nécessaire (km²)	5,5	16,5	82,5

Dans ce tableau, on a présenté la surface équivalente nécessaire pour placer les capteurs sur la base d'un rendement moyen proche des rendements rencontrés actuellement sur des produits industriels. Il est possible que les produits les plus compétitifs à l'avenir (rubans continus, films plastiques) représentent une surface plus grande.
Le point essentiel de cet exercice est de démontrer que les ordres de grandeur importants ne limitent pas le développement du photovoltaïque.

La production locale d'électricité sans transport permet une économie de 10 % sur le coût de l'énergie.

Ces constructions se situeraient pour partie dans des zones où l'agriculture est défavorisée, ou encore dans des zones de production hydroélectrique pour compenser la production intermittente des modules photovoltaïques[162].
Pour une répartition rapide des produits, on donnerait aux distributeurs d'énergie régionaux la responsabilité de placer une partie des panneaux directement chez les consommateurs ou près des transformateurs basse tension. Les centres de distribution (EDF ou centres de distribution indépendants dans le cas de zones rurales) auraient alors un objectif quantifié de placement de capteurs solaires, négocié annuellement.
A titre plus symbolique, la fin du statut dérogatoire des agents des industries électriques et gazières vis-à-vis de leur consommation d'énergie peut également être mise à profit pour accélérer l'apprentissage technique et la mise en œuvre des productions délocalisées de

[162] Les panneaux photovoltaïques donnent plus d'énergie l'été que l'hiver et ne produisent pas d'énergie la nuit.

modules photovoltaïques. Ceci s'effectuerait en mettant à la disposition de ces agents une surface donnée de capteurs sur leur toiture ou à proximité, compensant une partie de leur consommation d'électricité.

Production en 5 et 10 ans

Les estimations de production sont particulièrement volontaristes et représentent une puissance cumulée de 2 000 MW sur 5 ans et de 9 500 MW sur 10 ans.

Les dix premières années, le crédit d'impôt pour l'équipement en modules photovoltaïques serait spécialement destiné aux habitants des régions situées au sud d'une ligne La Rochelle-Genève, de façon à obtenir une moyenne d'ensoleillement de 1 350 heures sur les installations de micro-production domestique. La production regroupée serait concentrée sur la région méditerranéenne, qui bénéficie de 1 800 heures d'ensoleillement au total sur l'année. La région toulonnaise bénéficierait alors d'une puissance additionnelle en pointe d'été, ce qui est en phase avec sa consommation tendancielle. On a considéré que les premiers champs de capteurs seraient concentrés sur cette région et en Corse. Cette proportion retomberait après dix années car le prix du matériel deviendrait alors moins problématique tout comme le taux d'ensoleillement des implantations. Au total, la productivité des centrales solaires est estimée en moyenne à 1 580 heures par an durant les premières années, cette moyenne retombant à 1 280 heures après la 10ème année.

A noter que le bénéfice représenté par une production locale d'électricité sans transport est de l'ordre de 10 % sur le coût de l'énergie.

Offre photovoltaïque			
	Actuellement	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Puissance (MW)	41[163]	2000[164]	9500[165]
Production (TWh/an)	0,04	3,2	15,2

1.1.3.1 Le photovoltaïque délocalisé

Une mesure complémentaire serait le développement en masse d'installations photovoltaïques dans les régions du sud de l'Europe. En effet, la France pourrait très bien, sous la forme d'investissements à l'étranger, bénéficier d'une forte production électrique d'origine solaire. En investissant massivement dans des centrales solaires, dans le sud de l'Italie par exemple, la France pourrait à l'aide d'un partenariat bénéficier de manière privilégiée d'un courant « renouvelable » en grande quantité. Il serait possible de tabler sur un rythme d'installation de 1 000 MWc par an pour arriver à un parc de 10 000 MWc en 2015 produisant 22 TWh annuels[166]. Néanmoins, cette offre nécessiterait le développement d'un réseau électrique Haute Tension dont on connaît les conséquences sur le paysage et les

[163] Données 2006, *Le marché du solaire photovoltaïque en France et dans le monde,* Stratégie et études n°3, juin 2007, Ademe 2007.
[164] Non prise en compte de la puissance installée actuellement.
[165] Id.
[166] Pour un parc avec un coefficient de productibilité de 17 % soit 2000 heures d'ensoleillement dans le sud de l'Italie.

risques sanitaires. En outre, une préférence est donnée dans cette étude à un développement local des énergies renouvelables, au plus près du consommateur.

1.2 Les énergies renouvelables en développement : l'énergie houlomotrice, l'énergie marémotrice, la géothermie électrique.

L'énergie houlomotrice *exploite l'énergie créée par le déplacement de la mer sous l'action de la houle.*
L'énergie marémotrice *exploite l'énergie des marées.*
L'énergie géothermique *exploite la chaleur des profondeurs de la terre.*

Ces trois sources d'énergie possèdent un potentiel prometteur mais leurs développements technologiques ne sont pas encore arrivés à maturité. Ainsi, sur un horizon de 10 ans, il est difficilement envisageable de compter sur des productions autres qu'expérimentales. Ces technologies peuvent néanmoins assurer, à moyen terme, après la sortie du nucléaire, un complément important dans le bilan énergétique qui permettrait d'éviter la consommation de gaz importé et la production de gaz à effet de serre.

1.2.1 L'énergie de la houle, l'énergie des marées

Il existe déjà une production marémotrice en France, celle de l'usine marémotrice de la Rance. Les développements actuels sont basés sur des centrales situées en pleine mer ou sur des fonds marins sans barrage. Cependant, des productions électriques conséquentes sont encore trop lointaines pour les intégrer massivement dans des scénarii de sortie du nucléaire à court terme.
Dense, l'énergie de la houle présente aussi l'avantage d'être prédictible lorsqu'elle met en jeu les courants de marée.

Les hydroliennes
A l'instar des éoliennes qui captent l'énergie cinétique des vents, les hydroliennes sont des turbines immergées qui exploitent les fortes vitesses des courants marins pour produire de l'électricité.

Potentiel
Pour ce qui est de l'essor de l'énergie hydrolienne**,** de nombreux projets d'envergure commencent d'ores et déjà à voir le jour en divers points d'Europe (Ecosse, Norvège, Angleterre, Australie). EDF estime le potentiel électrique européen exploitable dans une fourchette allant d'une puissance de 8,7 GW à 10,7 GW produisant au final de 23 TWh à 42 TWh annuels (80 % du potentiel total concerne le Royaume-Uni et la France)[167].
Le potentiel à moyen terme pour le territoire français est estimé à une puissance installée cumulée entre 2,5 et 3,5 GW pour une production allant de 5 à 14 TWh[168].

Nous intégrons, à titre de pilote, une première série d'hydroliennes. La production attendue serait très faible, et donnée comme exemple dans le tableau suivant :

Puissance Unitaire (MW)	Nombre d'installations	Heures annuelles	Production (TWh)
0,3	100	4000	0,12

[167] *Estimation du potentiel hydrolien européen « théorique et réaliste »,* Plan Energie pour la Bretagne – Réunion « Energies marines », 2006, EDF. http://energie.region-bretagne.fr/DOCS/64.pdf
[168] Id.

Quant à l'énergie des vagues, un des principes expérimentés actuellement est la machine Pelamis[169], véritable « serpent hydroélectrique » d'une longueur de 120 mètres flottant en surface, composé de tronçons qui transforment la force de la houle en courant électrique. Chaque machine a une puissance de 750 kW. Un parc constitué de ces bouées houlomotrices, d'une puissance cumulée de 30 MW, devrait être capable d'alimenter à lui seul 20 000 foyers. Les énergies renouvelables maritimes ont donc un potentiel important. Elles permettraient par exemple à terme à l'Ecosse de produire 79,2 TWh annuels (pour 21,5 GW installés) et d'atteindre son objectif de 40 % d'énergie renouvelable à l'horizon 2020[170].

Les énergies de la mer possèdent un potentiel prometteur, mais leurs développements technologiques sont toujours en cours

Malgré ces très forts potentiels exposés, nous serons dans l'obligation de ne pas les retenir dans nos scénarii de sortie rapide. Ces technologies ne sont pas matures et la date de leur arrivée sur le marché des énergies propres est encore trop floue, nous ne pouvons tabler sur leur développement massif à 5 et à 10 ans. Le montant retenu n'atteindra pas le TWh annuel sur une échéance de 10 ans.

Offre usine marémotrice et hydroliennes (Energie de la mer)

	Actuellement	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Puissance (MW)	240[171]	15[172]	30
Production (TWh/an)	0,54	0,06[173]	0,12[174]

[169] Ocean Power Delivery ltd. http://www.oceanpd.com/default.html
[170] Selon Jim Wallace, ancien Premier Ministre écossais, 2004.
[171] Il s'agit de l'usine marémotrice de la Rance en Bretagne.
[172] Ne prend pas en compte la puissance installée aujourd'hui.
[173] Non prise en compte de la puissance installée actuellement.
[174] Id.

1.2.2 La géothermie

La géothermie produit, selon les technologies et les gisements, soit de la chaleur, soit de l'électricité. La géothermie pose le même problème que les énergies renouvelables maritimes : la production massive d'électricité n'est pas encore accessible techniquement en France.

1.2.2.1 La géothermie « haute énergie »

Il s'agit de produire de l'électricité grâce à l'extraction de chaleur à forte profondeur en injectant de l'eau dans les roches brûlantes.

La géothermie de haute énergie possède un fort potentiel. Une usine pilote unique au monde est expérimentée à Soultz-sous-Forêts en France. Elle a atteint en 2006 une puissance de 5 MW. Le but est de construire à moyen terme des unités de 20 à 30 MW.[175] Le problème principal réside dans l'incapacité technique de l'exploitation à court terme. Ces installations ne sont pas envisageables avant au minimum 15 ans à l'échelle industrielle. La majeure partie de l'électricité géothermique actuellement produite en France provient de la centrale de Bouillante (en Guadeloupe) qui tire profit de l'intense chaleur des profondeurs volcaniques de l'île.

1.2.2.2 La géothermie « basse énergie »

Il s'agit de la géothermie qui extrait de l'eau à une température inférieure à 90°C jusqu'à 2500 mètres de profondeur, encore appelée géothermie de «basse enthalpie».

La géothermie en réseau de chaleur et cogénération a connu un des développements les plus ambitieux au monde en région parisienne. On y trouve ainsi près de 150 000 équivalents-logements[176] chauffés grâce à la géothermie, soit une puissance installée de 400 MWth[177]. Une augmentation de la production peut être envisagée pour produire de la chaleur grâce à la géothermie « basse énergie » en région parisienne. L'ADEME prévoit 100 000 nouveaux logements raccordés aux réseaux de chaleur géothermiques d'ici 2020[178].
La géothermie est déjà dans certains cas associée à la cogénération. Si on agrandit les réseaux de chaleur, il est intéressant de stocker la chaleur sous forme d'eau chaude pour ensuite produire de l'électricité, en modulant la production en cogénération selon la demande électrique et pas seulement en fonction de la demande de chaleur. Le réseau électrique peut ainsi absorber les fluctuations quotidiennes ou hebdomadaires de l'éolien et du solaire photovoltaïque. Ce concept d'optimisation énergétique fait actuellement l'objet de recherches au Danemark et en Allemagne. La géothermie est une énergie substituable au gaz naturel utilisé dans des réseaux de cogénération. Elle viendra donc principalement se substituer à l'utilisation des énergies fossiles.

