

Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France

RESUME EXECUTIF

Cette synthèse évalue les investissements supplémentaires qui seraient à réaliser dans un scénario de « sortie » du nucléaire, ainsi que les impacts en termes d'augmentation du coût production de l'électricité, du transport et de la facture énergétique. La note tient également compte des interrogations posées par un recours massifs aux ENR.

Le coût est donné d'abord en capital, c'est-à-dire par un différentiel d'investissement, par rapport au scénario de référence poursuivant la politique actuelle nucléaire et ENR. Il a été évalué à :

- 350 à 560 milliards d'euros de surcoût dans le cas d'une forte contrainte carbone débouchant sur un recours massif aux ENR (...pour un parc qui resterait très difficile à réaliser dans des délais fixés ici à 2025).
- Un investissement moindre (quelques dizaines de milliards d'euros) dans le cas d'un scénario sans contrainte d'émissions débouchant sur un recours massif au gaz ; les conséquences en termes d'émissions de CO2 sont conséquentes : de 10 Mtonnes à plus de 160 Mt/an.

Dans le premier cas, le coût à la production d'électricité (moyenne parc) double. Dans le second cas (selon des hypothèses plutôt basses du prix du gaz), ce coût monterait de 20% environ. Un doublement du coût de production entraîne une hausse de plus de 70% du prix aux industriels et de la moitié pour les ménages (prix HT).

L'étude évalue aussi les émissions de CO2, qui, si elles ne sont pas contraintes, pourraient augmenter de l'ordre de 130 millions de tonnes, rendant totalement impossible l'atteinte des objectifs gouvernementaux en la matière et obérant gravement la possibilité d'atteindre le facteur 4 en 2050.

Les principaux résultats figurent dans le tableau ci-après :

Scénario	Investissements	Coût prod élec	Import gaz		Emission CO2
	Mds d'€	€/MWh	Mds m ³	Mds €	Mt
Référence	178-212	56-62	1.95	0.55	9.5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	530-772	90-124	14.17	4.3	31
Sortie du nucléaire sans contrainte carbone	173-181	69-74	84.76	23.25	166

Ces études nous semblent donner un résultat suffisamment robuste, compte tenu des hypothèses à considérer sur un horizon de temps important.



I-tésé

Institut de Technico-Economie des Systèmes Energétiques
CEA/DEN/DANS/I-tésé

Elles devront toutefois être confortées par des approfondissements dans plusieurs directions : révision des hypothèses sur la demande électrique, modélisation plus fine des hypothèses économiques d'optimisation de parc de production et notamment les coûts de transports, encore peu connu en cas de forte pénétration des renouvelables, dynamisation des scénarios.

Enfin, il faut noter que le caractère réaliste du scénario de très fort développement des ENR (éolien notamment) que nous avons considéré n'est actuellement, tant au plan de la gestion de l'intermittence que des facteurs physiques limitant (implantation des éoliennes et acceptabilité), pas totalement avéré.

Cette étude a pour objet d'évaluer un éventuel « coût de sortie » du nucléaire dès l'horizon 2025 et le remplacement progressif par d'autres moyens de production faiblement émetteurs, à savoir des énergies renouvelables ; majoritairement l'éolien et solaire photovoltaïque. Un autre scénario, à coût de production le plus faible possible, est aussi évalué : dans ce cas le recours au gaz domine et les émissions de CO2 augmentent sensiblement.

Afin d'évaluer le coût de remplacement du parc nucléaire nous comparons, à consommation constante, trois scénarios :

- la poursuite de la tendance actuelle de développement des énergies renouvelables, définissant le scénario « référence »,
- la sortie totale du nucléaire par un arrêt progressif des centrales jusqu'à la fermeture en 2025 et la mise en place d'ENR. Le niveau d'émission est au plus égal à celui de 2010, correspondant au scénario « sortie du nucléaire sous contrainte carbone »,
- le troisième suppose que le parc nucléaire est essentiellement remplacé à moindre coût par un parc « gaz », soit le scénario « sortie du nucléaire sans contrainte carbone ».

La note présente essentiellement les deux premiers scénarios, réputés établis à horizon 2025 (avec et sans nucléaire), essentiellement en termes de moyen de production, de coûts d'investissement et d'impact sur le coût de l'électricité. Le recours à une part importante de renouvelable implique une gestion et des frais de raccordements sur le réseau électriques. Ceux-ci sont également étudiés ainsi que l'impact sur la facture énergétique.

