

Sortir du nucléaire en 20 ans à quelles conditions et à quels coûts ?

Benjamin Dessus (Global chance)

Cette note actualise une note de juin 2012¹ qui avait pour objet de donner une première image de ce que pourrait être une sortie progressive du nucléaire en 20 ans, au bout de 33 ans en moyenne de fonctionnement des réacteurs du parc existant, fondée sur une action vigoureuse d'économie d'électricité et d'électricité renouvelable. Dans sa première version, la description du scénario de sortie était complétée par une comparaison économique avec un scénario de référence, pour un besoin d'électricité évalué à 500 TWh en 2030 et le remplacement à l'identique du parc nucléaire avec par EPR, quand les PWR sont réformés. Cette première note a été réactualisée en octobre 2012 pour être présentée dans le cadre des discussions PS-Europe écologie, en comparant le même scénario de sortie du nucléaire à l'un des scénarios élaborés par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), le scénario « AMS objectif » d'Enerdata dans lequel la consommation d'électricité atteint 523 TWh en 2030 et le mix de production électrique différent du premier scénario de référence.

La note que nous présentons aujourd'hui tient enfin compte des résultats du rapport de la Cour des Comptes sur les coûts du nucléaire.

1 - Le scénario « Sortie du nucléaire en 20 ans »

L'exercice auquel s'est trouvée confrontée l'Allemagne quand elle a décidé en 2000 sa sortie à terme du nucléaire se traduisait en pratique à un arrêt des réacteurs allemands après une durée de vie moyenne de 33 ans (de 28 à 37 ans).

Examinons les conséquences pour la France d'un scénario analogue de sortie du nucléaire en 2031, dans 20 ans, soit au bout de 33 ans en moyenne avec une marge de + ou moins 3 ans par exemple, selon l'état des centrales, la nature des risques locaux et la densité de population environnante.

La fermeture successive des réacteurs choisis au cas par cas comme en Allemagne en fonction de leur état pourrait conduire à ce que, en 2020 l'ensemble des réacteurs construits de 77 à 85 soient arrêtés : soit 230 TWh. La production nucléaire tomberait donc de 409 TWh en 2009 à 180 TWh en 2020. En 2031, toutes les centrales nucléaires seraient arrêtées.

La mise en œuvre d'une telle politique impose de mobiliser l'ensemble des moyens les plus efficaces et les moins polluants, en particulier en termes d'émissions de gaz à effet de serre, pour rebâtir un système électrique profondément différent de celui d'aujourd'hui, aussi bien en termes de demande que d'offre électrique. Bien entendu, si de nouvelles applications de l'électricité se développaient d'ici 2030 (par exemple les véhicules électriques), les besoins pourraient augmenter significativement. Mais ils réduiraient d'autant les besoins d'autres ressources énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre. La description de ces modifications exige un scénario d'ensemble dont on trouvera un exemple dans la publication « Le manifeste Négawatt »².

¹ - Sortir du nucléaire en 20 ans, www.global-chance.org

² - Manifeste Négawatt, réussir la transition énergétique, association négawatt, ed Actes Sud, janvier 2012.

1-1 - Objectif 2020

1-1-A - Les économies d'électricité

En 2009, pour satisfaire la consommation interne de la France, il a fallu produire 516 TWh (542 TWh de production totale plus 19,2 TWh d'importations, moins 44,9 TWh d'exportations)³.

Cette production assure une consommation de 424 TWh d'électricité finale et 29 TWh de consommation interne du secteur de l'énergie. Le reste (63 TWh) se répartit entre les consommations internes des centrales électriques, les pertes de transport et de distribution, et les dépenses électriques du pompage. Quant à la consommation d'électricité finale, elle se répartit entre 281 TWh pour le résidentiel et tertiaire, 126 TWh pour l'industrie, 4 TWh pour l'agriculture et 13 TWh pour les transports.

Dans le Résidentiel tertiaire les consommations électriques de chauffage domestique et d'eau chaude sanitaire, a priori substituables, représentaient 85 TWh (respectivement 62 et 23 TWh). Restaient 196 TWh d'électricité spécifique (froid, éclairage, climatisation, bureautique, pompes, électroménager, etc.).

Global Chance a montré en janvier 2010, dans une étude consacrée à l'usage de l'électricité en France⁴, que des économies de 50 TWh sur la consommation spécifique d'électricité dans ce secteur étaient accessibles à très bon marché (voit tableau 1 ci dessous).

Tableau 1 : Économies d'électricité accessibles dans le résidentiel tertiaire en 2020 par rapport à 2007

TWh/an	2007	2020	Economies
Eclairage	39	22,3	16,7
Cuisson et petits process	17	15	2
Froid	24	15,2	8,8
Climatisation	12	7	5
Bureautique, audiovisuel, ventilation...	55	42,4	12,6
Divers	34	26,7	7,3
TOTAL	181	128,6	52,4

A ce propos d'ailleurs, la comparaison des évolutions de la consommation domestique d'électricité en France et en Allemagne depuis dix ans est très éclairante. Alors que les Allemands consommaient la même quantité d'électricité spécifique domestique par habitant que les Français en 1998 (950 kWh par habitant), nos voisins en consommaient à peine 2 % de plus en 2009 (970 kWh par habitant) alors que nous en consommions 28 % de plus (1 230 kWh par habitant)⁵.

D'autre part, une politique d'éradication progressive des chauffages électriques domestiques à effet joule au profit de chauffages biomasse, pompes à chaleur et gaz naturel, associée au remplacement des chauffe-eau électriques par des chauffe-eau solaires ou à gaz (et sans même compter la rénovation thermique des bâtiments concernés) permettrait une économie d'électricité de 45 TWh supplémentaires. Au total donc en 2020, 95 TWh d'économie d'électricité possible dans ce secteur.