---

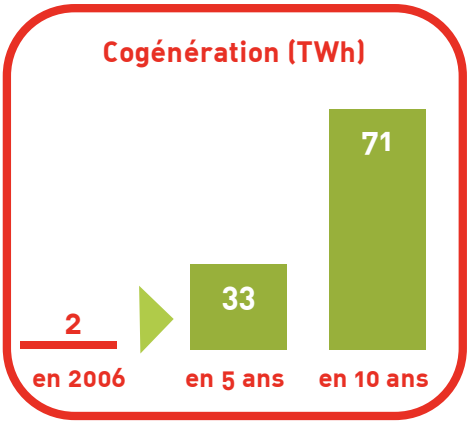
[175] Pour en savoir plus sur le projet de Soultz-sous-Forêts : http://www.soultz.net/fr/
[176] Unité de calcul pour les surfaces habitées.
[177] Source : Ademe, 2005.
[178] *« La place de la géothermie dans le paysage énergétique français »,* M. Pappalardo, Ademe, 2005.

Offre géothermie de haute énergie [179]			
	Actuellement	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Puissance (MW)	15	15	15
Production (TWh/an)	0,1	0,1	0,1

2 La production d'électricité en cogénération

Qu'est-ce que la cogénération ?

La cogénération est la production simultanée d'électricité et de chaleur à partir d'un combustible donné[180] en récupérant les pertes de chaleur dégagées par la production d'électricité[181]. Elle permet donc de réaliser des économies sur le combustible primaire. La cogénération possède un rendement énergétique de 80 à 90 %, contrairement à un moteur thermique classique dont le rendement dépasse difficilement 40 %[182]. La cogénération assure une utilisation optimale des combustibles et des émissions de gaz à effet de serre faibles. Pour profiter au maximum de la cogénération, quelle que soit la technologie employée, il faut un fort besoin de chaleur soit dans une ville ou des usines proches du lieu de production d'énergie, sans quoi le procédé perd grandement de son intérêt énergétique.



La production d'électricité décentralisée grâce à la cogénération serait développée en choisissant la biomasse[183] comme combustible lorsque cela est possible, et sinon du gaz. La production combinée serait rentabilisée par la revente d'électricité par les acteurs eux-mêmes dans des installations délocalisées. Le bilan énergétique de la cogénération au plus près du consommateur est nettement plus favorable que celui de la production centralisée, l'énergie n'ayant plus à être transportée sur de longues distances. Les frais liés au dimensionnement du réseau électrique diminueront fortement. C'est pourquoi la cogénération décentralisée représente un moindre investissement que des centrales de production d'énergie de grande dimension.

[179] Géothermie appelée aussi « haute enthalpie » qui extrait de la chaleur à une température supérieure à 150°C, comme dans la centrale de Bouillante en Guadeloupe.
[180] Appelé combustible primaire, qui peut être du gaz naturel, du bois, etc.
[181] En savoir plus sur la cogénération : *Cogénération et émissions de CO_2*, les cahiers du CLIP n°15, 2004 (www.iddri.org).
[182] Le rendement énergétique est le rapport entre la consommation d'énergie primaire et la production d'énergie(s) secondaire(s).
[183] Voir la définition à la page suivante.

Les turbines à gaz

La cogénération repose sur plusieurs technologies dont les moteurs à combustion interne[184], comme les turbines à gaz qui sont très utilisées. La turbine à contre-pression fonctionnant à la vapeur est également utilisée dans l'industrie et les installations de grande taille.
Les moteurs à combustion interne ont une puissance de quelques kW à plusieurs MW et possèdent un rendement électrique de 37 % en moyenne. Ce type d'installation grâce à sa disponibilité très élevée (95 %) et à sa rapidité de mise en œuvre est une solution énergétique (électricité+chaleur) bien adaptée aux exigences multiples des secteurs industriel et tertiaire.

Les turbines à gaz en cogénération ont une puissance de quelques kW à plusieurs centaines de MW et un rendement électrique de 30 à 45 %. Cette technologie, grâce à l'importance de son rendement énergétique global de 80 %, en fait un des moyens les plus économes pour produire de l'électricité car 20 % du combustible peut être économisé. De plus, ces turbines sont les installations qui permettent de réduire le plus fortement les émissions de CO_2[185] et de NOx[186] inhérentes à la production d'électricité avec les énergies fossiles.

La micro-cogénération

Un marché de très petites turbines et de moteurs Stirling[187] apparaît actuellement pour les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel. Leur puissance oscille entre 5 kW et 250 kW. Ces micro-turbines peuvent être alimentées par des combustibles de nature différente : gaz de déchets, gaz de réseau, biogaz (issu de la méthanisation), GPL[188], gaz naturel. Ce sont les petites et très petites unités de production qui commencent à tirer leur épingle du jeu : plusieurs entreprises proposent en effet des unités de micro-cogénération adaptées, à l'habitat à des prix attractifs[189].

La micro-cogénération : *C'est la cogénération de faible puissance adaptée aux secteurs de l'habitat et du tertiaire. Elle est en grande partie composée aujourd'hui par les moteurs à gaz.*

2.1 L'utilisation de la biomasse en cogénération

La biomasse : *Ensemble des produits organiques végétaux et animaux utilisés pour produire de l'énergie.*

Le biogaz : *Gaz composé essentiellement de méthane et issu de la fermentation de déchets organiques.*

La France possède la troisième surface forestière d'Europe. Le potentiel de la biomasse forestière est considérable en France : on peut y puiser en supplément autant qu'on en prélève aujourd'hui sans mettre en péril ce patrimoine. Selon une étude de l'ADEME, de l'Inventaire Forestier National (IFN) et de l'association Solagro, les forêts recèlent un potentiel

[184] Moteur qui produit directement de l'énergie mécanique, le moteur à explosion est un moteur à combustion interne.
[185] Dioxyde de carbone, principal gaz à effet de serre contributeur du changement climatique.
[186] Les NOx sont le monoxyde et le dioxyde d'azote produits notamment par la combustion de fossiles, ce sont des polluants et des gaz à effet de serre.
[187] Le moteur Stirling est un moteur à combustion externe (la chaleur est transportée via un fluide à l'extérieur du moteur pour être transformée en énergie secondaire) au rendement élevé, qui produit à petite échelle de l'électricité et de la chaleur.
[188] GPL signifie Gaz de Pétrole Liquéfié.
[189] Par exemple : Climate Energy, Whispergen.

non exploité de 12 Mtep/an[190] dont 7,3 Mtep de rémanents de l'exploitation forestière[191] et 4,9 Mtep de prélèvements supplémentaires dans les forêts d'exploitation. L'exploitation des forêts permet d'entretenir ce patrimoine, de créer un emploi durable et local[192], et de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Le potentiel total de la biomasse est considérable en France. Les forêts, l'exploitation agricole, les résidus de récolte, et les déchets organiques peuvent fournir à terme 20 % de la consommation totale d'énergie de la France, sans menacer les milieux naturels.
Le bilan carbone des végétaux est neutre puisque lors de la combustion, ils relâchent le CO_2 qu'ils ont emmagasiné pendant leur croissance.

La France exploite la biomasse aujourd'hui avec un rendement énergétique médiocre, on brûle encore majoritairement le bois dans des foyers ouverts qui perdent 85 % de la chaleur. L'essentiel de la consommation de bois est effectivement à mettre au crédit des feux de cheminée et des modes de chauffage à très faible rendement : 5,4 millions d'installations de chauffage en France contre 270 000 en Finlande pour un résultat énergétique moindre en France : 0,15 tep/habitant en France contre 1,39 tep/habitant en Finlande[193]. Il est nécessaire de remplacer ces foyers par des inserts ou des poêles dont le rendement minimum est de 70 % et dont les performances environnementales sont meilleures. Le label « flamme verte »[194], qui garantit aujourd'hui le rendement élevé de ces équipements, doit être appliqué à toutes les installations dans les prochaines années. Afin d'exploiter la ressource

[190] Etude de 2004, *Bois-énergie : les forêts ont de la ressource*, décembre 2005, L'IF, ADEME-IFN-Solagro. http://www.boisenergie.ifn.fr/methode.php
[191] Déchets de bois laissés sur place après la coupe.
[192] En France la filière bois-énergie mobilise directement et indirectement 60 000 emplois en 2007. *La lutte contre le changement climatique, créatrice d'emplois en Europe et en France,* Stratégies et études n°1, 2007, Ademe.
[193] Nombre d'installations de chauffage selon l'enquête logement 2001 de l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE). Consommation énergétique selon l'Ademe, 2006.
[194] Charte de qualité « Flamme Verte ». http://www.flammeverte.com

forestière encore valorisable, un système d'engagement d'achat à prix garanti devrait être mis en place et géré par les collectivités, l'Etat et les acteurs majeurs de la filière. Cette garantie d'achat serait rentable à cause du prix élevé des énergies fossiles.
En supposant un rendement minimal de production d'électricité de 35 % en moyenne sur ce gisement de 12 Mtep, on dispose d'un potentiel de 9,4 TWh d'électricité.
La production électrique prévue à partir de la biomasse solide est calquée sur la production actuelle de la Finlande[195], pays au parc forestier sensiblement comparable à celui de la France.
La technologie la plus employée pour la biomasse en cogénération repose principalement sur la turbine à vapeur. Elle devra impérativement être couplée à des réseaux de chaleur non loin des forêts d'exploitation, afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble de la chaîne de production électrique.
Une autre technologie envisageable est l'utilisation de systèmes sous pression à cycle combiné, tel que le lit fluidisé sous pression[196], pour atteindre un rendement électrique de 45 %.
Le potentiel en France de biogaz est totalement sous-exploité, on pourrait exploiter 3,6 Mtep supplémentaires[197], soit une production de 7,6 TWh dans 10 ans et sensiblement la même production dans 5 ans en faisant un effort important dans la construction des équipements, soit 7,2 TWh. Dans ces scénarii, la production prévue d'électricité issue du biogaz est tout à fait réaliste, au regard de la production début 2006 de l'Allemagne, c'est-à-dire 5,5 TWh/an[198].

D'ici à 5 ans, il est envisageable de mettre en place un parc de biomasse en cogénération (biomasse solide et biogaz) produisant 16,7 TWh/an, dont 9,5 TWh de biomasse solide.
D'ici à 10 ans, on peut tabler sur un apport d'électricité dû au bois énergie de 10,2 TWh (à cette date, il est supposé que la France sera dotée du même parc que celui de la Finlande actuellement), ainsi que sur un apport du biogaz à hauteur de 7,6 TWh annuels. Globalement, la biomasse en cogénération participe à hauteur de 18 TWh à l'offre électrique dans l'optique d'une sortie du nucléaire en 10 ans.

Bioélectricité : *Électricité produite grâce à la biomasse solide et au biogaz.*

Cohérence des bilans

Pour s'assurer de la cohérence de ce plan, il convient à la fois d'étudier les bilans de production de la biomasse et de ses différentes utilisations, mais aussi les débouchés de la cogénération. Enfin, les quantités de bois disponibles pour le chauffage sont très importantes et permettent simultanément de lancer un vaste programme de substitution de chauffage électrique par des poêles à granulés. De plus, il convient de tenir compte des installations de cogénération déjà existantes sur les réseaux de chaleur en France. Elles représentent actuellement une production électrique de 25 TWh[199], soit une proportion très importante de l'approvisionnement des réseaux existants. Cette électricité est injectée aux deux tiers sur les réseaux et autoconsommée pour le reste. Ceci pourrait bloquer une partie du « débouché » naturel de cette production bois. Il faudra ainsi construire de nouveaux réseaux urbains ou industriels pour diffuser la chaleur.