Elle illustre ensuite le troisième scénario, en le comparant au scénario de référence.

L'analyse est statique, au sens où elle ne décrit pas les transitoires.

Ces résultats sont donnés en ordre de grandeur, car tributaire des choix de méthode et de variables suivants (notamment) :

- Demande électrique fixe (alors que les prix diffèrent selon les scénarios).
- Prix du gaz.
- Coût des technologies ENR : éolien terrestre et off-shore, solaire.
- Coût du nucléaire actuel d'abord (avec une sensibilité moindre : il est largement installé, mais son renouvellement commencera à se faire sentir), et nouveau ensuite (2 EPR au plus sont supposé investis sur la période, de façon prudente, dans le scénario de référence).
- Autres : démantèlement, réseaux, puissance de back up des ENR...

Ces évolutions évaluées, souvent de grande ampleur, soulèvent évidemment des interrogations de différentes natures. Des éléments de réflexion sur ces sujets sont proposés.

Cette étude a été faite à partir d'une modélisation économique du système électrique dont les principes sont donnés en annexe. Les hypothèses utilisées sont également présentées en annexe.

1) Les scénarios

Le coût est évalué par comparaison des investissements nécessaires jusqu'en 2025 pour satisfaire une demande constante en cas de sortie du nucléaire sous contrainte carbone et ceux qui seraient faits dans la continuité de la politique nucléaire actuelle.

Dans un premier temps, nous comparons donc les deux situations suivantes :

Scénario de référence : Ce scénario prévoit une stabilisation de la puissance nucléaire installée à 65GW ; ce qui correspond à l'arrêt de deux ou trois tranches nucléaire actuelles et à la construction de deux EPR. Afin de se conformer à la tendance actuelle et aux ambitions gouvernementales le scénario envisage également de porter à 20 GW la puissance éolienne et à 8 GW la puissance photovoltaïque. Ce scénario s'inscrit dans la tendance actuelle (où l'on garde un nucléaire élevé), avec une montée en puissance progressive des énergies renouvelables qui est non négligeable.

Sortie du nucléaire sous contrainte carbone : Ce scénario prévoit une fermeture progressive de l'ensemble des centrales nucléaires jusqu'en 2025. Les autres unités de production sont maintenues ou déclassées selon leur durée de vie. En 2025 le parc de production est le produit d'une optimisation économique sous la contrainte d'une stabilisation des émissions de CO₂ à leur niveau de 2010 (31 Mtonnes). Les centrales nucléaires seront donc remplacées par de l'éolien, des panneaux solaires et des centrales à gaz.

Les deux scénarios sont basés sur l'hypothèse d'une consommation stable en 2025 par rapport à 2010, soit 512 TWh. Le coût du CO₂ est également pris en compte, il est fixé à 25 € la tonne.

Plusieurs hypothèses de coûts sont utilisées :

→ Pour les coûts de production, deux taux d'actualisation sont retenus : 5% et 10%, les données techniques étant à chaque fois la moyenne des pays de l'OCDE¹ ou de la France et de l'Allemagne. (cf. Annexe 1). A noter que pour le nucléaire, c'est essentiellement celui qui est déjà installé aujourd'hui qui produira en 2025 : des hypothèses dédiées ont été formulées à cet égard, avec des coûts de l'ordre de 50€/MWh à cet horizon.

→ Pour les coûts de construction du MW_{électrique} installé, deux hypothèses de coûts sont utilisées : la moyenne des pays de l'OCDE ou les prévisions de l'IEA (cf. Annexe 2). Ces valeurs permettent d'établir des fourchettes quant aux résultats.

Les hypothèses liées à la modélisation sont présentées à l'annexe 3.

¹ Coût prévisionnels de production de l'électricité 2010, OCDE.

2) Résultats

Coût total (investissements)

Le coût de sortie du nucléaire est présenté à l'aide d'une fourchette ce qui reflète l'utilisation de différentes hypothèses sur le coût de construction des centrales (moyenne des pays de l'OCDE ou AIE). Notons que ces hypothèses, présentées en annexe, sont contrastées et impactent les résultats.