La même étude de Global Chance montre à l'horizon 2020 un potentiel d'économie d'électricité d'au moins 21 TWh dans l'industrie et l'agriculture (respectivement 20 TWh et 1 TWh), avec des temps de retour d'investissement inférieurs à 5 ans. L'amélioration du rendement des moteurs électriques et l'utilisation des moteurs à vitesse variable représentent à eux seuls près de la moitié du potentiel d'économie d'électricité de l'industrie. Mais on peut raisonnablement supposer que l'activité industrielle va se développer plus rapidement, en particulier pour la réalisation des nouveaux investissements d'économie d'énergie et les énergies renouvelables. On n'a donc retenu qu'un chiffre nettement plus modeste de réduction des consommations de 12 TWh en 2020 pour le secteur industriel.

Dans les transports, il n'y a pas d'économie possible, mais au contraire une augmentation de la consommation de 13 à 16 TWh du fait du développement des transports en commun. Mais cette augmentation de 23 % reste encore modeste du fait des délais d'investissement inhérents aux transports guidés.

3 - Voir le bilan électrique français de 2009 en Annexe.

4 - Du gâchis à l'intelligence Cahiers de Global Chance n° 27, www.global-chance.org

5 - La consommation d'énergie en Allemagne et en France, Une comparaison instructive, Bernard Laponche, Les cahiers de Global Chance sept 2011, www.global-chance.org

Les besoins d'électricité finale de 2020 s'établiraient dans ces conditions à 319 TWh, pour une population de 62,3 millions d'habitants (France métropolitaine), et pour le même niveau de confort moyen. Compte tenu de la croissance démographique prévue, ils atteindraient 332 TWh (tableau 2).

1-1-B - La production d'électricité nécessaire en 2020

Pour reconstituer la capacité de production d'électricité nécessaire en 2020 il faut ajouter à ce chiffre de 332 TWh de consommation finale plusieurs postes de consommation d'électricité inéluctables :

- les consommations du secteur de l'énergie,
- les consommations de pompage
- les autoconsommations des centrales électriques et les pertes d'électricité du transport et de la distribution d'électricité.

Le premier poste, de 29 TWh en 2009, diminuera d'environ 17 TWh avec le remplacement prévu d'Eurodif par une usine de séparation beaucoup plus économe en électricité⁶, et la diminution des besoins de combustible nucléaire.

Les consommations de pompage augmenteraient légèrement en 2020 à 7 TWh. L'autoconsommation des centrales, principalement celle des centrales nucléaires, serait divisée par deux à 12 TWh, les pertes de transport et de distribution, passeraient de 32,5 TWh à 24 TWh⁷. Au total par conséquent un besoin d'électricité supplémentaire de 60 TWh.

Soit un besoin de production de $332 + 60 = 392$ TWh.

Tableau 2 : Consommation d'électricité en 2020 avec et sans augmentation de population en France métropolitaine

TWh	2009		2020	
Population (million)	62,3	62,3	62,3	64,9*
Electricité finale	424	319	319	332
<i>Résidentiel tertiaire</i>	<i>281</i>	<i>186</i>	<i>186</i>	
<i>Industrie</i>	<i>130</i>	<i>117</i>	<i>117</i>	
<i>Agriculture</i>	<i>4</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	
<i>Transports</i>	<i>13</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	
Secteur énergie	29			17
Pompage	6,5			7
Autoconsommation des centrales	24			12
Pertes de transport et distribution	32,5			24
Production pour les besoins nationaux	516			392

*Source : INSEE⁸.

1-1-C - Comment fournir l'électricité nécessaire en 2020 ?

Quels moyens de production mettre en place pour compenser la perte d'une partie du parc nucléaire qui ne produirait plus à cette époque que 180 TWh ?

Les projections du Grenelle de l'environnement pour 2020 sont les suivantes : hydraulique, 70 TWh ; éolien, 53 TWh ; photovoltaïque 5 TWh ; biomasse, 15 TWh ; soit au total 143 TWh. Ajoutées à la production d'origine nucléaire, elles conduisent à un déficit d'électricité de 69 TWh à combler par de l'électricité d'origine fossile. Si l'on produit pour l'essentiel cette électricité avec du gaz naturel dans des cycles combinés, les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique atteindraient 28 millions de tonnes de CO₂. La production d'électricité d'origine fossile proposée en 2020, légèrement supérieure à celle de 2009 (56 TWh) est cependant moins émettrice de CO₂ (37 millions de tonnes de CO₂ en 2009).

Première conclusion

Un programme très volontariste mais économiquement raisonnable d'économie d'électricité centré sur le secteur résidentiel tertiaire, avec élimination progressive du chauffage électrique, associé au respect des engagements de production d'électricité renouvelable du Grenelle de l'environnement permet de diviser par un facteur supérieur à deux la production d'électricité nucléaire en France en 2020, en diminuant de 25 % les émissions du système électrique.

6 - L'usine de séparation Eurodif mobilise 3 tranches de 900 MW de la centrale de Tricastin mobilisées en continu. La nouvelle usine, dont la mise en route est programmée en 2011 pour atteindre sa pleine production en 2016 ne mobilisera qu'environ 500 MW.

7 - Elles sont en effet proportionnelles à la quantité d'électricité distribuée.

8 - Projection de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050, INSEE juillet 2006.