---

[195] 10,1 TWh, données 2005, *Baromètre de la biomasse solide* et *Baromètre du biogaz*, 2006, EurObserv'Er.
[196] Technologie de chaudière qui limite fortement les émissions d'oxydes d'azote et de dioxyde de soufre.
[197] Données 2005, *Baromètre du biogaz*, 2006, EurObserv'Er.
[198] Données 2005, *Baromètre du biogaz*, 2006, EurObserv'Er.
[199] Données 2003, *Le parc français des équipements de cogénération*, Ceren/Minefe, 2005.

Offre de bioélectricité en cogénération (TWh/an)			
	Actuellement[200]	**Dans 5 ans**	**Dans 10 ans**
Cogénération Biomasse solide	0,81	9,5	10,2
Cogénération Biogaz (déchets urbains + agricoles)	0,78	7,2	7,6
Total production [201]	**1,59**	**16,7**[202]	**17,8**[203]

2.1.1 La biomasse en cogénération dans les serres agricoles

Au vu de la forte consommation d'énergie des serres agricoles, il serait utile d'y développer la cogénération en utilisant le biogaz ou les bio-combustibles. Les « serristes » consomment de grandes quantités de chaleur et auraient intérêt à produire de l'électricité s'ils étaient rémunérés pour cette production en période de pointe.
L'ordre de grandeur de la chaleur consommée dans les serres est de 6,4 TWh thermiques pour les tomates, 2,3 TWh pour les concombres, et 7,7 TWh pour les fleurs[204]. La diffusion accélérée de moteurs en cogénération permettrait la production de chaleur à hauteur de 2 TWh d'ici 5 ans et 3,6 TWh d'ici 10 ans pour un taux de pénétration respectivement de 30 % et de 50 %.

[200] Données 2005, *Baromètre de la biomasse solide* et *Baromètre du biogaz*, 2006, EurObserv'Er.
[201] Production des serres incluse.
[202] Non prise en compte de la puissance installée actuelle.
[203] Id.
[204] Données 2001, *Cogénération et émissions de CO_2*, p.18, Les cahiers du CLIP n°15, 2004.

Un tel investissement peut être plus intéressant que de produire la même électricité dans une turbine à gaz pour la pointe de consommation, car le rendement en cogénération est nettement plus élevé et la rentabilité importante. C'est de surcroît un débouché possible pour le biogaz produit à proximité.
La puissance évitée, le plus souvent en pointe, est dans ce cas particulier de 300 MW sur 5 ans et de 540 MW sur 10 ans.
Ce potentiel ne doit pas, bien sûr, empêcher de s'interroger sur le coût social et énergétique de la production à grande échelle de légumes hors sol et hors saison, en termes d'utilisation rationnelle des combustibles fossiles (chauffage et transport).

Offre cogénération biogaz[205] dans les serres agricoles			
	Actuellement	**Dans 5 ans**	**Dans 10 ans**
Puissance (MW)	0	300	540
Production (TWh/an)	**0**	**2**	**3,6**

2.2 La cogénération dans le secteur tertiaire

2.2.1 La cogénération dans la grande distribution et les commerces en général

Il s'agit de mettre en place une réglementation qui conduirait les plus grands groupes puis les chaînes de moindre taille à tendre vers l'autonomie énergétique complète dans un temps limité[206], en développant les installations de cogénération sur le lieu même de l'activité commerciale et en s'alignant sur les meilleures performances de la branche pour les autres consommations[207].
Les centres commerciaux de ces grandes enseignes auraient en contrepartie la possibilité de revendre leur production d'électricité excédentaire et de pourvoir à l'ensemble de leurs besoins de chaleur (chauffage et froid). Ils réaliseraient au final des économies financières non négligeables. Ceci concerne également les petits commerces situés dans les centres commerciaux.
S'ils étaient équipés de moyens propres ou – plus probablement – financés par un système tiers, les hypermarchés pourraient devenir producteurs de courant électrique. Ils proposeraient ainsi à leurs clients de l'électricité issue de leur production, ce qui devrait les inciter à investir dans la cogénération et la trigénération[208] (c'est à dire en y associant le refroidissement de l'air et les installations frigorifiques de conservation des denrées).
Le passage à leurs frais, à la cogénération, pour les grandes chaînes de supermarchés n'est donc pas synonyme de contrainte et permet surtout de ne pas laisser l'intégralité du financement d'une sortie du nucléaire à la seule charge de l'Etat, des collectivités et donc au final aux seuls contribuables.

[205] Offre incluse dans l'offre générale de bioélectricité.
[206] Pour l'électricité comme pour la chaleur.
[207] Voir Partie 1, chapitre 3.5 (p. 28).
[208] Production simultanée de froid, de chaleur et d'électricité.

Actuellement, le chauffage et l'eau chaude sanitaire dans le commerce sont assurés pour environ 26 % au fioul, 33 % à l'électricité et 41 % au gaz[209]. La consommation totale pour les besoins en chaleur des commerces égale 28,5 TWh[210]. La substitution des installations des commerces pourrait être assurée par plusieurs technologies de cogénération[211] dont : les turbines à gaz (le surcroît de puissance serait disponible pour la consommation en pointe), des moteurs classiques en batteries (la formule la plus simple) mais aussi par des piles à combustible[212]. On écarte ici la formule des moteurs Stirling tels que décrits pour l'habitat vu leur faible production de courant électrique. Ces derniers sont par contre proposés aux détaillants – hors des centres commerciaux – car ils occupent peu d'espace et seront amortis plus rapidement.
La France compte 1372 hypermarchés et 8800 supermarchés dont plus de la moitié sont des maxidiscomptes[213]. Ces unités représentent environ la moitié des surfaces commerciales, et nettement plus si l'on inclut les commerces présents dans les centres commerciaux.
L'objectif est de faire passer la plupart de ces commerces de taille majeure en cogénération au gaz dans les délais impartis de 5 et 10 ans. Si aucun raccordement n'est possible, les équipements restent alimentés au fioul ou au GPL mais en cogénération. Les centres déjà raccordés à des réseaux de chaleur eux-mêmes en cogénération ou issus de chaleur d'origine renouvelable seraient exclus de cette mesure.

La production de chaleur concernée par cette mesure est de l'ordre de 15 TWh (plus de la moitié de la consommation du secteur commerce), soit une production attendue de 5 TWh d'électricité sur la base d'un système de cogénération avec un rendement électrique de 36 % et un rendement global de 90 %[214]. On considère que seulement les deux tiers de cet objectif sont atteints en 5 ans, la totalité étant atteinte dans les 10 ans, soit respectivement 2,9 TWh et 5 TWh.
Cette proportion peut être augmentée nettement en utilisant des systèmes de piles à combustible, dont la part de production d'électricité peut dépasser 50 % sur la production totale d'énergie.

2.2.2 La cogénération dans le secteur « cafés, hôtels et restaurants »

Le secteur des cafés, hôtels et restaurants[215] ferait l'objet d'une opération similaire au secteur de la grande distribution car la production simultanée de chaleur et d'électricité y représente une ressource intéressante. La chaleur consommée par ce secteur pour le chauffage est de l'ordre de 9,8 TWh, dont le quart est électrique[216].
Au cas par cas, il est intéressant de récupérer la chaleur sur les évacuations d'air et de stocker le froid la nuit pour rafraîchir le jour.
Dans ces commerces, il est ici envisagé d'installer de petits modules de cogénération (de la taille d'un congélateur), étant données les faibles dimensions des surfaces en question.

---

[209] Données 2003, p.84, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.
[210] Id.
[211] Pour un exposé sur les différentes technologies de cogénération, voir *Cogénération et émissions de CO_2*, Les cahiers du CLIP n°15, 2004.
[212] Pile qui transforme l'énergie chimique directement en énergies électrique et calorifique à partir d'hydrogène.
[213] Données 2006, *Le commerce de détail*, p.90, INSEE, 2006 Le maxidiscompte est un magasin de petite surface qui propose un choix restreint de produits bon marché.
[214] Valeur retenue dans *Cogénération et émissions de CO_2*, Les cahiers du CLIP n°15, 2004.
[215] Secteur appelé aussi CAHORE.
[216] Données 2001, *Stratégie utilisation rationnelle de l'énergie, chapitre II les bâtiments,* Ademe, 2005.

Pour ce programme volontariste, il est prévu un taux de pénétration de 20 % en 5 ans et de 50 % en 10 ans. La production électrique attendue est de 1 TWh en 5 ans et de 1,6 TWh en 10 ans. Ces quantités sont complétées par la substitution d'électricité dans le tertiaire [217].

2.2.3 La cogénération dans les bureaux et les autres services tertiaires

Les bureaux et administrations

Il est prévu de raccorder le maximum de bureaux à des réseaux de chaleur (alimentés en partie par du solaire thermique) pour optimiser le recours à la cogénération. L'ensemble du chauffage électrique ne sera pas substitué par des installations de cogénération car les besoins de chaleur existent principalement en hiver. La cogénération n'est donc pas la seule solution à employer. Le recours aux énergies renouvelables est indispensable. Une meilleure isolation des bâtiments devrait faire encore diminuer la demande de chaleur.

L'équipement en cogénération a pour objectif la diminution des consommations thermiques du secteur liées au fioul et surtout au gaz en lançant un programme de cogénération par des moteurs classiques et progressivement par des technologies plus sophistiquées. La limitation du chauffage électrique est basée avant tout sur une isolation renforcée des installations, sur des régulateurs de chaleur et sur le respect de normes de température via la réglementation et des tarifs fortement augmentés pour ce type de chauffage.

Partant des quantités consommées dans les autres secteurs pour le chauffage au gaz et au fioul, il est possible de déduire un potentiel de cogénération réalisé en urgence. Seule une partie limitée du chauffage serait concernée, du fait de la contrainte du rythme d'introduction des équipements, du nombre limité de professionnels, mais aussi parce que certains bureaux sont déjà équipés de systèmes performants ou sont reliés aux réseaux de chaleur ou équipés, par exemple, de chaudières au bois.

Par contre, les bureaux peuvent être équipés partiellement avec des appareils à plus grand rendement électrique, notamment des piles à combustibles. Ceci serait réalisé dans les bâtiments administratifs dont la durée d'utilisation est importante, comme par exemple les gendarmeries. Dans le secteur des bureaux, le taux d'électricité produit potentiellement en cogénération est donc plus élevé que pour le reste du tertiaire (40 % contre 36 %). Sur l'ensemble du parc de bureaux, la cogénération contribue à 15 % et à 30 % respectivement des besoins de chaleur, accompagnés d'une production électrique de 1,7 TWh sur 5 ans et 3,6 TWh sur 10 ans.

L'enseignement et autres secteurs

Dans les établissements d'enseignement, l'objectif proposé est de répondre à 20 % des besoins de chaleur des établissements en 5 ans et à 50 % en 10 ans, soit une production électrique de 1,1 TWh et 2,7 TWh respectivement. A noter aussi le secteur de la blanchisserie, où un taux de pénétration de 30 % et 60 % en 5 et 10 ans induit une production de 0,2 et 0,5 TWh.