Le tableau ci-dessous résume les différentes composantes du coût entre les investissements à réaliser dans le parc productif, les investissements réseau et le coût de démantèlement des centrales nucléaires :

	Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	Scénario de référence
Investissement parc productif (Mds d'€)	308-550	49-83
Investissement réseau (Mds d'€)	212	128
Démantèlement nucléaire (Mds d'€)	10	1
Total (Mds d'€)	530-772	178-212

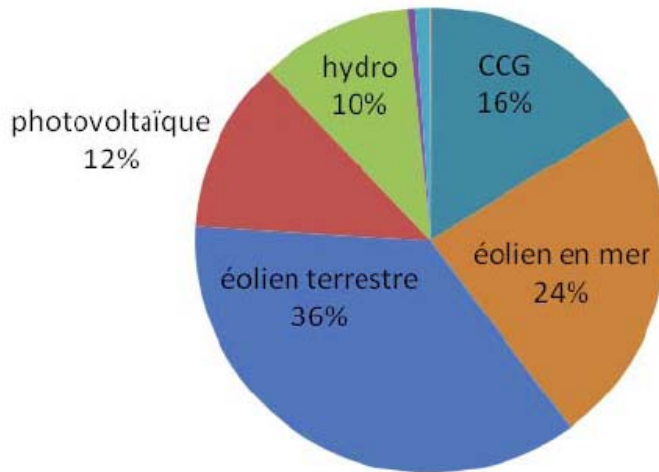
Données IEA, données OCDE

Le surcoût en investissements de sortie du nucléaire est donc compris entre 352 et 560 milliards d'euros sur la base de ces deux scénarios.

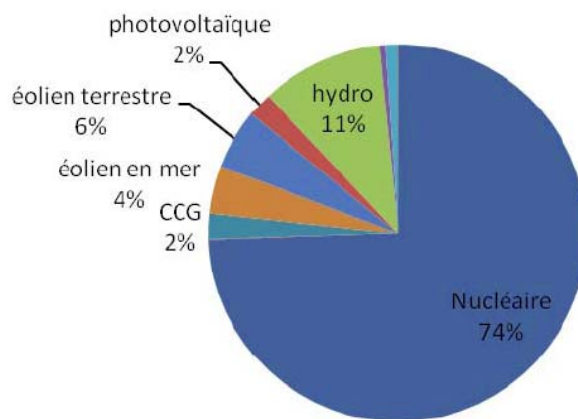
Cela correspond aux nouveaux investissements nécessaires (production et réseau) par rapport à la prolongation du parc existant et à une estimation des surcoûts de réseau engendré par le recours massif à des énergies intermittentes. Ce résultat dépend très fortement des hypothèses qui sont faites au niveau du coût de construction de l'éolien et du photovoltaïque (voir en annexe).

Mix de production résultants et coûts de production du MWh

Sortie du nucléaire sous contrainte carbone(en TWh)



Scénario de référence (en TWh)



Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France - Janvier 2012

Ce sont ensuite ces mix de production qui vont fixer le prix de production du MWh. Ce prix dépend également du taux d'actualisation retenu. Le tableau ci-dessous reprend les différents scénarios de coûts possibles :

Coûts de production du MWh	Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	Scénario de référence
Cas 1 : i=5% (en €/MWh)	90	56
Cas 2 : i=10% (en €/MWh)	124	62

En termes de prix pour les agents économiques, le scénario d'arrêt du nucléaire entrainerait une augmentation de plus des 70% pour les industriels et de 50% pour les ménages, en ordre de grandeur².

Importation d'énergie, facture énergétique et émissions de CO2

Afin de prendre en compte la contrainte climatique (émissions de CO2), le parc de production en 2025, comprend un arrêt complet des centrales nucléaires et minimise le coût de production sous une contrainte carbone telle que le niveau d'émission ne doit pas dépasser celui d'aujourd'hui (31Mt)³.

Le recours à des énergies intermittentes ne suffit pas alors à répondre à l'ensemble de la demande, essentiellement en fonction de leur caractère intermittent et de l'impossibilité de gérer ce phénomène uniquement à base de stockage et de gestion de la demande, à des coûts jugés acceptables ; il est nécessaire de recourir à des centrales au gaz.

Avec un prix du gaz de 29 €/MW_{thermique} en 2025, la **facture énergétique** française annuelle augmenterait de 4.33 milliards d'euros, il faudrait en effet importer près de 14.17 milliards de m³ de gaz. Soit une augmentation de près de 30% de la facture.