Note

L'abandon du chauffage électrique à effet joule, consommateur d'électricité de pointe saisonnière à fort contenu de CO₂ au profit de chauffage à énergies renouvelables ou de gaz naturel est de plus source d'économies d'émissions de CO₂ supplémentaires. En effet, une partie du chauffage des locaux, de l'ordre du tiers (environ 20 TWh) sera assurée par du gaz et non plus de l'électricité en 2020. Il faut donc comparer ces émissions avec celles produites par le chauffage électrique actuel de ces locaux. Les émissions de CO₂ d'un tel chauffage au gaz atteindront de l'ordre de 5 millions de tonnes de CO₂⁹. En contrepartie, on aura économisé 20 TWh d'électricité d'hiver dont le contenu en CO₂ est élevé. En effet pendant cette période d'hiver, la capacité nucléaire installée est tout à fait insuffisante pour répondre à la demande d'électricité. Aux périodes de plus grand froid la pointe de consommation peut atteindre plus de 100 GW (comme le 7 et 8 février 2012) alors que la capacité nucléaire maximale est de l'ordre de 60 GW. C'est dire qu'en plus de l'hydraulique, le réseau de transport d'électricité RTE doit faire appel à des quantités importantes d'électricité d'origine fossile, soit française, soit en provenance de ses voisins européens. Le kWh électrique de chauffage comprend donc aujourd'hui une proportion importante d'électricité d'origine fossile. Il est donc source d'émissions de CO₂ nettement supérieures aux émissions de CO₂ du kWh national moyennées sur l'année. L'ADEME et RTE¹⁰, dans une note vite enterrée par l'administration, montraient en 2007 que l'introduction d'un nouveau chauffage électrique dans le parc de logements faisait appel à un supplément d'électricité dont les émissions de CO₂ atteignaient 500 g de CO₂ par kWh, deux fois plus qu'un chauffage au gaz naturel. La substitution du chauffage électrique par du chauffage au gaz peut donc se traduire par une économie d'émissions, tant qu'une part importante de la capacité de production électrique reste nucléaire, comme c'est encore le cas en 2020.

Un tel programme suppose un effort de sobriété et de redistribution important entre Français puisqu'il fait l'hypothèse d'un stock à peu près constant d'équipements. Il admet en effet pour hypothèse une stabilisation du volume des services électriques à leur niveau actuel. Il est néanmoins tout à fait vraisemblable puisqu'il conduit en 2020 à des consommations d'électricité par habitant dans le secteur résidentiel, le plus touché par les mesures proposées, analogues à celles des allemands en 2009 (1 690 kWh/an/hab).

1- 2 - Objectif 2031

1- 2-1 - les besoins d'électricité

La demande électrique peut encore diminuer à l'horizon 2031 de 40 TWh dans le résidentiel et tertiaire, en achevant d'éradiquer les applications effet joule du secteur et en poursuivant les mesures d'économie sur l'électricité spécifique (respectivement 25 et 15 TWh). Dans l'industrie, les économies d'électricité supplémentaires consécutives à l'introduction de procédés industriels innovants, en particulier dans la sidérurgie et la chimie, et à la généralisation de moteurs performants sont estimées à 20 TWh. Pour tenir compte des besoins nouveaux de l'industrie des renouvelables on propose cependant de ne retenir que 15 TWh d'économie d'électricité supplémentaire dans ce secteur. La montée en puissance des transports guidés viendra par contre renforcer les besoins d'électricité du secteur transport autour de 20 TWh. La demande finale d'électricité sectorielle en 2031 pourrait donc s'établir à 268 TWh (à population inchangée).

Compte tenu de la croissance démographique annoncée, la demande finale d'électricité en 2031 pourrait alors s'établir à 289 TWh. Auxquels s'ajouteraient 8 TWh de pompage, en augmentation de 12 % par rapport à 2020, 5 TWh d'autoconsommations des centrales (en forte décroissance après l'arrêt du nucléaire), 21 TWh de pertes de transport et distribution et 15 TWh de consommation du secteur énergie. Au total donc, un besoin de production d'électricité de l'ordre 338 TWh en 2031.

9 - Un chauffage au gaz naturel émet de l'ordre de 240 g de CO₂ par kWh.

10 - Le contenu en CO₂ du kWh électrique : avantages comparés du contenu marginal et du contenu par usages sur la base de l'historique, ADEME et RTE, octobre 2007, révélée par l'association « Agir pour l'environnement » en janvier 2008.

Tableau 3 : Consommation d'électricité en 2020 et 2031, avec et sans augmentation de population en France métropolitaine

TWh	2009	2020		2031	
Population (million)	62,3	62,3	64,9*	62,3	67,2*
Electricité finale	424	319	332	268	289
<i>Résidentiel tertiaire</i>	281	186		146	
<i>Industrie</i>	130	117		102	
<i>Agriculture</i>	4	3		3	
<i>Transports</i>	13	16		20	
Secteur énergie	29		17		15
Pompage	6,5		7		8
Autoconsommation des centrales	24		12		5
Pertes de transport et distribution	32,5		24		21
Production pour les besoins nationaux	516		392		338

*Source : INSEE¹¹.

1-2-2 - Comment fournir l'électricité nécessaire en 2031 ?

Les fourchettes de possibilité de production d'électricité renouvelable s'ouvrent beaucoup plus largement à l'horizon 2031.

Les projections actuelles permettent de concevoir en 2031 une production de 110 à 150 TWh d'éolien (dont 30 à 70 TWh offshore), 40 TWh d'électricité biomasse, comme c'est déjà le cas en Allemagne en 2010, 50 TWh à 80 TWh de photovoltaïque, 10 à 20 TWh d'autres renouvelables (géothermie, énergies marines, etc.), auxquels s'ajoutent les 70 TWh d'hydraulique. Au total donc un minimum de 270 TWh de renouvelables, avec la possibilité d'atteindre une production de plus de 370 TWh.