[217] Voir Partie 1, chapitre 3 (p. 23).

2.2.4 Total de l'offre de cogénération dans le tertiaire

Au total le tertiaire contribuerait à la production d'électricité sur une base volontariste à 6,9 TWh en 5 ans et 13,4 TWh en 10 ans.
Pour une durée moyenne de fonctionnement de 3500 heures des installations de cogénération, la contribution en puissance maximale serait de 1900 MW et de 3800 MW respectivement au bout de 5 et 10 ans.

Cogénération dans le secteur tertiaire (TWh/an)			
	Actuellement[218]	**Dans 5 ans**	**Dans 10 ans**
Commerce, grande distribution		2,9	5
Cafés, hôtels, restaurants		1	1,6
Bureaux		1,7	3,6
Enseignement et autres secteurs		1,3	3,2
Total production	**0,46**	**6,9[219]**	**13,4[220]**

2.3 La cogénération dans l'habitat

La production d'électricité en cogénération dans l'habitat se compose essentiellement de la micro-cogénération, c'est-à-dire de la production combinée de chaleur et d'électricité à partir de gaz dans des appareils individuels ou de petit collectif. La micro-cogénération est une réalité technique, des entreprises sont actuellement en train de mettre au point des équipements adaptés aux maisons. Plusieurs dizaines de milliers d'appareils ont ainsi déjà été vendus en 2007[221]. Honda au Japon a déjà vendu 45 000 unités de micro-cogénération alimentées au gaz naturel[222]. Un des exemples prometteurs est le moteur Stirling[223]. Un accord entre Powergen, fournisseur de gaz et d'électricité anglais, et la société Whispergen qui fabrique un moteur Stirling produisant de l'eau chaude sanitaire, du chauffage et de l'électricité à partir de gaz naturel, se propose de livrer 80 000 unités d'ici 2010[224].

Le développement de la micro-cogénération dans l'habitat est conditionné par la réussite d'un défi à la fois technique et institutionnel mais surtout par le développement de la

[218] Données 2003, *Le parc français des équipements de cogénération*, Ceren/Minefe, 2005.
[219] Non prise en compte de la puissance installée actuellement.
[220] Id.
[221] *La micro-cogénération résidentielle*, Yves Lebbe, 2007.
[222] Honda Etats-Unis, mars 2007.
[223] Voir Partie 1, chapitre 4.2.4 (p. 39).
[224] Whisper Tech, 2004.
http://www.whispergen.com/main/acwhispergen/

concurrence entre fournisseurs. Sa croissance pourrait donc se faire « mécaniquement », avec ou sans l'assentiment de la technocratie française, via les concessionnaires de chauffage ou des organismes financiers.
Néanmoins, il est préférable que le cadre institutionnel soit favorable à la production d'électricité par les particuliers ou les très petites entreprises (TPE) et qu'il incite tout particulièrement aux changements nécessaires au niveau du réseau de distribution électrique. Ainsi, il sera plus aisé de développer des offres de financement attractives pour des installations de micro-cogénération. L'Etat pourrait être soit fournisseur de crédit pour aider les particuliers à s'équiper, soit tiers-financeur pour proposer l'installation en propre dans les TPE avec un partage des gains ultérieurs. Une autre piste intéressante est le regroupement des consommateurs de chaleur, afin d'optimiser la production électrique combinée dans des petits réseaux de chaleur utilisant une conduite placée sur le domaine public.

Potentiels et réalisations urgentes
Le potentiel à l'horizon 2050 de la généralisation de la petite cogénération dans l'habitat, et dans une moindre mesure dans les commerces, répondrait à plus de 20 % des besoins de chaleur du pays et à 25 % de ses besoins en électricité[225]. Ce potentiel est important en partie car les technologies de petite cogénération permettent de moduler leur puissance et donc de fonctionner en demi-saison comme en pleine saison. Mais ces perspectives encourageantes s'inscrivent sur le long terme et se heurtent aussi à la question de l'approvisionnement en gaz. La micro-cogénération devra impérativement s'appuyer à terme sur des technologies qui utilisent des combustibles renouvelables, comme la gazéification de la biomasse, les concentrateurs solaires ou encore les bio-combustibles. Malheureusement, ces technologies n'ont pas encore atteint le stade industriel.

2.3.1 La substitution du chauffage électrique par la cogénération dans le secteur résidentiel

Dans le cadre des scenarii de sortie du nucléaire à court terme, des potentiels crédibles doivent se baser sur des équipements actuellement disponibles ou proches de l'être. C'est le cas en particulier pour la substitution du chauffage électrique des habitations. L'enjeu de la production en cogénération est alors moindre que celui de la substitution de la demande. Cette dernière représente une quantité beaucoup plus importante d'électricité et un enjeu social majeur en cas de crise de l'offre d'électricité[226].
En parallèle à cette campagne de substitution, il serait lancé un appel d'offre pour la fourniture de piles à combustible à basse température alimentées au gaz naturel. Cette technologie possède un potentiel considérable qui pourrait fournir la moitié de l'électricité en France en 2050[227]. Des entreprises développent déjà à grande échelle la pile à combustible destinée à l'habitat[228]. C'est le cas du fournisseur d'énergie Tokyo Gas qui a achevé la phase d'essais chez les particuliers et s'apprête en 2008 à écouler 10 000 unités annuellement[229]. Il s'agit d'une pile à combustible à basse température d'une puissance de 1 kW dont le rendement électrique atteint 31 % et le rendement de chaleur 40 %. Son coût

[225] *Cogénération et émissions de CO_2*, p.57, Les cahiers du CLIP n°15, 2004.
[226] Voir Partie 1, chapitre 4.2.3 (p. 38)
[227] Selon *Cogénération et émissions de CO_2*, p.43, Les cahiers du CLIP n°15, 2004.
[228] Principalement la pile à combustible à membrane d'échange de protons (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC).
[229] Site internet de Tokyo Gas : http://www.tokyo-gas.co.jp/pefc_e/dev-fc_34.html

avoisine les 3000 €. Il est envisagé que les piles à combustible en cogénération ne constituent qu'une partie limitée des équipements en début de sortie du nucléaire, du fait des limites techniques de production. Par la suite, elles représenteraient 20 % des installations. Pour le reste, on utilise des moteurs classiques en cogénération, ce qui laisse inchangé le ratio de production électrique des installations, mais permet de mieux ajuster la production aux besoins thermiques des habitations.

On considère que 50 % des logements construits avant 1975 chauffés initialement à l'électricité sont alors équipés de systèmes au gaz ou au GPL, soit 900 000 habitations au bout de 10 ans. Soit une production électrique de l'ordre de 1,2 TWh (0,6 TWh en 5 ans). La puissance électrique de la chaudière combinée modèle est de 1 kW, soit une puissance théorique de 600 MW dans les 900 000 logements sur laquelle on considère un foisonnement de 80 %, qui correspond au fait que les chaudières ne sont pas toutes allumées lors de la pointe d'électricité, soit une contribution de puissance de 350 MW au bout de 5 ans et de 600 MW en 10 ans[230].

2.3.2 La micro-cogénération dans l'habitat chauffé au gaz naturel, au GPL et au fioul

Sont concernées environ 3 millions de maisons individuelles chauffées au fioul, 4 millions de maisons chauffées au gaz naturel et 600 000 maisons chauffées au GPL[231]. L'habitat collectif serait équipé plus rapidement par des moteurs en cogénération puis par les systèmes les moins onéreux selon l'évolution des coûts.
Le programme débute par l'installation de moteurs en cogénération dans les logements collectifs qui s'y prêtent, puis par la construction de réseaux de chaleur par îlots entre des

[230] Lorsque les chaudières ne génèrent pas d'électricité ou très peu à un endroit donné, ce n'est pas le cas dans tous les foyers. Il y a donc un jeu de compensation qui est appelé foisonnement.
[231] Données 2002, p.88, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006, Minefe.

maisons déjà équipées de systèmes de chauffage à eau et situées à moins de 30 mètres l'une de l'autre, de façon à regrouper jusqu'à dix maisons. Des incitations importantes sont accordées aux personnes qui mettent en place un tel système, qu'il s'agisse d'un investissement extérieur – par une compagnie ou un distributeur qui diffuse ensuite le courant produit. Pour diminuer le coût de la substitution, les particuliers acquerraient l'équipement pour un faible prix et la chaudière combinée serait en fait payée grâce aux ventes d'électricité réalisées par les distributeurs de courant qui investiraient dans le système et le gèreraient ensuite à distance.
Au fur et à mesure des années, sont également mises en place des chaudières combinées de type « pile à combustible » qui équiperaient des logements plus petits et seraient mieux adaptées à la production à charge partielle.
Au total, le nombre de logements concernés par la micro-cogénération est donné dans le tableau suivant :

Micro-cogénération						
Année	**3**	**4**	**5**	**6**	**9**	**10**
Maisons individuelles (gaz, fioul, GPL)						
Nombre d'équipements annuels (en millions de logements)	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6
Nombre de logements cumulés (en millions)	0,1	0,3	0,6	1,1	2,8	3,4
Logements collectifs (gaz, fioul, GPL)						
Nombre d'équipements annuels (en millions de logements)	0,1	0,2	0,3	0,5	0,5	0,5
Nombre de logements cumulés (en millions)	0,1	0,3	0,6	1,1	2,6	3,1

Le taux d'équipement atteint environ 10 % à l'année 5 et 50 % à l'année 10. Selon les rendements de production des équipements (qui combinent les moteurs et les piles à combustible), ceci correspond à une production de 6,9 TWh en 5 ans et de 37,2 TWh en 10 ans.

2.3.3 Total de l'offre de cogénération dans le résidentiel

La cogénération dans l'industrie ou le tertiaire est le plus souvent conçue en priorité pour la production de chaleur, l'électricité étant générée à cette occasion. Un système télégéré peut également produire de l'électricité en pointe lorsqu'il est nécessaire de faire appel au maximum des moyens de production, même si la production de chaleur nécessaire est moindre. Cela signifie que de la chaleur est perdue durant quelques heures dans l'année. En contrepartie la puissance installée dans le tertiaire est disponible pour les pointes de consommation.
Pour l'habitat, les technologies de cogénération produisent au total des quantités de chaleur très importantes. Il est donc intéressant d'installer des équipements de stockage de la chaleur, ce qui permet au moteur de fonctionner au meilleur rendement pour la production

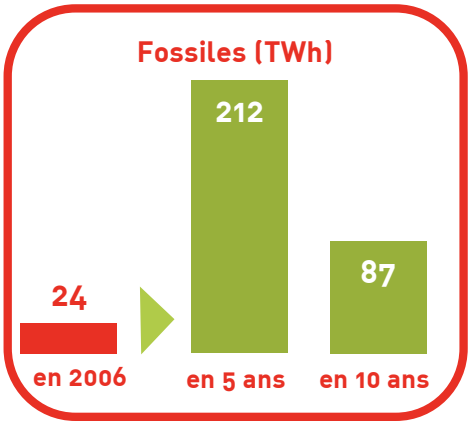
d'électricité et d'éviter de fonctionner à puissance partielle. Un simple ballon d'eau chaude à double isolation permet de conserver la chaleur nécessaire au chauffage – et à l'eau chaude sanitaire – durant une ou deux journées, pour un coût et un volume peu importants. Le moteur ou l'équipement de production choisi aura ainsi une plage de fonctionnement plus courte sur la journée. Ce principe a été conçu à l'origine pour permettre à des chaudières au fioul et au bois de fonctionner dans leur meilleure plage de combustion et de rendement, ou encore, dans le cas des pays nordiques, pour utiliser en couple avec des systèmes de production solaire de chaleur.
En adoptant un principe de durée limitée de fonctionnement de la micro-cogénération sur l'ensemble du parc habitat, on augmente en partie l'investissement initial puisque les moteurs doivent être plus puissants que s'ils fonctionnaient en continu. En réalité, le coût du moteur lui-même est mineur par rapport à l'ensemble de l'installation, y compris son électronique. Autre avantage, cet accroissement de la puissance permet d'utiliser la production électrique de ces moteurs, soit lors de l'heure de pointe du soir (autour de 19h) ou lors de l'heure de pointe du matin (7h-9h). Il est possible de moduler cet appel de puissance électrique en fonction de la demande, puisque ces systèmes sont d'emblée gérés à distance par le centre de distribution électrique. L'avantage est sensible dans le contexte de sortie rapide du nucléaire, puisque pour un fonctionnement de 1500 heures par an, la puissance disponible en pointe atteint 4150 MW en 5 ans et 21100 MW en 10 ans, soit une proportion considérable des besoins. Le surcoût sur la puissance des moteurs est ici nettement moins important, rapporté au surcoût des puissances qu'il aurait fallu fournir par des centrales de grande taille (charbon, turbines à gaz), et se justifie économiquement par la production d'électricité en pointe.

