

COÛT DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

RÉSUMÉ

Toute comparaison entre les coûts de production des diverses sources d'électricité se doit, pour être légitime, de ne comparer que des coûts complets sur l'ensemble du cycle de vie du moyen de production considéré (intégrant tous les coûts passés, présents et futurs, et notamment les subventions et la R&D passée, comme les coûts futurs de démantèlement et de gestion future des déchets, les ENR ne devant pas faire exception).

Mais cette seule méthode ne suffit pas. En effet, la comparaison entre un moyen de production d'électricité intermittent et un moyen non-intermittent (répondant à la demande à tout moment, fournissant les « services réseaux » que sont le maintien de la tension et de la fréquence du réseau national) pose problème et nécessite une méthode consensuelle.

Cette dernière pourra consister par exemple en une méthode de comparaison qui peut être adaptée quand existeront des moyens de stockage massif d'électricité permettant une certaine déconnexion de l'offre et de la demande et une meilleure gestion de l'intermittence (pas forcément une baisse de son coût d'ailleurs, le stockage étant aujourd'hui hors de prix et demain certainement pas gratuit).

En conclusion, le scénario le plus intéressant dans tous les domaines pour la France, dans tous les cas, reste la prolongation d'exploitation du parc nucléaire actuel aussi longtemps que son niveau de sûreté, réacteur par réacteur, demeurera satisfaisant.

La Figure 1 ci-dessous présente une synthèse des coûts de production des différentes sources d'énergie.

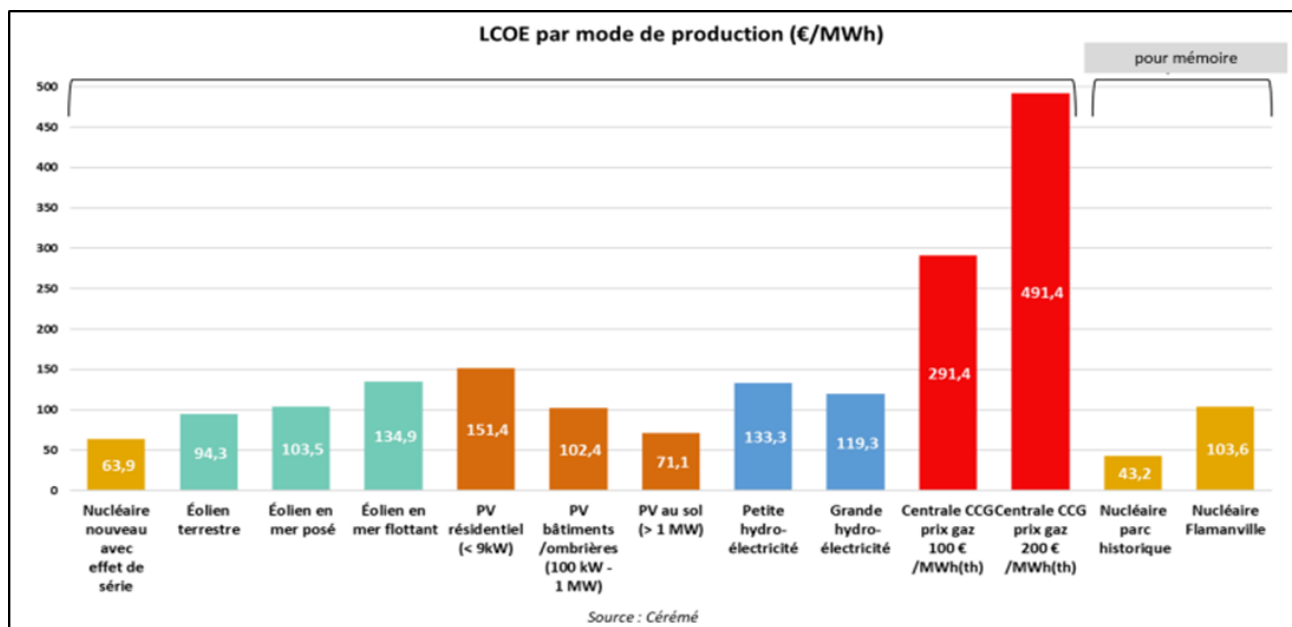


Figure 1 : Coûts de production de l'électricité en France

Source Cerémé

1. COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE

1.1 Synthèse Rapports Cour des comptes et UFE/DGEC

Une des premières analyses complètes sur les coûts de production de l'ensemble des filières en France métropolitaine a été réalisée par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (**DGEC**) en 2008. L'UFE (Union française de l'électricité) a depuis actualisé certaines de ces données. Le coût estimé par l'UFE pour l'année 2011 est de 42,3 €/MWh.