Dans l'hypothèse basse, pour boucler le bilan à 340 TWh, il faudrait produire 70 TWh d'électricité grâce à des cycles combinés à gaz naturel responsables de 28 millions de tonnes de CO₂. Dans les hypothèses plus favorables, la production d'électricité renouvelable permettrait de couvrir des besoins nouveaux et de substituer de l'électricité à des combustibles fossiles.

Tableau 4 : Approvisionnements en 2020 et 2031 pour les besoins français du scénario « Sortie du nucléaire »

TWh	2009	2020 sortie du nucléaire	2031 sortie du nucléaire
Thermique classique	56	69	70
Nucléaire	365*	180	0
Hydraulique	62	70	70
Eolien	8	53	110
Photovoltaïque		5	50
Biomasse	6	15	40
Importations	19		
Total	516	392	340

* La production nucléaire de 2009 (410 TWh) est diminuée de 45 TWh d'exportations et l'on suppose que les échanges éventuels en 2020 et 2030 sont équilibrés.

Conclusion

A condition de poursuivre résolument la politique d'économie d'électricité spécifique, l'éradication des applications effet joule dans le résidentiel-tertiaire, et de promouvoir l'introduction de procédés électriques en rupture dans l'industrie, il est possible de limiter les besoins électriques de la France à environ 340 TWh en 2031, date d'arrêt complet proposée pour le parc nucléaire, tout en maintenant des émissions de CO₂ du système électrique à un niveau de l'ordre de 25 à 30 Mt de CO₂.

Ce résultat suppose une mobilisation importante mais raisonnable en faveur des renouvelables.

Il suppose surtout un effort de sobriété et de solidarité de la part des couches les plus aisées de la population française sans lequel les besoins globaux d'énergie ne pourront en aucun cas être contenus.

Il serait enfin vain que cet effort ne soit concentré que sur l'électricité puisqu'il faut en même temps diviser par environ 2,5 à 3 les émissions de CO₂ françaises en 2030 pour rester en ligne avec l'exigence du facteur 4 en 2050.

11 - Projection de population pour la France métropolitaine à l'horizon 2050, INSEE juillet 2006.

En effet l'électricité ne compte que pour un cinquième environ de l'énergie finale consommée par les Français. Le solde de la consommation finale d'énergie qui repose en très forte majorité sur des produits fossiles (carburant, gaz naturel, fioul lourd et fioul domestique, charbon) est responsable de plus de 80 % des émissions de CO₂ en provenance de l'énergie. Les postes principaux d'émission se situent dans les transports automobiles et dans le chauffage des locaux. L'effort d'économie d'énergie doit donc porter principalement sur ces deux secteurs, en plus du secteur électrique.

Bien entendu, si de nouvelles applications de l'électricité se développaient significativement d'ici 2031 (par exemple les véhicules électriques, des substitutions d'électricité très performantes dans l'industrie, etc..), les besoins pourraient augmenter significativement. Mais ils réduiraient d'autant les besoins d'autres ressources énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre. La description de ces modifications exige un scénario d'ensemble comme celui de l'association négaWatt et sort de notre propos.

2 - A quels coûts ?

Pour évaluer les coûts de cette sortie du nucléaire à 2031, il faut évidemment établir une comparaison avec un scénario de référence sans sortie du nucléaire. Nous avons choisi comme scénario de référence un scénario de la DGEC à l'horizon 2030 (le scénario « AMS objectif » d'Enerdata) et supposé que les réacteurs EPR se substituaient aux réacteurs actuels au fur et à mesure de leur mise à l'arrêt.

Tous les calculs de la présente note sont effectués avec un taux d'actualisation de 8 %.

Tableau 5 : Productions d'électricité nécessaires en 2031 pour la consommation intérieure de la France des deux scénarios

TWh	DGEC	Sortie du Nucléaire
Thermique Classique	27	70
Nucléaire	360	0
hydraulique	66	70
Eolien terrestre	41	80
Eolien offshore	20	30
PV	0	50
Biomasse	9	40
	523*	340

*Hors exportation d'électricité

Méthodologie proposée.

- On fait l'hypothèse d'une même durée de vie des centrales nucléaires dans les deux scénarios (33 ans en moyenne). Dans le scénario DGEC on fait donc l'hypothèse d'un remplacement des centrales qu'on arrête par des EPR au fur et à mesure des besoins de remplacement.
- Comme l'exercice consiste à évaluer la différence de coût des deux scénarios, seuls les éléments différents sont pris en compte. C'est ainsi par exemple que le démantèlement du parc existant, commun aux deux scénarios, n'est pas chiffré. Par contre les démantèlements des EPR supplémentaires sont pris en compte.
- L'exercice distingue nettement les coûts globaux de production, transport et distribution d'électricité à un horizon donné (2031) des deux scénarios, et les coûts d'investissement cumulés des mêmes scénarios (outils de production, investissements d'économie d'électricité, investissements de réseau, etc.).

On effectuera ensuite une analyse de sensibilité de la comparaison des deux scénarios au coût du nucléaire pour tenir compte des effets de la stratégie envisagée par le gouvernement et EDF d'une simple prolongation de la durée de vie du parc de 20 ans.

2-1 - La facture électrique en 2031

2-1-1 - Les coûts de production d'électricité.

On se propose de chiffrer la facture globale des besoins d'électricité de la France en 2031 dans les deux scénarios. On indique ci-dessous, sous forme de tableau, les fourchettes de coût de production des différentes filières retenues.