Le régime de fonctionnement sur 1500 heures évite de faire fonctionner des moteurs la nuit, même s'ils sont installés dans un local isolé. A noter que les systèmes à pile à combustible sont quasiment silencieux et donc bien adaptés aux chaudières individuelles dans l'habitat collectif, qui représente près de la moitié de la totalité de l'habitat.
Par ailleurs, la configuration avec stockage de chaleur permet également de valoriser autant que possible des appoints par des capteurs solaires thermiques situés sur le même circuit de stockage d'eau. Il est ainsi possible d'utiliser au mieux les apports solaires – limitant d'autant les émissions de gaz à effet de serre et les coûts de combustible – tout en conservant la contribution du système à la pointe de demande électrique.

Cogénération dans l'habitat (TWh/an)

	Actuellement	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Substitution dans les maisons chauffées à l'électricité	0	0,6	1,2
Micro-cogénération en substitution de chaudières gaz-fioul	0	6,9	37,2
Total Production	**0**	**7,5**	**38,4**

3 La production d'énergie électrique par les énergies fossiles[232]



3.1 Les centrales à gaz fonctionnant en base

3.1.1 La reconversion au gaz en cycle combiné de centrales nucléaires existantes

Centrale à gaz en cycle combiné

Une centrale au gaz en cycle combiné fonctionne en double-cycle. Une première turbine transforme la chaleur de combustion du gaz en électricité et rejette de la chaleur, qui est ensuite utilisée dans une seconde turbine. Ce n'est rien d'autre que la juxtaposition d'une turbine à gaz (TAG) avec une turbine à vapeur (TAV). Ce procédé augmente le rendement énergétique de l'installation.

Il s'agit de produire de l'électricité avec des centrales thermiques en cycle combiné au gaz naturel sur les sites de centrales nucléaires en cours de fermeture. L'avantage de ce système est la rapidité de mise en service et la limitation des équipements neufs : pas de réseau électrique ni de transformateurs à installer. Les turbines à vapeur sont réutilisées. Il est possible d'installer d'abord des turbines à gaz à cycle simple[233] dès les deux premières années lors du plan de sortie en 5 ans pour répondre au plus vite à la demande électrique et de rajouter par la suite un cycle vapeur sur les turbines pour en améliorer le rendement.

Il est intéressant d'emblée de déterminer les dimensions de l'installation de façon à avoir une ou plusieurs turbines en réserve. Le fonctionnement du cycle vapeur en aval demande en effet que suffisamment de turbines soient alimentées en permanence. Le refroidissement est assuré par les installations actuelles adaptées. Une telle solution donne au réseau électrique national plus de souplesse pour fonctionner avec une forte proportion d'énergies renouvelables. De plus, aucun investissement en réseau THT n'est à effectuer, ce qui représente une économie significative.

Il faut cependant vérifier que des conduites majeures de gaz passent à proximité et qu'on peut y effectuer un raccordement. C'est le cas pour la majorité des centrales nucléaires situées dans le Nord et dans l'Est de la France.

Il s'agit d'une solution temporaire pour la production d'électricité en base. Les volumes de gaz utilisés peuvent être limités avec la montée en puissance des énergies renouvelables et/ou des productions décentralisées en cogénération.

Quant aux délais, si l'horizon de 5 ans est accessible, 10 ans est sans doute plus facile à réaliser.

---

[232] Hors cogénération avec les énergies fossiles.
[233] Une seule turbine.

Un programme ambitieux consiste en l'adaptation au gaz de quatre tranches de 900 MW et de deux autres de 1 400 MW par une série de turbines de 220 MW unitaires.
Les turbines à gaz considérées ont un rendement de 35 % en électricité et 50 % en vapeur sur PCS[234]. Le rendement du turbo-alternateur réutilisé de la partie nucléaire a un rendement inférieur à 30 % (en considérant qu'il faut réchauffer la vapeur avant son utilisation dans la turbine).
Cela représente donc 6400 MW de cycle vapeur, alimentés par les turbines à gaz en amont (soit approximativement 13800 MW ou 60 turbines de grande taille). C'est un programme chargé pour l'industrie mondiale, mais réalisable, car le marché des centrales au gaz en cycle combiné est très dynamique ces dernières années.
A échéance des 10 ans, si l'on considère une production partielle de suivi de charge[235] sur la moitié de l'année et une production de base en cycle combiné sur 4 000 heures en hiver (la cogénération assurant une partie du suivi de charge), alors les installations produisent de l'ordre de 11 TWh en été (suivi de charge) et 90 TWh en hiver. Les installations peuvent fournir un supplément d'électricité si nécessaire le reste de l'année, soit de l'ordre de 45 TWh.
Si on considère que ce programme peut être appliqué avant la cinquième année de sortie du nucléaire et serait en contribution toute l'année en base (8 000 heures), cela représenterait une production de 43 TWh.
Ce programme de turbines à gaz représente un investissement inférieur de moitié à la série d'EPR actuellement envisagée par EDF et Areva, pour une production d'électricité supérieure[236]. Cette dernière peut être nettement augmentée si les turbines sont utilisées toute l'année.

[234] Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS), unité qui représente la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'un mètre cube normal de gaz naturel.
[235] Suivi de charge : la puissance s'adapte à la demande du réseau électrique.
[236] L'European Pressurized Reactor (EPR) est un réacteur nucléaire à fission. 5 EPR de 1500 MW produiraient en théorie de l'ordre de 60 TWh si l'on suit les performances du constructeur (soit un taux de disponibilité de 90 %). Leur coût d'investissement dépasserait 9 milliards d'euros (dont 3.4 milliards pour le premier) dans le cas favorable à AREVA. En comparaison, les turbines et les systèmes associés représentent un investissement inférieur à 4,5 milliards d'euros au total.

3.1.2 Constructions spécifiques de centrales au gaz

3.1.2.1 Les turbines à gaz à cycle combiné

Si la reconversion de centrales nucléaires n'est pas envisagée, il est alors possible de construire spécialement des centrales au gaz.

Le rendement global d'une unité de production électrique en cycle combiné peut dépasser 60 % et sa puissance totale est généralement comprise entre 600 et 800 MW pour des turbines de 200 MW (type Siemens).

Le rôle des TAG à cycle combiné (TAG-CC) de grande puissance est prééminent pour assurer les besoins électriques de base ou de semi-base. Cette technologie, dans un contexte de libéralisation du marché de l'électricité, est en plein développement industriel et commercial dans l'ensemble des pays du monde. Elle bénéficie de faibles émissions de gaz à effet de serre par rapport aux technologies liées au charbon et au fuel. Ainsi, construire une centrale au gaz au lieu d'une centrale au charbon diviserait au minimum les émissions de CO_2 par deux.

Comparaison du rendement électrique et des émissions de carbone des centrales thermiques (100 à 1000 MW) [237]

	2000		2020	
Production centralisée	**Rendement**	**gC/kWh**[238]	**Rendement**	**gC/kWh**
Centrales à charbon pulvérisé	42 %	230	45 %	215
Centrales au charbon à lit fluidisé	40 %	240	40 %	240
Centrales au charbon gazéifié	45 %	215	50 %	195
Centrales à fioul lourd	40 %	180	40 %	180
Turbine à combustion simple (fioul ou gaz)	40 %	140 à 180	45 %	125 à 160
TAG-CC	55 %	100	60 %	94

Ces centrales pourraient être construites sur des délais courts, soit entre 2 et 3 ans en comparaison d'un parc fonctionnant au charbon qui, lui, nécessiterait un temps d'installation compris entre 5 et 7 ans. S'ajoutent à ce délai, l'ingénierie et la concertation publique, qui peuvent être accélérées si la sortie du nucléaire devient une priorité nationale.

Se pose cependant la question des délais industriels en cas de sortie massive du nucléaire, puisque les capacités des pays voisins (Italie, Royaume-Uni, Espagne, Allemagne), à cause de la diminution des exportations d'électricité française, sont alors mobilisées pour assurer à ces pays leur propre approvisionnement énergétique.

[237] Tableau tiré du *Petit mémento énergétique*, fiche n°21, Global Chance.
[238] En gramme de carbone par kilowatt heure.

Les coûts d'investissement de ces centrales sont très inférieurs aux centrales nucléaires ou au charbon : de l'ordre de 200 € / kW (contre 1400 € / kW pour une centrale au charbon et 1630 € / kW pour un réacteur nucléaire EPR).
Quelques autres avantages d'un parc de TAG-CC :

- La filière nucléaire peut très bien être concurrencée par les cycles combinés au gaz, pour un fonctionnement en base comme en semi-base, et ce d'un point de vue économique (d'après une étude comparative des coûts de référence de la production électrique) ;
- Le rapport Charpin-Dessus-Pellat démontre que le développement d'un parc au gaz en lieu et place du parc nucléaire actuel ne serait en aucun cas freiné par un éventuel problème d'encombrement des réseaux de distribution. L'extension du réseau gazier coûterait moins cher que la gestion du parc nucléaire actuel[239] ;
- Ce parc au gaz coûterait moins cher qu'un renouvellement du parc nucléaire[240].
  Si l'on remplaçait l'ensemble du parc nucléaire par des turbines à gaz, le coût de construction serait d'environ 15 milliards d'euros (ce qui n'est pas disproportionné en comparaison de la mise en place d'une série pilote d'EPR).

Remarque : le montant de la production du parc de TAG-CC a été calculé pour compléter le bilan électrique des sorties en 5 et 10 ans. Cette production peut être soit augmentée, soit diminuée selon qu'un potentiel fasse défaut dans la demande ou l'offre. Les atouts principaux de ces équipements sont le temps d'approvisionnement, leur rendement et leur coût. La France a lancé en 2007 la construction de près de 10 GW de TAG-CC qui atteste de la faisabilité technique et du réalisme économique du recours au gaz dans le cadre d'une sortie du nucléaire en 5 ou 10 ans. 4 unités étaient déjà en construction à la fin 2007 sur les 22 prévues[241]. Ces turbines sont donc considérées comme acquises dans nos scénarii de sortie rapide du nucléaire.