En juillet 2010, la Cour des comptes publie un premier rapport sur l'estimation des coûts de production de l'électricité nucléaire pour l'année 2010, soit une valeur de 49,5 €/MWh, exprimée en coût courant économique (CCE). Un nouveau rapport publié en janvier 2012 [Réf 1] produit une étude de sensibilité de ce coût 2010 à différents paramètres, et notamment à la méthodologie de calcul utilisée (voir tableau 1 ci-dessous).

Le détail de ces méthodologies de calcul est explicité en Annexe 1.

Résultats des différentes évaluations du coût du MWh en 2010 en fonction de l'objectif poursuivi	En € ₂₀₁₀
Le coût comptable , qui tient compte de l'amortissement du parc mais pas de la rémunération du capital	33,4 €/MWh
Le coût de l'approche de la Commission Champsaur, qui tient compte de l'amortissement du parc et de la rémunération du capital qui n'est pas amorti (objectif : calcul du tarif de vente)	33,1 €/MWh
Coût comptable complet de production (C3P) qui tient compte de l'amortissement de la rémunération du capital qui n'est pas amorti et de l'augmentation du coût du parc de remplacement	39,8 €/MWh
Le coût courant économique (CCE), qui ne tient pas compte de l'amortissement du parc, qui rémunère le capital investi à l'origine en tenant compte de l'inflation (objectif d'un coût moyen de production sans référence historique)	49,5 €/MWh

Source : Cours des comptes

Tableau 1 : Coût de production nucléaire 2010 selon différentes méthodes de calcul

En mai 2014 la Cour a produit un nouveau rapport actualisant le précédent chiffrage de 2010 et extrapolant ce coût 2010 à l'année 2013 [Réf. 2].

En M€ courants	2010	2013	2013/2010
Dépenses d'exploitation	9 017	10 003	+ 10,9 %
Investissements sur le parc existant	1 747	3 804	+ 117,7 %
Provision pour gestion des déchets et du combustible usé	1 133	1 301	+ 14,8 %
Provision pour démantèlement	461	520	+ 12,8 %
Loyer économique	7 880	8 501	+ 7,9 %
Total	20 238	24 129	+ 19,2 %
Production en TWh	407,9	403,7	- 1 %
Coût en €/MWh	49,6	59,8	+ 20,6 %

Source : Cour des comptes et EDF

Tableau 2 : Evolution des coûts de production de l'électricité nucléaire sur la période 2010-2013

La Cour a repris la même méthode que celui du rapport précédent (méthode **CCE**) reposant sur une approche « théorique » et qui conduit à calculer a posteriori un « loyer économique » annuel constant depuis la mise en service des centrales et qui permettrait de reconstituer, à la fin de leur durée de fonctionnement, un parc identique au parc initial. Cette méthode définit ainsi un coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement du parc, utile pour comparer le prix des énergies entre elles.

La Cour note qu'entre 2010 et 2013, le coût courant économique (CCE) de l'électricité nucléaire a subi une augmentation de 21 %. Les raisons évoquées sont les suivantes :

- Doublement des dépenses de maintenance (conséquences de Fukushima)
- Plan de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans,

- Augmentation des provisions pour charges futures de démantèlement et gestion des déchets,
- Augmentation du taux de rémunération du capital investi,
- Augmentation des dépenses d'exploitation,
- Inflation de 4,1 % sur les 3 ans (ce paramètre semble se stabiliser depuis la date de l'analyse).

La Cour a également évalué l'influence d'un allongement de la durée de vie des centrales et conclut à un effet bénéfique sur le CCE (Voir tableau 3).