Tableau 6 : Fourchettes de coûts retenus pour les différentes filières de production électrique en 2031

€/ MWh	2009	2031
Thermique classique	60	105 -150
Nucléaire	40	80 -105*
Hydraulique	30	30
Eolien terrestre	80	80
Eolien offshore	180	120 - 180
Photovoltaïque	300	100 - 150
Biomasse	150	80 - 100

On remarquera que la fourchette de coûts adoptés pour le nucléaire EPR est différente de celle calculée par la Cour des comptes qui retient un coût de 75 à 90 €/MWh. Mais le coût que nous retenons comporte un coût d'assurance contre un risque d'accident majeur, évalué autour de 5 à 10 € par MWh et, pour le haut de la fourchette, de surcoûts importants post Fukushima. D'autre part la Cour ne met pas en cause le taux de 90 % d'utilisation des EPR annoncé par EDF, alors que nous avons retenu un taux plus réaliste (et conforme à la situation actuelle) de l'ordre de 75 %. Enfin, les provisions pour stockage des déchets sont plus importantes dans le scénario EPR que dans le scénario de sortie puisque les quantités d'électricité nucléaire cumulées y sont plus élevées.

Tableau 7 : Facture production 2031 des deux scénarios

2031 Millions d'euros	2009	DGEC	DGEC	Sortie du nucléaire	Sortie du nucléaire
Hypothèses de coût		Haute	Basse	Haute	Basse
Thermique Classique	4500	4050	2835	10500	7350
Nucléaire	14600	37800	28800	0	0
Hydraulique	1860	1980	1980	2100	2100
Éolien terrestre	640	3280	3280	6400	6400
Eolien offshore	0	3600	3000	5400	3600
PV	0	0	0	7500	5000
Biomasse	900	900	720	4000	3200
Total coût Production	22500	51610	40615	35900	27650
Prix moyen/MWh	43,6	99	78	106	81

Dans tous les cas, la facture de production d'électricité globale de la France augmente sensiblement par rapport à 2009, de 95 % à 140 % dans le scénario DGEC, de 23 % à 60 % dans le scénario sortie du nucléaire

La facture globale de production française d'électricité est nettement plus forte en 2031 pour le scénario DGEC que pour le scénario « Sortie du nucléaire » : + 47 % pour le bas de la fourchette, + 43 % pour le haut de la fourchette

Par contre, le coût de production au MWh reste du même ordre de grandeur dans les deux scénarios, en augmentation d'un facteur de l'ordre de deux par rapport à 2009, comme le montre le tableau.

L'adoption du bas de la fourchette de coût de la Cour des comptes (75 €/MWh) pour l'EPR ne modifie pas sensiblement les résultats précédents. Le coût du scénario DGEC diminue de 5 % à 38,4 G€ et le prix moyen de production de l'électricité à 74 €/MWh environ.

Dans le cas où l'on se contente de prolonger la durée de vie du parc actuel et en adoptant le coût calculé par la Cour des comptes (54 €/MWh) le coût total de la facture du scénario DGEC s'établit à 31 G€ (au centre de la fourchette de coût global du scénario de sortie) et le coût moyen du MWh à 60 €/MWh 26 % plus faible que celui du scénario de sortie.

2-1-2 - Les coûts de transport et de distribution de l'électricité

Pour comparer les coûts hors taxe pour l'utilisateur, il faut y ajouter les coûts de transport et de distribution d'électricité. Ils sont évalués par A. Grandjean à 42 €/MWh en 2009¹². Il propose d'adopter un coût futur de 52 €/MWh pour le scénario de poursuite du nucléaire et de 57 €/MWh pour le scénario « Sortie du nucléaire », cette différence étant justifiée par le renforcement nécessaire du réseau en cas de production décentralisée. On constate sur le tableau 8 que malgré le surcoût au MWh de 5 € adopté dans le scénario « Sortie du nucléaire », le coût total de

12 - Sortir du nucléaire, à quel prix ? Alain Grandjean, <http://alaingrandjean.fr/>

transport distribution est plus faible dans ce scénario que dans le scénario DGEC On reviendra sur cette question plus loin dans le paragraphe consacré à l'investissement.

Si on adopte ces règles on obtient les résultats suivants :

Tableau 8 : Facture hors taxe 2031 des deux scénarios pour l'ensemble des usagers

Milliards €	2009	2031 DGEC	2031 Sortie du nuc
Production	22,500	40,6 - 51,6	27,6 - 35,9
Transport et distribution	21,672	27,2	19,380
Total	44,172	67,8- 78,8	47,0 - 55,3
€/ MWh hors taxes	92,8	130 - 151	162-186

Le coût du kWh (hors taxes) pour l'utilisateur moyen est 20 % plus élevé dans le scénario sortie du nucléaire que dans le scénario DGEC mais la facture annuelle de production est 50 % plus élevée dans le scénario DGEC que dans le scénario « Sortie du nucléaire ».

Les hypothèses de coût retenues par la Cour des comptes pour l'EPR ne modifient qu'à la marge ces résultats : 65,6 G€ pour la facture totale et un coût au MW/h de 126 €.

Dans le cas de prolongation de la durée de vie du parc de 20 ans et avec les hypothèses de la Cour la facture du scénario DGEC qui tombe à 58 G€ reste nettement supérieure à celle du scénario de sortie du nucléaire.

2-1-3 - Le coût des économies d'électricité.

Il faut être cependant conscient que le scénario « Sortie du nucléaire » suppose une politique ambitieuse d'économie d'électricité qui n'est évidemment pas gratuite.

Il est donc nécessaire d'évaluer le coût annuel, pour les usagers, de l'amortissement des investissements qu'ils seront amenés à consentir pour économiser 163 TWh d'électricité.

Les économies d'électricité de chauffage.

Pour approcher le coût d'investissement d'une réduction de consommation d'électricité de chauffage, il paraît judicieux, plutôt que d'estimer le coût de mesures d'isolation des logements¹³, d'estimer le coût d'une pompe à chaleur de COP 2 à 3 en moyenne sur l'année qui réduit dans ces mêmes proportions la consommation d'électricité.