Offre turbines à gaz en cycle combiné (TWh/an)		
	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Total Production	43	64

3.1.2.2 Les turbines à combustion en cycle simple

En complément du parc de TAG-CC évoqué précédemment, on peut installer aussi des turbines à gaz dérivées de l'aéronautique fonctionnant en cycle simple, les turbines à combustion. Ce sont des turbines dont le rendement atteint 45 % et qui fonctionneraient uniquement pour répondre à une demande soudaine et importante d'énergie[242] à proximité des lieux de consommation, pour éviter les pertes en ligne. Leur production totalisée sur une année serait faible.

[239] *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire* (rapport Charpin), 4.1 Les investissements, p.185, 2000.
[240] Id.
[241] *Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à l'horizon 2020*, 2007, Réseau de Transport d'Electricité (RTE).
[242] Appelée l'extrême pointe.

Ces turbines à combustion au gaz naturel, de plus faible puissance (5 à 30 MW), assureraient donc exclusivement les besoins de pointe de la consommation d'électricité (inférieurs à 2 000 heures par an).
L'avantage non négligeable de cette technologie est sa capacité d'adaptation à des matières premières variées. En effet, on peut faire fonctionner ces unités au gaz, au biogaz et même aux biocarburants pour les besoins de pointe. L'installation de ces turbines sur l'ensemble du territoire donne à l'approvisionnement régional une souplesse qui permet d'augmenter la quantité d'énergie disponible pour la pointe dans le bilan, et limite le recours aux transports d'électricité (et donc les pertes électriques sur réseau).

Offre turbines à gaz à cycle simple (TWh/an)		
	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Total Production	5	10

3.2 Les centrales à charbon, avantages et inconvénients

Le développement de la production d'électricité avec le charbon représente une piste possible pour les sorties rapides du nucléaire. Le charbon possède en effet l'avantage d'être abondant, bien réparti et bon marché. Il a cependant plusieurs inconvénients :

- Il émet de grandes quantités de gaz à effet de serre et des polluants, il crée aussi des nuisances localisées liées à son extraction et son transport ;
- Il possède une grande inertie de mise en œuvre. Au chantier de construction lui-même, s'ajoute la mise en place d'une logistique complexe (ports fluviaux ou maritimes, terminaux, aires de stockage), qui nécessitent des enquêtes publiques et des travaux de longue durée.
- La production de charbon en France est peu réaliste : la ressource est peu accessible et peu abondante par rapport aux autres ressources mondiales ; la construction de mines poserait de nombreux problèmes d'environnement et ne serait possible que très lentement.

Toutes ces questions conduisent à des objections majeures qui rendent plus difficile une utilisation massive du charbon pour une sortie à court terme. Néanmoins, les chaudières LFC[243] permettent l'utilisation de charbons de bien moins bonne qualité que les technologies précédentes (jusqu'à celui des terrils), et plusieurs régions minières pourraient être demandeuses d'une relance de cette filière potentiellement créatrice d'emplois locaux.
La France dispose en outre en la matière d'un savoir-faire qu'il serait aisé de valoriser à l'exportation – en remplacement du savoir-faire développé dans le nucléaire. Et la recherche-développement de techniques d'utilisation du charbon à zéro émission constitue un des enjeux environnementaux majeurs de notre siècle.

[243] Chaudière à lit fluidisé circulant (LFC), technologie qui limite les émissions de polluants, hors CO_2.

Actuellement, la production d'électricité par le charbon représente une part notable des productions des autres pays industriels, comme le montre le tableau suivant. Il s'agit des proportions des sources d'énergies primaires[244] utilisées pour la production d'électricité en 2004 :

En %	Charbon	Eolien/ solaire	Gaz	Hydro	Nucléaire	Fioul	Divers
Etats-Unis	50,5	0,4	17,5	6,6	19,7	3,3	2
Allemagne	50,7	4,2	10,3	3,4	27,9	0,6	2,9
Danemark	46,4	16,5	24,2	0,1	0	4,1	8,9
Espagne	28,9	5,6	20,1	11,4	22,9	8,6	2,5
France	4,6	0,1	3,3	12,2	77,8	0,8	1,1

Sources AIE, DGEMP, divers.
Note : Année 2004 sauf pour la France (2003). « Divers » recoupe la biomasse, l'incinération et la géothermie.

On se pose alors la question de la relance de centrales au charbon existantes, la transformation de centrales nucléaires ou la création d'installations neuves. Ces centrales sont à implanter près des ports (Dunkerque, Fos, etc.) ou près d'installations nucléaires en cours de fermeture. Examinons ces trois potentiels :

3.2.1 Le parc existant

Dans tous les scénarios urgents, le recours aux centrales existantes est nécessaire. Certaines font l'objet d'une dépollution (en cours à Cordemais, à Blénod, à Maxe et au Havre), cela va permettre d'étendre leur production sur une partie de l'année. Ces centrales fonctionnent notamment aux résidus de fioul, un produit fatal des raffineries qui est peu affecté par les prix du pétrole. Cependant, les anciennes centrales à charbon ont des rendements déplorables (pas toujours meilleurs qu'en Chine). Il s'agit donc d'un potentiel très important mais aussi d'une solution temporaire en cas de crise.

La portion du parc thermique classique fonctionnant au charbon et au fioul, actuellement en France, garde une taille significative. En effet, à l'heure actuelle le pays dispose d'un parc d'une puissance cumulée de 14,6 GW[245]. Mais ce parc est peu exploité, avec un niveau de production annuel de 24,6 TWh[246] alors qu'un parc de cette dimension pourrait fournir 160 TWh par an si son cœfficient d'utilisation égalait 90 %[247].
Ce sous-emploi provient du fait que ¼ du parc est d'ores et déjà placé en arrêt garanti pluriannuel (AGP), c'est-à-dire en instance de fermeture définitive, même si officiellement, il est toutefois possible de remettre en activité cette puissance dans un délai de 18 mois. Ce faible taux d'utilisation provient aussi du fait que ces installations ne servent que durant les périodes de pointe de consommation ou en semi-base, notamment durant les pointes

[244] L'énergie primaire est l'énergie brute, celle qui n'a pas encore été transformée ni acheminée au consommateur.
[245] Données 2006, *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France*, RTE, 2007.
[246] Id.
[247] Avec le recours aux centrales au gaz existantes.

saisonnières hivernales, lorsque la puissance appelée des seules centrales nucléaires ne suffit plus pour assurer l'équilibre offre / demande.

On suppose donc que pour une sortie du nucléaire en 5 ans, la partie du parc en AGP est entièrement remise en marche pour être utilisée au maximum de ses capacités. Sa production équivaudrait à 25,5 TWh. Ainsi, le parc thermique produirait 160 TWh. Sur un délai de sortie de 10 ans et dans la perspective de diminuer au maximum les émissions de CO_2, le parc en AGP, portion du parc la plus polluante, serait fermé définitivement ainsi que 90 % du parc thermique existant. On ne garderait que les installations très récentes ou qui viennent d'être rénovées. Ainsi il ne resterait que 10 % du parc en fonctionnement. L'apport électrique manquant proviendrait des autres sources de production, principalement les énergies renouvelables et la cogénération, disponibles à l'échelle des 10 ans.

Offre du parc thermique classique existant [248]

		Actuellement	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Parc total disponible immédiatement	Puissance (MW)	14 600	14 600	1 460
	Production (TWh/an)	24,6	134,5	13
Parc en veille profonde (AGP[249])	Puissance (MW)	3 800	3 800	0,0
	Production (TWh/an)	0,0	25,5	0,0
Total thermique déjà en place	**Puissance (MW)**	**18 400**	**18 400**	**1 460**
	Production (TWh/an)	**24,6[250]**	**160**	**13**

3.2.2 Constructions spécifiques de centrales au charbon

La principale difficulté rencontrée pour la construction de centrales neuves est le délai de construction. Il s'agit souvent de délais dépassant 7 ans pour un cycle de construction intégrant la mise en place d'un nouveau site. Comme nous venons de le voir, à la question de la mise en place de la logistique d'approvisionnement (ports fluviaux ou maritimes), se superpose la question du délai incompressible pour respecter la législation française et internationale sur le débat public et la concertation, les enquêtes publiques, en plus des délais de construction. Le tout dépasse fréquemment 5 ans. La « fenêtre » pour construire des centrales en moins de 10 ans se heurte alors à la capacité limitée des constructeurs au niveau mondial. Seules quelques tranches peuvent être livrées dans ce délai. Remarquons que la construction de centrales neuves doit se penser en vue d'une utilisation sur le long terme considérant leur coût initial élevé. Il est alors logique d'adopter les technologies les plus « propres », au rendement le plus élevé et aux moindres pollutions locales, ce qui

[248] Recours aux centrales au gaz existantes inclus.
[249] Arrêt Garanti Pluriannuel (AGP), c'est la portion « gelée » du parc. Il faut 18 mois pour relancer les unités sous cocon.
[250] Données 2006, *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France*, RTE, 2007.

suppose également des délais de construction plus longs. Des centrales de ce type sont sans doute les meilleures candidates pour l'injection profonde du dioxyde de carbone telle que suggérée par un rapport spécial du GIEC[251], sous réserve que cette technologie arrive un jour à maturité.

Les différentes technologies de production d'électricité avec le charbon :

Sous l'appellation équivoque de « charbon propre » (ces nouvelles technologies n'évitent pas les émissions de CO_2 du charbon) se trouvent englobés trois types d'unités de production d'électricité :

- Les centrales à charbon pulvérisé (les centrales « super critiques » entrent dans cette catégorie mais sont encore en cours de développement),
- Les centrales à lit fluidisé (qui se déclinent elles-mêmes en LFC[252] et en PFBC),
- Les centrales utilisant la gazéification intégrée du charbon dans des cycles combinés (IGCC[253]).

L'ensemble de ces techniques permet de réduire considérablement les émissions de polluants gazeux ainsi que la quantité des rejets solides par rapport aux centrales à charbon traditionnelles présentes sur le territoire national. Au final, les fumées sortant de ces nouvelles installations sont dénitrifiées et désulfurisées. Ainsi, l'oxyde d'azote, le dioxyde de soufre et les poussières sont rejetés dans l'environnement en quantités moindres.
Afin de développer un parc thermique « charbon propre », deux solutions sont envisageables :

- Moderniser rapidement toutes les installations au charbon récentes : il est en effet possible de remplacer par une chaudière LFC la chaudière originelle, en gardant le reste de l'installation.
- Mettre en place un parc d'installations neuves sur le modèle du développement du parc de turbines à gaz à cycle combiné (TAG-CC).

La plupart des centrales existantes ne peuvent pas être adaptées de manière économiquement viable. Le « charbon propre » sera donc principalement destiné aux nouvelles installations.
Par ailleurs, même si l'apport de ces centrales en termes de diminution de la pollution est important vis-à-vis des centrales thermiques classiques, il faut toutefois noter que l'amélioration du rendement thermodynamique des centrales - passage de 40 à 50 % - n'apporte au final qu'une réduction de 20 % des rejets de gaz carbonique. Pour un taux d'émission de 287,5 gC/kWh[254] produits dans les unités anciennes de production, avec les techniques de pointe on obtient des taux allant de 215 à 230 gC/kWh. Le gaz est nettement plus avantageux avec des taux de 120 gC/kWh, voire nettement moins en cogénération.
Au vu du coût d'investissement inhérent à ce type de centrale, on tablera plutôt sur un parc installé en 5 ans d'un montant de 4,5 TWh/an correspondant à une fraction du parc de TAG-CC. Cette valeur vient du fait même que le coût d'investissement au kWh est deux fois plus

[251] *Piégeage et stockage du dioxyde de carbone*, GIEC, 2005. Le GIEC est le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat.
[252] Lit Fluidisé Circulant (LFC) et Lit Fluidisé Circulant sous Pression (PFBC).
[253] IGCC signifie Gazéification Intégrée à un Cycle Combiné.
[254] gC/kWh = gramme de carbone par kilowatt heure produit.