Donc, contrairement à ce que l'on pourrait croire de prime abord, le recours aux ENR aurait pour conséquence de faire baisser l'**indépendance énergétique** de la France par rapport au scénario de référence. La seconde interrogation posée par ce recours au gaz est la soutenabilité par le réseau actuel d'une augmentation de la consommation de gaz.

Les coûts indirects qui se rapportent au réseau de gaz n'ont pas été considérés dans l'étude (coûts d'investissement). Par contre, ils sont sensés figurer au sein du coût du gaz : ce point devrait toutefois être vérifié par un calcul dédié.

² Calcul effectué hors taxes

³ Par contre, pour un scénario « économiquement optimal » (c'est-à-dire à moindre coût, sous la contrainte de non recours au nucléaire), on obtiendrait une augmentation considérable des émissions de GES : 166 millions de tonnes (cf. chapitre 3 ci-dessous).

Selon les scénarios, les volumes de gaz importés et les émissions de CO₂ sont donnés ci-dessous :

Scénario	Import gaz (Mds de m ³)	Import gaz (Mds d'€)	Emissions CO ₂ (Mt)
Référence	1.95	0.55	9.5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	14.17	4.3	31

La baisse des émissions de CO₂ dans le scénario de référence est due à l'arrêt des centrales thermique (TAC et charbon) fortement émettrices

3) Scénario sans contrainte sur le CO₂ avec recours massif au gaz

Un troisième scénario a été construit en relaxant la contrainte carbone. Le choix du moindre coût (dès lors que le nucléaire est supposé non retenu) amène à investir massivement en centrales à gaz à cycle combiné car le recours au gaz s'avère économiquement ce qu'il y a de plus rentable. Cela se fait évidemment au dépend des émissions de CO₂, du prix du MWh (par rapport au scénario de référence, en fonction du prix du gaz) et de la facture énergétique.

Les principaux résultats comparant ce dernier scénario avec les deux premiers sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Scénario	Investissements	Coût prod élec	Import gaz		Emission CO ₂
	Mds d'€	€/MWh	Mds m ³	Mds €	Mt
Référence	178-212	56-62	1.95	0.55	9.5
Sortie du nucléaire sous contrainte carbone	530-772	90-124	14.17	4.3	31
Sortie du nucléaire sans contrainte carbone	173-181	69-74	84.76	23.25	166

4) Conséquences et principales interrogations

Les réseaux

Le réseau représente sans doute la plus grande inconnue. En effet le passage massif du nucléaire à des énergies alternatives représente un bouleversement dans la manière de gérer et de construire le réseau de transport ou de distribution. Les raisons sont principalement :

- la gestion de l'intermittence : le réseau devra supporter des variations brutales de production,
- l'inadéquation entre la localisation des moyens de production et la consommation (les éoliennes par exemple sont situées en général dans des zones peu denses... ou en mer),
- la décentralisation des moyens de production dans des zones où le réseau est calculé au plus juste : nécessite des renforcements de réseaux importants,

- le développement des interconnexions pour pallier à un manque de vent ou de soleil dans certaines zones,
- la difficulté technique qui peut apparaître pour les réglages de réseau, compte tenu des spécificités techniques des lignes en continu (qui pourraient se développer pour l'éolien off-shore ou le solaire, lequel ne dispose d'aucune inertie pour les réglages via la fréquence).

...

Le chiffrage des coûts de réseau est donc extrêmement complexe et toujours sujet à caution. Cependant, au vu des données disponibles, le différentiel de coût de réseau entre une sortie du nucléaire et le scénario de référence ne semble pas notablement différent des études disponibles, en termes d'ordre de grandeur.

Enfin, la construction de lignes pose un redoutable problème d'acceptabilité et de durée de développement : il faut effectivement 10 ans au minimum en France pour construire une ligne THT. Ce facteur pourrait être un obstacle majeur à une forte évolution du mix français.

Un choix de développement important des ENR nécessiterait donc une action spécifique pour accélérer la construction des lignes : ce point est d'ailleurs très étudié en Allemagne depuis peu.

L'acceptabilité du recours massif aux ENR

Le recours massif aux éoliennes risque de poser un problème de disponibilité de certains sites de production potentiels. Outre l'existence même de suffisamment de sites de production pouvant accueillir des éoliennes au niveau supposé ici, se pose la question de la disponibilité de ces sites.