Sur la base d'un coût d'investissement de 3000 à 4000 euros/kW (installation comprise) on obtient un coût du kWh évité entre 10 et 15 ct€.

Les économies d'électricité spécifique

Mais le plus gros potentiel d'économies d'électricité se situe dans le domaine de l'électricité spécifique, la plupart du temps pour des coûts d'investissement par kWh économisé beaucoup plus faibles que pour les applications thermiques et qui conduisent souvent à un remboursement de l'investissement par les économies d'électricité en 2 à 5 ans.

Donnons en deux exemples :

Si on prend des lampes économes de 20 watts, qui permettent d'économiser 80 Watts pendant 1000 heures par an et une durée de vie de 10 ans, l'économie actualisée d'électricité à 8 % sur 10 ans est de 580 kWh pour un surinvestissement de l'ordre de 10 € et un coût de l'ordre de **1,5 ct€ le kWh évité** (sans même compter que les lampes à incandescence auront besoin d'être changées 5 à 10 fois pendant la même période de 10 ans.).

Pour le froid alimentaire un surcoût d'investissement de 100 euros permet d'accéder à la catégorie A++ des réfrigérateurs et d'économiser de l'ordre de 100 kWh/an pendant 15 ans à un coût de l'ordre de 8 ct€ par kWh.

En première analyse on peut donc chiffrer autour de 10 à 15ct€ les coûts au kWh évité dans les usages thermiques et à moins de 6 ct € les coûts au kWh évité dans les usages spécifiques de l'électricité pour le résidentiel tertiaire.

Pour les applications industrielles l'imposition d'un temps de retour inférieur à 5 ans dans les conditions actuelles de coût hors taxe de l'électricité impose des coûts d'investissement inférieurs à 0,35 € par kWh évité (coût actuel de 7 ct € par kWh pour l'industrie en moyenne) et des coûts évités de l'ordre de 5 ct € par kWh (7,2 kWh sur 10 ans à 8 % de taux d'actualisation).

On trouvera une série d'autres exemples dans l'étude « Analyse prospective du bilan énergétique français, le potentiel de MDE » (ICE 2009).

¹³ - Comme le font à tort la plupart des commentateurs et certains économistes.

Globalement on peut donc dresser le tableau suivant :

Tableau 9 : coûts annuels d'économie d'électricité du scénario « Sortie du nucléaire » en 2031

Potentiels d'économie	Résidentiel Tertiaire TWh	Coût unitaire ct/kWh	Total Res-tert G€	Industrie TWh	Coût unitaire ct/kWh	Total Indust G€	Total G€
Electricité thermique	70	12	8,4				8,4
Elec spécifique	65	6ct€	3,9	28	5ct€	1,45	5,35
Total							13,8

Un coût de l'ordre de 14 milliards € par an qui s'ajoute à la facture globale du scénario « Sortie du nucléaire » et la porte à des valeurs de 55,1 à 63, 4 milliards € par an en 2030 (voir tableau ci-dessous).

Tableau 10 : Facture annuelle d'électricité globale des deux scénarios en 2031

Milliards €	2009	2031DGEC	2031 Sortie du nuc
Production	22,500	40,6- 51,6	27,6- 35,9
Transport et distribution	21,672	27,2	19,4
Economies d'électricité		0	13,8
Facture globale	44,172	67,8- 78,8	60,8-69,1

La facture annuelle du scénario de sortie du nucléaire (61 à 69 G€) reste assez sensiblement inférieure à celle du scénario DGEC (68 à 79 milliards €). Le gain financier pour l'utilisateur se situe encore autour de 12 à 14 %.

L'examen de la sensibilité aux coûts du nucléaire conduit aux observations suivantes :

Avec les hypothèses basses de coût de la Cour des comptes pour l'EPR les conclusions ne sont guère modifiées. La facture du scénario DGEC, qui tombe à 65,6 G€, reste nettement supérieure à celle du scénario de sortie (60,8). Ce n'est plus vrai dans le cas de la prolongation de la durée de vie du parc, où, si l'on adopte les hypothèses de la Cour, la facture du scénario DGEC tomberait un peu en dessous de celle du scénario de sortie à 58 G€.

Nota.

L'une des questions qui vient à l'esprit est celle d'un scénario « DGEC nucléaire » associé à un programme ambitieux d'économie d'électricité. Ce scénario est très invraisemblable car il mêle une politique hyper-centralisatrice (le nucléaire) fondée sur l'existence d'un quasi-monopole avec une politique d'économies d'électricité entièrement fondée sur l'initiative locale avec des conséquences importantes sur l'architecture du réseau lui-même. Les 20 dernières années en France montrent d'ailleurs l'antinomie entre ces deux politiques. En supposant néanmoins qu'il soit possible de bâtir un scénario « DGEC nucléaire » à 350 TWh en 2030¹⁴ (234 de nucléaire, 70 d'hydraulique, 10 d'éolien, 30 de thermique fossile, 6 de biomasse), l'évaluation économique conduit à une facture annuelle comprise entre 52,4 à 56,8 G€.

2-2 - La question des investissements à consentir

2-2-1 - Les investissements de production électrique

Le tableau ci-dessous fournit les hypothèses de coût d'investissement et les facteurs de charge des filières retenues.

Tableau 11 : Hypothèses de facteurs de charge et de coût des filières de production en 2031

	Hyp haute		Hypbasse	
	TWh/GW	G€/GW	TWh/GW	G€/GW
Thermique classique	2,5	0,63	2,5	0,63
Nucléaire	6,6	5	6,6	4
Hydraulique	/	/	/	/
Eolien terrestre	2,6	1,35	2,6	1,35
Eolien offshore	3	3,5	3	2,3
PV	1,2	2	1,2	1,4
Biomasse	5,5	0,5	5,5	0,5

14 - 10 TWh supplémentaires sont en effet nécessaires pour assurer la fabrication et la gestion du combustible nucléaire et l'autoconsommation des centrales.