élevé pour le « charbon propre » que pour le gaz. On peut également considérer que le même investissement se ferait en reconversion de centrales nucléaires existantes, pour un rendement nettement plus faible.

Offre « charbon neuf » (TWh/an)		
	Dans 5 ans	Dans 10 ans
Total Production	4,5	0

Sur un délai de 5 ans, la construction d'une unité pilote au charbon de 600 MW fournirait 4,5 TWh. Etant donné les résultats positifs des potentiels d'économies d'énergie et des énergies renouvelables sur le délai de 10 ans, il est préférable de se passer totalement du charbon et donc de ne pas construire ce pilote.

3.2.3 L'ouverture de mines de charbon en France

L'ouverture ou la réouverture de mines en France paraît improbable sachant que nos réserves sont faibles, que les délais d'ouverture de mine sont très longs et que les conditions d'exploitation des gisements restants sont difficiles.
L'acceptation locale d'une mine à ciel ouvert ou d'une installation souterraine est très difficile. Le projet d'ouverture d'une mine dans le sud de la Nièvre en 2007 a rencontré une franche et large opposition.
Quel serait l'investissement de départ en regard du risque de ne pas amortir les coûts par rapport à du charbon importé ?
Ce dernier point est sans doute le plus rédhibitoire, puisque le coût de la construction d'une mine de charbon s'ajouterait au coût de l'ensemble du cycle.

3.2.4 La reconversion au charbon de centrales nucléaires existantes

Comme cela a été souligné pour le gaz, cette reconversion a pour principal avantage que les groupes turbo-alternateurs des réacteurs nucléaires bénéficient d'une connexion immédiate au réseau et à toute l'infrastructure électrique.
Il faudrait cependant installer un approvisionnement maritime, quasiment un terminal minéralier, ce qui peut représenter un fort investissement annexe et un impact environnemental important, même sur des axes fluviaux majeurs. Une telle transformation n'est pas envisageable sur les centrales de la Loire ou de la Gironde. Pas question d'approvisionner un tel monstre par la route, le train étant lui-même une alternative problématique et très lente à la mise en place. Ce choix est donc envisageable à Fessenheim, à Tricastin, à Nogent ou à Gravelines, éventuellement à Paluel ou à Penly. Il faudrait étudier la meilleure implantation des chaudières pour limiter les distances parcourues par les circuits de vapeur, ce qui serait un défi d'ingénierie important et une source de délais.
De plus, le rendement des centrales conçues pour le nucléaire n'est que de 33 % contre 49 % pour des centrales récentes au charbon. En fonctionnement de base, cela fait une

différence importante, à la fois sur le bilan de production et sur les pollutions émises. Peut-être vaudrait-il mieux lancer sur ces mêmes sites des cycles combinés au gaz utilisant ces groupes vapeur, ou des unités de même nature mais relativement plus petites et conçues en série ?
C'est pourquoi, il pourrait être envisagé la mise en place d'une série de chaudières mieux conçues dès le départ, munies d'alternateurs réalisés spécialement et de puissance moindre. En bref, la solution de conversion du nucléaire a un potentiel de mise en œuvre rapide, en particulier vis-à-vis des refroidissements, et des ensembles électromécaniques et électriques. Il s'agit également de sites déjà producteurs d'électricité. Qu'il s'agisse du dimensionnement des installations, du rendement ou des émissions de CO_2, le charbon ne semble pas le meilleur choix pour cette reconversion.

En conclusion, l'option choisie est la reconversion des turbo-alternateurs des réacteurs nucléaires avec des centrales fonctionnant au gaz en cycle combiné, de façon à limiter les contraintes d'approvisionnement, à multiplier le rendement de fonctionnement et à minimiser les émissions de CO_2. L'option gaz est en effet en partie exclusive du charbon, surtout s'il s'agit de l'utilisation d'un seul site vu la taille du chantier. La pénalité de rendement d'une telle centrale au gaz, décrite plus haut, est en effet nettement moins importante que celle d'une centrale simple cycle au charbon. L'électricité fournie par cette dernière est fortement diminuée par l'utilisation d'une turbine conçue pour le nucléaire, dont le fonctionnement est de plus prévu pour un usage constant. Les rendements globaux estimés sont respectivement 50 % en reconversion contre 55 % en neuf pour le gaz, contre 30 % en reconversion et 45 % en neuf pour des centrales à charbon. Il est alors plus rentable et plus rapide de remettre en état des centrales existantes, et de les améliorer au fur et à mesure des années.

3.2.5 Le procédé Fisher-Tropsch

Une autre technologie consiste à produire un carburant liquide à partir du charbon ou du gaz naturel par le procédé Fisher-Tropsch. Ceci permettrait d'alimenter les transports et/ou la production décentralisée en cogénération. Ce procédé est cependant assez énergivore et générateur de gaz à effet de serre. Le rendement global est cependant nettement plus élevé qu'une centrale à charbon classique, puisque la cogénération valorise l'électricité mais également la chaleur, et qu'elle est produite en basse ou en moyenne tension (BT/MT) près des lieux de consommation, soit une économie d'environ 10 % sur le transport d'électricité. Il reste cependant à voir si le bilan économique et écologique d'une telle unité – ainsi que son délai de construction – serait plus intéressant que l'utilisation de fioul domestique ou lourd dans ces mêmes installations de petite et moyenne cogénération.

3.2.6 L'utilisation de charbon en réseaux de chaleur

Enfin, il est possible d'alimenter les réseaux de chaleur avec du charbon, une solution adoptée par les Danois. La pollution est alors limitée par rapport à des chaudières individuelles au fioul voire au gaz, si l'installation fait appel aux technologies de pointe. Un relai progressif par la biomasse ou la géothermie peut aussi être mis en place. De telles installations se prêtent bien à une modulation de la puissance sur l'année en fonction de la demande électrique. Le réseau de chaleur en ville est malheureusement une solution dont la mise en œuvre est plus longue.

4 Compensation du carbone émis par le recours aux énergies fossiles : 10 mesures

Le bilan des émissions de gaz à effet de serre (GES) dépend du scénario de sortie du nucléaire choisi. Dans tous les scénarii à court terme, on commence par des émissions importantes de CO_2, et on les rattrape ensuite lorsque les programmes d'énergies renouvelables et de maîtrise de l'énergie prennent effet. Il y a donc une quantité de gaz carbonique temporairement émise en excès. Cette quantité est fonction du choix de scénario et notamment du recours ou non aux centrales thermiques, et fonction également du combustible et de la technologie employés.

La mise en activité sur toute l'année du parc thermique existant représente une quantité importante de combustibles fossiles consommés et donc de gaz à effet de serre. Ainsi, par exemple, les centrales thermiques françaises consomment en année moyenne 10,4 Mt[255] de combustibles thermiques (par exemple 2,3 MT de fioul et 8,1 MT de charbon en 1998 soit 25 MT de CO_2 émis, pour une utilisation du parc de 1 600 heures sur l'année et une puissance de 18 200 MW). Le passage à une utilisation à 80 % du même parc fait passer les émissions à 46 MT de CO_2 et une multiplication par quatre des quantités de CO_2 émises par le secteur de l'électricité. C'est une augmentation globale de 20 % des émissions de gaz à effet de serre de notre pays. Pour mémoire, l'engagement de la France à Kyoto, avec nos partenaires européens, est de stabiliser ses émissions pour la période 2008-2012. Cependant cette augmentation serait transitoire car le recours au parc thermique vise à combler le manque d'électricité entre l'abandon rapide de la production d'électricité « tout nucléaire » et la production d'électricité en majorité à partir des énergies renouvelables. Ces émissions ne dureraient pas 10 ans. De plus, à l'échelle du monde, ce surplus d'émissions de gaz à effet de serre est relativement insignifiant comparé aux émissions de la Chine ou des Etats-Unis.
Le scénario de sortie du nucléaire en 5 ans émet nettement plus de CO_2 que le scénario sur 10 ans qui laisse plus de temps aux énergies renouvelables, aux économies d'énergie et à la cogénération pour prendre véritablement leur essor. La sortie en 10 ans permet à la France de respecter ses engagements pris dans le protocole de Kyoto. Il faudrait au moins 5 années supplémentaires pour le scénario de sortie sur 5 ans afin de ramener les émissions de GES au niveau du scénario sur 10 ans.
Dans ce contexte de recours transitoire aux énergies fossiles, il est essentiel de privilégier le gaz au détriment du charbon car, comparé à ce dernier, le gaz émet deux fois moins de CO_2.
Il ne faut pas oublier que 80 % des émissions de GES en France proviennent de secteurs[256] pour lesquels le nucléaire n'est d'aucune aide puisqu'il ne produit que de l'électricité. Seule une politique d'économies d'énergie permet de diminuer les émissions de GES.
En outre, la sortie rapide de l'électronucléaire en France, par les opportunités de financement et de recherche qu'elle dégagerait pour les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie (aujourd'hui étouffées par le nucléaire qui monopolise les budgets sur l'énergie), permettrait, à moyen terme, l'application d'une politique ambitieuse de diminution des émissions de GES.

Reste qu'il est nécessaire de compenser l'accroissement des émissions par des mesures simultanées sur les principales causes d'augmentation de GES, notamment dans le domaine

[255] Mt = Mégatonne = Million de tonnes.
[256] Principalement les secteurs des transports, du bâtiment, de l'agriculture.

des transports. Un scénario doit donc pouvoir démontrer qu'il ne fait pas exploser les engagements de la France à Kyoto. Pour cela, plusieurs voies sont possibles :

4.1 Mesures dans les secteurs des transports et de l'agriculture :

- Limitation des moteurs à une consommation de 4l/100km[257]. L'enjeu est colossal : cette limitation diminuerait la moyenne des émissions des véhicules particuliers de 180 grammes de CO_2/km à 120 grammes de CO_2/km et permettrait l'économie de 46 MT de CO_2.

- Diminution de la vitesse sur les autoroutes de 10 km/h, ce qui éviterait l'émission de 4 Mt de CO_2 chaque année dans l'atmosphère[258].

- Taxation des véhicules routiers qui émettent le plus de CO_2, taxation de la climatisation dans les véhicules privés.

- Privilégier le rail à la route. Réduction des transports par route, avec reconversion des chauffeurs routiers dans le secteur de la livraison.

- Développement ambitieux des transports en commun et aide aux modes de transports alternatifs à la voiture et à l'avion.

- Mise en place d'une réglementation taxant l'usage abusif des engrais azotés dans l'agriculture et récompensant les pratiques sobres. En diminuant l'épandage d'engrais et donc la production de ces derniers, un potentiel de réduction de 24 Mteq CO_2[259] est accessible[260].