A ce jour, certains projets ont été annulés du fait de l'opposition des riverains. Or dans l'hypothèse d'une sortie du nucléaire il faudrait installer près de 100GW d'éoliennes, lesquelles peuvent occuper une surface équivalente à celle de la Bretagne. Il faudrait donc optimiser le positionnement de ces champs d'éoliennes, notamment via le recours à l'off-shore (ce qui a été supposé ici avec un taux d'off-shore de 40%).

Malgré tout, les 3GW en projet voulu par le gouvernement ont fait l'objet de contestation or il en faudrait plus de 30GW pour « sortir » du nucléaire.

La sécurité et la qualité d'approvisionnement en électricité

Les éoliennes ou le solaire sont extrêmement dépendant des conditions météorologiques et intermittentes par nature. Certes, il est possible de diminuer la variabilité globale de la production ; il suffit de répartir les moyens de production dans des zones ayant des régimes de vent ou d'ensoleillement différents. Cependant, cela n'exclut pas la probabilité d'événements exceptionnels avec une absence de vent combiné avec un faible ensoleillement. Pour pallier à cela et assurer une qualité de livraison correcte (exempte de coupures) il est nécessaire, outre le développement du réseau (cf. supra), d'installer une puissance de back up, en général du gaz, et/ou des capacités de stockage.



I-tésé

Institut de Technico-Economie des Systèmes Energétiques
CEA/DEN/DANS/I-tésé

En poussant cette logique à l'extrême, ce sont les événements exceptionnels qui sont dimensionnant pour le parc, or économiquement, il n'est pas envisageable d'installer une puissance de back up équivalente à celle des énergies renouvelables intermittentes. Il faut donc trouver un compromis entre calculs économiques et durée de défaillance (en tenant compte du foisonnement au plan européen, du stockage, de la réponse de la demande, de l'évolution des réseaux ...) Le risque est donc que le coût total soit plus lourd que celui qui a été évalué ici. Inversement, le potentiel technologique de progrès est très important en ce domaine, notamment dans la gestion de la demande.

Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France - Janvier 2012

Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives – DEN/DANS/I-tésé
Centre de Saclay – Bât 125 – PC n°153 - 91191 GIF SUR YVETTE CEDEX
Tél : 33-1.69.08.64 91– Fax : 33-1.69.08.35 66– jean-guy.devezeaux@cea.fr

Annexe

L'objectif du modèle est d'évaluer l'évolution des prix de l'électricité en fonction des évolutions du parc de production. Il s'agit d'un modèle d'optimisation sous contrainte qui minimise la somme totale des coûts. Pour répondre à la demande le modèle peut investir dans des moyens de production. Les paramètres pris en entrés sont les caractéristiques des centrales et de la consommation.

Des hypothèses sur les coûts et sur le modèle sont nécessaires. Les paramètres utilisés sont présentés ci-dessous.

1 - Coût de production

Cas 1 : taux d'actualisation $i=5\%$

Centrale	Coût moyen de production actualisé (€/MWh)	Décomposition du coût de production et paramètres technico-économiques					
		Coût combustible (€/MWh)	Rendement	Entretien et maintenance (€/MWh)	Investissement (€/MWh)	Emission de CO2 (kg/MWh th)	disponibilité
Centrale thermique au charbon	79.4	11	0.41	11.48	15.7	343	0.85
Turbine à combustion	157.7	42.08	0.33	3.66	6.0	271	0.85
Centrale gaz (CCG)	73.3	29	0.55	4	7.2	206	0.85
Eolien (off-shore)	92.5	0	1	22.95	69.6	0	0.34
Eolien (on-shore)	68.6	0	1	16.58	52	0	0.22
Solaire photovoltaïque	223.7	0	1	23.76	200	0	0.15
Hydraulique fil de l'eau	42	0	1	1.16	40.8	0	0.8
Hydraulique éclusé	32.4	0	1	1.6	30.8	0	0.55
Hydraulique lac	32.4	0	1	1.6	30.8	0	0.55
Hydraulique pompage	33.2	0	1	2.42	30.8	0	0.29

Origine des données :

E&M/Coûts d'investissement : *Coûts prévisionnel de production de l'électricité 2010*, OCDE. Moyenne des pays de l'OCDE ou de la France et l'Allemagne avec $i=5\%$. Excepté pour l'hydraulique.

Fuel : WEO 2010, prévision pour 2025 de l'IEA.

Gas : New policies scenario, WEO 2010. In *Are we entering a golden age of gas?* P17 12.3\$/Mbtu, 1 Mbtu=0.293MWh, 1\$=0.72€.