Durée de vie	40 ans	50 ans	
Méthode de calcul en M€ ₂₀₁₂	CCE	Coût calculé par EDF (impact du prolongement de la durée de vie appliqué à partir 2014)	CCE calculé par la Cour (avec une durée de vie de 50 ans dès l'origine)
Dépenses d'exploitation*	10 870	10 870	10 870
Provision : gestion des déchets et du combustible usé**	1 485	1 485	1 485
Investissements de maintenance	? <4 300	4 300	4 300
Loyer économique	8 400	6 050	8 195
Provision : démantèlement**	515	425	425
Total	nd	23 130	25 275
Production en TWh	nd	410	410
Coût en €₂₀₁₂/MWh	nd	56,4 €	61,6 €

Tableau 3 : Coût moyen de production du parc entre 2011 et 2025, selon la durée d'exploitation et les scénarios envisagés

• Coût de production de l'EPR

En 2007, la DGEC proposait une estimation de 44,9 €/MWh (soit 46,6 €₂₀₁₀) pour un EPR récurrent. Les dernières prévisions d'EDF, de décembre 2008, donnent un coût de 54,3 €/MWh (soit 55 €₂₀₁₀), au titre de la construction, de l'ingénierie et du démantèlement, sur la base d'un coût de construction de 4 Md€ en 54 mois. Compte tenu de l'allongement des délais, qui laisse prévoir un montant élevé d'intérêts intercalaires, et de l'augmentation du coût de la construction depuis cette date, on peut estimer le coût de production futur de Flamanville entre 70 et 90 €/MWh, avec une durée de fonctionnement de 60 ans [Réf.1].

Cependant, ces éléments doivent être pris avec une grande prudence car ils ne reposent pas sur une analyse faite par la Cour à partir d'une estimation précise proposée par EDF. Il faut rappeler aussi qu'il ne s'agit pas des coûts de l'EPR de série, qui devraient être inférieurs, mais sur lesquels il est encore plus difficile de faire des prévisions. Dans une étude publiée en 2017 [Réf. 11], l'auteur (Jean Fluchère) conclut à un coût de l'EPR tête de série de **110 €/MWh**, alors que celui du nucléaire historique reste de **55 €/MWh**.

• Coût de production de l'EPR 2

Même si les coûts du nucléaire de série ne suivront pas les tendances fortes à la diminution des EnR (l'industrie des réacteurs nucléaires de grande taille est une industrie plus mûre, pour laquelle une forte diminution des coûts n'est pas attendue), les ordres de grandeur des coûts des EPR2 seront proches des coûts indiqués ci-avant dans les prochaines décennies. Avec un coût d'investissement de l'ordre de 5 k€/kW – soit # 8 Md€ pour un EPR2, le coût actualisé se situe autour de 45 à 80 €/MWh, selon notamment le coût du capital engagé. On peut retenir une valeur moyenne de 60 à 70 €/MWh.

1.2 Autres rapports

Estimation GAENA [Réf. 10]

Cette étude évalue le coût de production du parc nucléaire actuel à **43 €/MWh** (mais sans inclure les coûts financiers).

Etude CEA I-TÉSÉ [Réf. 12]

Dans cette étude, l'auteur se base sur « **un coût cash** » qui permet d'apprécier la compétitivité du nucléaire existant dans une perspective annuelle, en y intégrant les coûts fixes (exploitation, coût combustible...).

L'auteur conclut que les coûts sont très stables et compétitifs (de l'ordre de 30 à 40 €/MWh en France). Dans un contexte où les prix de marché se montent à environ 200-300 €/MWh, si l'on inclut les coûts induits pour prolonger l'exploitation, tant les coûts cash des années actuelles que les coûts actualisés (incluant les investissements à réaliser pour aller jusqu'au nouveau terme d'exploitation) on trouve des valeurs autour de **30 à 60 €/MWh**, selon les hypothèses sur la rémunération du capital initial et les durées d'exploitation.

De tels niveaux justifient de mener les travaux de « Grand Carénage » pour bénéficier des réacteurs existants pendant les prochaines décennies. C'est la conclusion de l'OCDE/AEN (2012), de la SFEN (2017), de RTE (2021)... Le coût complet du nucléaire comprend en outre les charges futures, dont le démantèlement. Il montre que la compétitivité globale du nucléaire existant a été maintenue pendant les dernières décennies.