4.2 Actions spécifiques pour obtenir des permis d'émission de GES dans le cadre du Protocole de Kyoto :

- La création d'un stock de carbone pris en compte dans le Protocole de Kyoto[261], en particulier grâce aux taillis à courte rotation[262]. Les mesures proposées dans cette étude sur la filière bois et les modifications des productions agricoles facilitent la séquestration de carbone. Ce stock – différent de celui de la biomasse forestière - peut être comptabilisé au titre du Protocole de Kyoto comme un « puits de carbone », en déduction des émissions du pays. Ces quantités compensent en partie l'utilisation

[257] Ceci s'inspire de la mesure négaWatt sur les transports. *« Transports et négawatt, le chemin pour une mobilité maîtrisée »*, 2003, A.Rialhe.
[258] Mesure inspirée par les propositions du Réseau Action Climat (RAC). Voir *« Changement climatique, dix mesures prioritaires dans les programmes électoraux pour 2007 »*, 2007, RAC.
[259] Mteq CO_2 = million de tonne équivalent CO_2.
[260] Mesure inspirée par le RAC et Solagro, voir *« Changement climatique, dix mesures prioritaires dans les programmes électoraux pour 2007 »*, 2007, RAC.
[261] Au titre des articles 3.3 et 3.4 du protocole de Kyoto.
[262] Il s'agit de cultures très denses de peupliers (par exemple) qui permettent une coupe après 6 à 8 ans de pousse. La repousse autorise rapidement de nouveaux prélèvements. Ces cultures, du fait de leur croissance rapide, permettent aussi un stockage important de CO_2.

de charbon ou une forte augmentation des consommations de gaz lors d'une sortie en urgence.

- Des actions au titre du « mécanisme de développement propre » de Kyoto. L'article 12 du Protocole de Kyoto prévoit que des projets économisant des gaz à effet de serre et qui répondent à des critères de développement, permettent d'obtenir des permis d'émissions de GES au bénéfice des entreprises qui réalisent l'investissement. Il ne s'agit pas d'actions domestiques mais obligatoirement de réalisations dans des pays en voie de développement menées par des pays développés. Un critère supplémentaire dans le cadre des sorties rapides serait l'adoption du « golden standard » des ONG réunies par le WWF[263], essentiellement des actions d'économie d'énergie et de promotion des énergies renouvelables.

- Des échanges de « permis d'émission » au titre des mécanismes de Kyoto. Ceci correspond à l'article 17 du Protocole et ne concerne que les pays de l'Annexe B[264] qui ont pris des engagements fermes. Les pays « en retard » sur leurs engagements de Kyoto peuvent acheter des permis échangeables à des pays qui n'utilisent pas l'intégralité de leurs droits d'émissions (en particulier les pays de l'ex-URSS ou les pays de l'Europe de l'Est).

- Des actions au titre de la « Mise en œuvre conjointe »[265], qui concerne essentiellement les pays d'ex-URSS. Ce mécanisme permet de faire des investissements à l'étranger dont le but est de réduire les émissions de GES pour bénéficier de permis d'émission de GES en France. Par exemple, il s'agit de créditer des projets réalisés par les entreprises françaises ou européennes en Ukraine ou en Russie. Ceci créerait des emplois dans les pays liés par l'accord, mais réduirait aussi les pollutions dans le secteur des industries lourdes dans le pays qui reçoit les investissements. Les écologistes russes présents dans les négociations sur le climat plaident pour un développement de ces mécanismes qui éviteraient le risque de détournement des permis d'émission par les gouvernements et permettraient de « nettoyer » des secteurs comme le raffinage, aujourd'hui parmi les plus polluants du monde.

En conclusion

L'augmentation provisoire des émissions de GES n'est pas insurmontable dans un contexte de scénario volontariste mettant en oeuvre les mesures précédentes et visant à limiter rapidement le recours au charbon. Il faut plutôt se pencher sur le coût des mesures, leur présentation et le niveau de contrainte politique.

---

[263] ONG = Organisation Non Gouvernementale, WWF = World Wildlife Fund.
[264] Les pays développés (dont la France) et les pays d'Europe de l'Est.
[265] C'est l'article 6 du Protocole de Kyoto qui gère ce dispositif.

5 Le parc nucléaire : les plannings de fermeture

Dans un scénario de sortie rapide, le parc nucléaire est arrêté à très court terme. Les 58 réacteurs électronucléaires fermeraient de manière régulière en commençant bien évidemment par les centrales hébergeant les réacteurs les plus âgés et présentant les risques les plus évidents pour les populations alentour mais aussi européennes. Il faudrait donc fermer d'abord les 6 réacteurs CP0 900 MW, les plus vieux réacteurs en service en France à Fessenheim et à Bugey, puis ensuite les CP1 900 MW et ainsi de suite jusqu'aux derniers réacteurs construits, les N4 1450 MW à Chooz et à Civaux.

Le rythme de fermeture est lié à une motivation claire : éviter avant tout un accident majeur aux conséquences irréversibles pour la France mais aussi pour l'Europe. Cette fermeture pourrait être aussi due à la découverte d'un défaut générique mettant en cause de façon grave la sûreté des centrales. Dans ce dernier cas, si par exemple les réacteurs d'un palier[266] entier sont en cause, ces centrales sont fermées en urgence, peut-être même dès la première année, tandis que les autres centrales voient leur fermeture étalée dans le temps. Une révision périodique – annuelle – permet de moduler si nécessaire les choix en fonction de la mise en œuvre du plan de sortie et des conséquences économiques ou sanitaires.

Rythme de sortie

Une sortie en 5 ans nécessite en moyenne un rythme de fermeture de 12 réacteurs nucléaires par an. L'apport en TWh annuels décroît naturellement en parallèle sur la période, pour tendre vers zéro dès la cinquième année.
Une sortie en 10 ans implique un rythme de fermeture de 6 réacteurs par an sur la période. Tout dépend du scénario choisi et surtout du risque représenté par les réacteurs restants selon leur âge et leur modèle.

Le bilan de l'étude est effectué dans la première partie du préambule (p. 5).

[266] Les réacteurs français sont standardisés et ont été construits par paliers successifs de puissance : 900 MW, 1300 MW et 1450 MW.

Tableau de synthèse des potentiels des économies d'électricité et d'offre d'électricité sans nucléaire

Potentiels des économies d'électricité (en TWh)		
	Estimation en 5 ans	Estimation en 10 ans
Système électrique		
Cycle nucléaire	21	21
Pertes électriques	3	6
Echanges et exportations[267]	63,3	63,3
Diminution de la demande		
Tertiaire	26,1	41,9
Habitat	40,2	63,1
Industrie	8,2	10
Total des économies	**161,8**	**205,3**
Potentiels d'offre sans nucléaire (en TWh)		
	Estimation en 5 ans	Estimation en 10 ans
Renouvelables		
Eolien terrestre	32,2	61,6
Eolien off-shore	30,8	57
Hydroélectricité	70,5	74
Photovoltaïque	3,2	15,2
Marémotrice	0,6	0,6
Géothermie	0,1	0,1
Cogénération		
Cogénération biomasse	18,2	19,3
Cogénération tertiaire	7,3	13,8
Cogénération habitat	7,5	38,4
Fossiles		
Gaz cycle combiné	43	64
Gaz turbines cycle simple	5	10
Classique existant	160	13
Charbon « neuf »	4,5	0
Nucléaire	**0**	**0**
Total offre sans nucléaire	**382,9**	**367**

[267] Les exportations ne sont pas comptabilisées dans la consommation intérieure mais dans la production nette.

Bibliographie

ADEME, *Eclairer juste*, 2002.

ADEME, *La lutte contre le changement climatique, créatrice d'emplois en Europe et en France*, Stratégies et études n°1, 2007.

ADEME, *Le marché du solaire photovoltaïque en France et dans le monde, Stratégie et études* n°3, juin 2007.

ADEME, *Stratégie utilisation rationnelle de l'énergie*, 2005.

AERE-GREENPEACE, *Le chauffage électrique en France*, 2002.

CEREN/MINEFE, *Le parc français des équipements de cogénération*, 2005.

CERTU, *La pratique des villes françaises en matière d'éclairage public*, 1999.

CHARPIN, DESSUS, PELLAT, *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, 2000.

CLER, *L'énergie en clair*, 2004.

CLIP, *Cogénération et émissions de CO2*, Les cahiers du CLIP n°15, 2004,

CLIP, *Habitat et développement durable : bilan rétrospectif et prospectif*, Les cahiers du CLIP n°13, 2001.

CLIP, *Le froid domestique : étiquetage et efficacité énergétique*, Les cahiers du CLIP n°11, 1999.

DAMBRINE F. / MINEFE, *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France*, 2006.

EDF, *Estimation du potentiel hydrolien européen « théorique et réaliste »*, Plan Energie pour la Bretagne, 2006.

ENERTECH, *Etude expérimentale des appareils électroménagers à haute efficacité énergétique placés en situation réelle*, 1998.

EUROBSERV'ER *Baromètre du biogaz*, 2007.

EUROBSERV'ER *Baromètre biomasse solide*, 2007.

EUROBSERV'ER *Baromètre éolien*, 2007.

EUROBSERV'ER, *Baromètre Européen des énergies renouvelables : 6e bilan*, 2006.

EUROBSERV'ER *Baromètre de la petite hydraulique*, 2006.

EUROBSERV'ER *Baromètre du photovoltaïque*, 2007.

EUROBSERV'ER *Baromètre du solaire thermique*, 2006.

GARRAD HASSAN / GERMANISCHER LLOYD, *Study of Offshore Wind Energy in the EC*, Windtest, 1995.

GIEC, *Piégeage et stockage du dioxyde de carbone*, 2005.

GLOBAL CHANCE, *petit mémento énergétique*, 2003.

IFEN, *10 indicateurs clés de l'environnement*, 2006.

INESTENE, *Exportations de courant électrique : qui perd, qui gagne ?*, 2002.

INSEE, *Le commerce de détail*, 2006.

LAPONCHE, B., *Maîtriser la consommation d'énergie*, 2004.

LEBBE Y., *La micro-cogénération résidentielle*, 2007.

LEBOT B. / NEGAWATT, *Pour des seuils minimaux de performance énergétique sur tous les appareils électriques*, 2003.

MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'EMPLOI (MINEFE), *Données chiffres clés : l'énergie en France*, 2006.

MINEFE, *L'Electricité en France en 2006 : une analyse statistique*, 2007.

MINEFE, *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique Période 2005 – 2015*, 2006.

MINEFE, *Tableaux des consommations d'énergie en France*, 2006.

NEGAWATT, *scénario négaWatt 2006*, 2006.

PAPALLARDO M., ADEME, *La place de la géothermie dans le paysage énergétique français*, 2005.

RAC, *Changement climatique, dix mesures prioritaires dans les programmes électoraux pour 2007*, 2007.

RIALHE A. / négaWatt, *Transports et négawatt, le chemin pour une mobilité maîtrisée*, 2003.

RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France jusqu'à l'horizon 2020*, 2007.

RTE, *Résultats Techniques du Secteur Electrique en France*, 2007

SIDLER O., *La bureautique : un formidable gaspillage d'électricité*, revue Silence n°250, 2005.

Réseau
Sortir du nucléaire

Réseau "Sortir du nucléaire"
Fédération de 800 associations
9 rue Dumenge
69317 LYON cedex 04
Tél : 04 78 28 29 22
Fax : 04 72 07 70 04

http://www.sortirdunucleaire.fr
sorties@sortirdunucleaire.fr