Pour l'EPR la fourchette des coûts envisagés tient compte de l'incertitude importante qui existe sur les coûts des investissements de démantèlement des EPR.

Tableau 12 : Dépenses d'investissements cumulées d'ici 2031 en milliards d'€ du scénario « Sortie du nucléaire » et du scénario DGEC

Milliards d'€	Hyp haute		Hyp basse	
	I DGEC	I SORTIE	I DGEC	I SORTIE
Thermique Classique	6,8	17,6	6,8	17,6
Nucléaire	270,0	0,0	216,0	0,0
Hydraulique	52,8	56,0	39,6	42,0
Eolien terrestre	20,8	41,5	20,8	41,5
Eolien offshore	24,5	35,0	16,1	23,0
PV	0,0	83,3	0,0	58,3
Biomasse	0,8	3,6	0,8	3,6
Total	375,7	237,1	300,1	186,1

L'investissement de production cumulé du scénario DGEC est nettement plus élevé que celui à réaliser pour le scénario « Sortie du nucléaire ».¹⁵

La Cour des comptes ne donne pas de fourchette de coûts d'investissement de l'EPR et se contente de relever le coût prévisionnel de Flamanville. Si l'on suppose, comme le fait implicitement la Commission Énergie 2050, une baisse de l'ordre de 20 % du coût de série de l'EPR le coût d'investissement du scénario DGEC tombe à 258 G€, une valeur encore très supérieure à l'investissement cumulé du scénario de sortie du nucléaire.

Bien évidemment, dans le cas où le parc actuel est maintenu au delà de 2031, au prix d'un investissement que la Cour évalue à 55 milliards d'€ la situation s'inverse : l'investissement cumulé de production d'électricité du scénario DGEC tombe à 139 G€, contre 186 pour le scénario de sortie. Ce n'est pas étonnant puisque cette politique consiste à reporter l'essentiel des investissements nouveaux très au delà de 2030. On pourrait même comme le fait la commission Énergie 2050 alourdir la charge d'investissement du démantèlement du scénario de sortie du nucléaire sous le prétexte qu'il intervient 20 ans plus tôt que dans le scénario de sortie du nucléaire.

Mais ce premier calcul ne comporte pas le cumul des investissements nécessaires aux économies d'électricité du scénario « Sortie du nucléaire ».

2-2-2 - Les investissements d'économie d'électricité.

A partir des données précédentes on peut estimer les investissements cumulés d'économie d'électricité aux valeurs du tableau suivant :

Tableau 13 : Cumul en 2030 des investissements d'économie d'électricité du scénario « Sortir du nucléaire »

Potentiels d'économie	GWh	I par kWh	I total G€
Electricité thermique	70	1-1,4€ moyenne 1,2	84
Elec spécifique résidentiel	65	0,5€	32,5
Elec industrie	27	0,35€	9,45
Total milliards €			125,95

*ampoule basse consommation remplacée deux fois avant 2030

Le cumul des investissements est donc de l'ordre de 126 G€ qu'il convient d'ajouter aux investissements de production du scénario « Sortie du nucléaire ».

15 - On peut appréhender le coût d'une stratégie alternative où les réacteurs du parc existant ne sont globalement arrêtés qu'au bout de 43 ans par exemple en moyenne. Dans ce cas, il faut réaliser des investissements de jeunesse pour l'ensemble des réacteurs existants, dont 45 GW seront néanmoins obsolètes en 2031 et investir 45 GW de réacteurs nucléaires EPR. Si on fait l'hypothèse d'un coût de 0,5 à 1 G euro/GW, l'investissement de jeunesse (33 ans à 43 ans) atteint 31 à 62 G€. Par contre on économisera l'investissement de 17 GW d'EPR, soit une économie de 68 à 85 G€. L'économie d'investissement se situe dans une fourchette de 37 à 23 G€ ce qui ne change pas l'ordre de mérite constaté dans le tableau 8.

2-2-3 - Investissements du réseau

Quand on aborde la question des investissements des systèmes électriques, on oublie assez systématiquement d'aborder la question des investissements de réseau qui représentent pourtant une part importante de l'investissement du système électrique. En 2000 le rapport Charpin-Dessus-Pellat¹⁶ estimait l'investissement cumulé des 20 années précédentes à 80 milliards d'euros: 6 milliards pour le réseau haute tension, 12 milliards pour le réseau moyenne tension et 62 pour le réseau de distribution (entre 20 kV et 400 volts). Un investissement moyen annuel de l'ordre de 4 milliards d'euros sur la période.

En 2010, RTE (réseau de transport) a investi environ 1 G€ et ERDF (répartition et distribution) 2,5 G€. Pour chacun, la croissance des investissements est de l'ordre de 15 % par an: ERDF prévoit 3,75 G€ en 2012. Mais cette croissance correspond à un rattrapage après une période d'une dizaine d'années de sous-investissement. Cette prévision de croissance des investissements tient compte aussi des évolutions technologiques (smart grids) et des contraintes liées aux renouvelables. Ainsi, RTE dit « Pour être en mesure d'intégrer 20 GW d'éolien, en 10 ans l'investissement supplémentaire serait de 1 milliard d'euros, donc 100 millions d'euros par an ».

Sur ces bases on peut donner une première idée des coûts d'investissement cumulés des deux scénarios, l'investissement total ayant été de 3,5 G€ en 2010.