Petrol: New policies scenario, WEO 2010. P448. 105\$/barrel, 1\$=0.72€, 1barrel=1.7MWh.

Coal: New policies scenario, WEO 2010 110\$/t, 1\$=0.75355€

Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France - Janvier 2012

Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives – DEN/DANS/I-tésé
Centre de Saclay – Bât 125 – PC n°153 - 91191 GIF SUR YVETTE CEDEX
Tél : 33-1.69.08.64 91– Fax : 33-1.69.08.35 66– jean-guy.devezeaux@cea.fr

Cas 2 : Taux d'actualisation i=10%

Centrale	Coût moyen de production actualisé (€/MWh)	Décomposition du coût de production et paramètres technico-économiques					
		Coût combustible (€/MWh)	Rendement	Entretien et maintenance (€/MWh)	Investissement (€/MWh)	Emission de CO2 (kg/MWh th)	disponibilité
Centrale thermique au charbon	89	11	0.41	11.48	29.8	343	0.85
Turbine à combustion	157.7	42.08	0.33	3.66	6.0	271	0.85
Centrale gaz (CCG)	78.5	29	0.55	4	12.4	206	0.85
Eolien (off-shore)	131.5	0	1	22.95	108.6	0	0.34
Eolien (on-shore)	99.5	0	1	16.58	82.9	0	0.22
Solaire photovoltaïque	338	0	1	23.76	314.3	0	0.15
Hydraulique fil de l'eau	42	0	1	1.16	40.8	0	0.8
Hydraulique éclusé	32.4	0	1	1.6	30.8	0	0.55
Hydraulique lac	32.4	0	1	1.6	30.8	0	0.55
Hydraulique pompage	33.2	0	1	2.42	30.8	0	0.29

Origine des données :

E&M/Coûts d'investissement : *Coûts prévisionnel de production de l'électricité 2010*, OCDE. Moyenne des pays de l'OCDE ou de la France et l'Allemagne avec i=10%. Excepté pour l'hydraulique.

Fuel : WEO 2010, prévision pour 2025 de l'IEA.

Gas : New policies scenario, WEO 2010. In *Are we entering a golden age of gas?* P17 12.3\$/Mbtu, 1 Mbtu=0.293MWh, 1\$=0.72€.

Petrol: New policies scenario, WEO 2010. P448. 105\$/barrel, 1\$=0.72€, 1barrel=1.7MWh.

Coal: New policies scenario, WEO 2010 110\$/t, 1\$=0.75355€

Coût de production du nucléaire

La quasi-totalité du parc nucléaire est déjà construit. Seul 2 EPR viennent s'y ajouter dans le scénario de référence. Par conséquent il a été choisi d'utiliser les coûts du nucléaire historique, indépendamment du taux d'actualisation choisi, pour les centrales déjà construites.

Par contre pour l'EPR un taux d'actualisation de 5% puis de 10% a été retenu comme pour toutes les autres technologies. Par conséquent le coût du nucléaire augmente lorsque l'on passe d'un taux d'actualisation de 5% à 10% du fait de l'augmentation des coûts de l'EPR. Ce qui nous donne les coûts suivant :

Coût moyen de production actualisé (€/MWh)	Décomposition du coût de production et paramètres technico-économiques					
	Coût combustible (€/MWh)	Rendement	Entretien et maintenance (€/MWh)	Investissement (€/MWh)	Emission de CO2 (kg/MWh th)	disponibilité
48.4	5.672	0.36	10.7	22	0	0.85
51.4	5.672	0.36	10.7	25	0	0.85

Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France - Janvier 2012

2 - Coûts de construction retenus

Les coûts d'investissement ont été calculés à partir des hypothèses suivantes

- Données OCDE

Filière	coût du MW électrique installé (€/MW)
EPR	3125000
TAC	394632
CCG	657720
éolien (offshore)	1549296
éolien (onshore)	1103508
photovoltaïque	2075472

Origine des données:

Coût du MWe installé: *Coûts prévisionnel de production de l'électricité 2010*, OCDE. Moyenne des pays de l'OCDE ou de la France et l'Allemagne. Excepté pour l'EPR où ce sont des données CEA.

- Données IEA

Filière	coût du MW installée (€/MW)
EPR	3125 000
charbon	1842 800
TAC	353 600
CCG	773 432
éolien (offshore)	3284 173
éolien (onshore)	1915 257
photovoltaïque	3744 023

Origine des données:

Coût du MWe installé: *Power generation in the New policies scenario, assumed cost in WEO 2010 for 2020*, IEA. La zone prise est celle de l'Europe ; dans le cas de filière où il y a plusieurs technologies on a pris le coût moyen. Excepté pour l'EPR où ce sont des données CEA

Ces deux jeux de données ont été retenus pour calculer les fourchettes présentées dans l'étude.

3 - hypothèses du modèle

Scénario de référence			Sortie du nucléaire sous contrainte carbone		
Consommation	Modèle heures pleines (7-20h) / creuses (20h-7h)	Données RTE : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/vie/vie_stats_conso_inst.jsp	Consommation	Modèle heures pleines (7-20h) / creuses (20h-7h)	Données RTE : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/vie/vie_stats_conso_inst.jsp
Parc	Centrales construites	Tableau A, scénario RTE/I-TESE	Parc	Centrales construites	Modèle I-TESE/IFP
	Anciennes centrales	RTE, <i>statistique de l'énergie électrique en France 2010</i> , Juin 2011.		Anciennes centrales	RTE, <i>statistique de l'énergie électrique en France 2010</i> , Juin 2011.
Combustible	IEA	Gas : New policies scenario, WEO 2010. In Are we entering a golden age of gas? P17 12.3\$/Mbtu, 1 Mbtu=0.293MWh, 1\$=0.72€ Petrol: New policies scenario, WEO 2010. P448. 105\$/barrel, 1\$=0.72€, 1barrel=1.7MWh Coal: New policies scenario, WEO 2010 110\$/t, 1\$=0.75355€, 8.862	Combustible	IEA	Gas : New policies scenario, WEO 2010. In Are we entering a golden age of gas? P17 12.3\$/Mbtu, 1 Mbtu=0.293MWh, 1\$=0.72€ Petrol: New policies scenario, WEO 2010. P448. 105\$/barrel, 1\$=0.72€, 1barrel=1.7MWh Coal: New policies scenario, WEO 2010 110\$/t, 1\$=0.75355€, 8.862
Production	Hydraulique	Production équivalente à celle de 2010 (12% de 512TWh), aucun investissement	Production	Hydraulique	Production équivalente à celle de 2010 (12% de 512TWh), aucun investissement
				PV	On impose 55GW de photovoltaïque (similaire aux projections allemandes dans le cas d'une sortie du nucléaire cf DLR, IFNE&Fraunhofer, <i>Leitstudie 2010</i> .
	Eolien	On impose une répartition 66/34 d'éolien terrestre/maritime, facteur de charge : RTE, <i>Le bilan électrique français 2010</i> .	Nucléaire	Aucun investissement	
			Emission de CO2	Emission constante par rapport à 2010 à 31Mt, SOeS, bilan de l'énergie 2010.	
Back up	10% de la production				

Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France - Janvier 2012

Tableau A : Scénario de référence I-TESE sur base des hypothèses du RTE :

Centrale	Puissance installée
Nucléaire historique	61800
EPR	3200
Charbon	2900
TAC	4000
CCG	7500
Eolien terrestre	6970
Eolien en mer	13530
Photovoltaïque	8000
Hydraulique fil de l'eau	7600
Hydraulique barrage	4300
Hydraulique lac	9300
Hydraulique pompage	4200

A construire entre maintenant et 2025.

Déjà construite.

4 - Mix de production, en énergie et en puissance, selon les trois scénarios

Centrale	Scénario					
	Référence		Sortie du nucléaire sous contrainte carbone		Sortie du nucléaire sans contrainte carbone	
	Puissance (MW)	Energie (TWh)	Puissance (MW)	Energie (TWh)	Puissance (MW)	Energie (MWh)
Nucléaire	65 000	380	0	0	0	0
Charbon	2 900	1.1	2 900	1.1	2 900	1.2
TAC	4 000	1.2	3 100	1.6	4 800	1.6
CCG	7 500	11.3	49 000	82	78 000	441
Eolien On-shore	13 500	26.1	105 000	184	3 000	6.0
Eolien Off-shore	6 900	20.8	35 000	121	0	0
Solaire PV	8 000	10.5	55 000	61.1	500	1.1
Hydraulique	25 400	61	25 400	61	25 400	61.2
TOTAL	133 200	512	275 400	511.8	89 200	512.1

Une évaluation du « coût de sortie » du nucléaire en France - Janvier 2012