En supposant une croissance moyenne de 5 % par an pendant 20 ans (ce qui sur le long terme est considérable puisqu'il conduit à une dépense de 9,3 G€) l'investissement total sur la période atteint 128 G€ pour un réseau capable de gérer la consommation d'électricité de 520 TWh du scénario DGEC. Avec l'hypothèse d'un surcoût de 10 % sur le modèle proposé par RTE pour l'éolien, mais élargi au système complet de transport et de distribution, l'investissement cumulé du scénario « sortie du nucléaire » atteindrait 141 G€ (en faisant l'hypothèse conservatrice d'un coût d'investissement indépendant de la consommation d'électricité).

La récapitulation des dépenses d'investissement cumulé des deux scénarios en 2031 est résumée dans le tableau ci dessous.

Tableau 14: Cumul des investissements des scénarios en 2031 (milliards d'€)

Potentiels d'économie	GWh	I par kWh	I total G€
Electricité thermique	70	1-1,4€ moyenne 1,2	84
Elec spécifique residert	65	0,5€	32,5
Elec industrie	27	0,35€	9,45
Total milliards €			125,95

Le scénario sortie du nucléaire et le scénario DGEC présentent des investissements cumulés analogues.

Dans le cas où le parc est maintenu 20 ans de plus au prix d'un investissement cumulé de 55 G€, l'investissement cumulé du scénario DGEC tombe à 267 G€ et reporte les investissements lourds très au delà de 2030.

3 - Éléments de conclusion

Malgré le caractère grossier des évaluations ci-dessus on peut dégager quelques conclusions provisoires de l'exercice précédent:

1. Une sortie du nucléaire en 20 ans semble envisageable si elle est fondée sur un programme ambitieux et pérenne d'économie d'électricité et de promotion de l'électricité renouvelable. Elle impose un effort important de redistribution entre les français et des politiques incitatives fortes à la sobriété d'achat et de comportement en même temps qu'une politique industrielle centrée sur l'efficacité des outils et les énergies renouvelables.

Cette politique apparaît comme moins onéreuse pour la collectivité et les usagers. Elle se traduit par des coûts au kWh électrique plus importants de 20 %, mais par une réduction d'au moins 10 % de la facture annuelle des ménages et des entreprises.

Enfin les investissements à consentir sur la période 2010-2031 pour le scénario « sortie du nucléaire » sont analogues à ceux du scénario DGEC même en investissant assez massivement dans des centrales à gaz (30 GW) pour assurer la sécurité de fourniture d'électricité en cas d'aléa climatique majeur¹⁷.

16 - « Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire » JM Charpin, B Dessus, R Pellat, Rapport au premier ministre, La documentation française 2000.

17 - Le cumul des puissances garanties des centrales thermiques, des centrales à biomasse et d'une partie de l'hydraulique est alors de 62 GW.

L'hypothèse d'une prolongation de la durée de vie du parc actuel de 20 ans, à condition de ne pas prendre en compte de prime d'assurance pour un accident majeur éventuel et d'ignorer à la fois le très fort risque de dépassement du montant d'investissement de réhabilitation indiqué par la Cour (55G€) et celui d'une interdiction de redémarrage de certains des réacteurs par l'ASN malgré les travaux entrepris, ne conduit qu'à des économies de facture annuelle de l'ordre de 5 % en 2030. Par contre la prolongation proposée permet des économies d'investissement de 40 % au prix d'un renforcement important des risques d'accident majeur et d'un report à la génération qui nous suit des investissements principaux de renouvellement du parc de production.

2. L'étude montre d'autre part la nécessité d'un approfondissement des questions d'économies d'électricité, dont le potentiel est généralement négligé et dont les coûts sont mal cernés, et des questions de réseau très généralement passées sous silence malgré leur poids, à la fois dans les prix au kWh (>30%) pour l'utilisateur et dans les coûts d'investissement collectif (de l'ordre de 20 à 30 %).

Annexe 1: Le bilan électrique français en 2009

Bilan électrique 2009		
	Total	Par habitant (62,45 millions)*
	TWh	kWh
PRODUCTION BRUTE, dont	541,7	8674
Renouvelables non thermiques	69,6	1113
Hydraulique, dont	61,6	986
<i>Pompage</i>	4,6	74
Géothermique	0	0
Eolien	7,8	124
Solaire	0,164	2,6
Thermiques, dont	471,7	7554
Nucléaire	409,7	6562
Fossile	56	896
<i>ex-charbon</i>	27,7	444
<i>ex-pétrole</i>	5,9	95
<i>ex-gaz</i>	22,3	357
Biomasse	6	96
Divers	0,49	8
AUTOCONSOMMATION (1)	-23,8	-382
PRODUCTION NETTE (2)	517,8	8293
IMPORTATIONS (3)	19,2	308
EXPORTATIONS	-44,9	-719
CONSOMMATION DU POMPAGE	-6,5	-105
DISPONIBILITE INTERIEURE (4)	485,6	7776
PERTES DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION	-32,5	-520
CONSOMMATION TOTALE (5)	453,1	7256
CONSOMMATION SECTEUR ENERGIE	28,9	463
CONSOMMATION FINALE, dont :	424,2	6793
Industrie	125,5	2010
Transport	12,9	206
Résidentiel	159,4	2553
Tertiaire	122,3	1959
Agriculture	4,1	66

* France métropolitaine, y compris la Corse.

(1) Autoconsommation : consommation d'électricité des centrales électriques.

(2) Production nette = production brute + autoconsommation (-).

(3) Il s'agit des échanges physiques d'électricité (voir rapport d'activité de RTE pour l'année 2009).

(4) Disponibilité intérieure = Production nette + importations + exportations (-) + consommation du pompage (-).

(5) Consommation totale = Disponibilité intérieure + pertes de transport et distribution (-).