Actuellement, le coût complet économique (CCE) défini par la Cour des comptes, en prenant en compte une certaine rémunération du capital, se situe autour de **60 €/MWh** en France, en y incluant les coûts de rénovation du parc. Ces niveaux sont bien plus faibles que ceux des autres centrales pilotables, les centrales à gaz qui ont dépassé couramment les 250 €/MWh en 2022, car elles ne sont utilisées qu'une faible part du temps, pour ajuster la production à la consommation, ce qui augmente notablement leurs coûts de production.

Rapport CRE

Dans son rapport, la CRE a notamment calculé un coût complet qui s'inscrit dans la continuité méthodologique stricte de son précédent rapport, et un coût comptable de production, inférieur, mais qui constitue le socle de toute méthode de calcul sur lequel les caractéristiques des régulations envisagées amènent à ajouter des briques supplémentaires. Pour la période 2026-2030, le coût complet ressort à 60,7 €/MWh et le coût comptable à 57,8 €/MWh. Ces deux valeurs sont exprimées en euros constant 2022. Pour les années ultérieures, il est nécessaire d'actualiser ces valeurs en prenant en compte l'inflation pour obtenir des coûts en euros courants.

2. COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ TOUTES ORIGINES CONFONDUES

2.1 Synthèse Rapports Cour des comptes, RTE, DGEC ...

Différents rapports de la Cour des comptes, de la DGEC, de RTE et l'ADEME font état des coûts de l'électricité toutes filières confondues. Ces coûts sont résumés dans le tableau 1 ci-dessous.

	Coûts de production en € ₂₀₁₀ / MWh sur 2011- 2025	UFE/DGE C (2011)	Cour des comptes (2014 et ENR 2013)	Energie 2050 (RTE 2012)	EDF 2014	ADEME Rapport 2014	ENR corrigées des coûts de substitution par CCG (3)
Énergies non-intermittentes	Nucléaire	42,3	40,5 CCE 2010 59,8 CCE 2013	56	55		
	Hydroélectricité (2)	55	43-188		40		
	Gaz	61		69	70-100		
	Charbon	66		67	70-100		
	Fioul	86					
	Géothermie		50-127	73	82	41-53	
	Biomasse	170	56-223	102			
	Méthanisation		61-241	150			
Énergies intermittentes	Eolien terrestre	65	62-102	73		61-91	ajouter 54-64 €
	Eolien offshore	143	87-116	102		141-203	ajouter 48-56 €
	Photovoltaïque	217	114-457	150	130-270		ajouter 63-75 €
	Solaire thermique		94-194			114-199	ajouter 63-75 €

Tableau 2 : synthèse des estimations des coûts actuels de l'électricité par filières

Commentaires liées au tableau

Le précédent tableau fournit une vision de la comparaison actuelle des filières de production d'électricité. Pour se projeter dans 10 ans ou 20 ans il conviendra au lecteur de faire d'autres hypothèses, concernant :

- les marges de progrès des ENR (notamment photovoltaïque et éolien marin),
- l'évolution des prix du gaz et du charbon (les hypothèses prises ici sont à des niveaux très bas ; plusieurs rapports suggèrent un relèvement très significatif à l'avenir ; ce relèvement impactera aussi les coûts de substitution des ENR intermittentes),

- le coût du CO₂ (demain plutôt à 50 €/tonne qu'au niveau pris ici de 14 €/tonne),
- les futurs moyens de stockage de l'électricité qui pourraient assurer la gestion de l'intermittence à d'autres coûts (plus ou moins élevés) que la substitution par CCG – centrale à cycle combiné gaz - (qui présente de son côté l'inconvénient du CO₂),
- les marges de progrès du nucléaire de 3^{ème} puis de 4^{ème} générations (si les coûts du nucléaire sont actuellement orientés à la hausse, il conviendra de se poser un jour la question de la limite raisonnable du principe de précaution qui conduit à une hausse apparemment sans limite du coût du « *toujours plus de sûreté* » ; le parc français actuel de « génération 2 » n'a-t-il pas démontré depuis 40 ans un niveau de sûreté exceptionnel pour les personnes et l'environnement et reçu un large soutien de la majorité de nos concitoyens).
- l'apparition des petits réacteurs innovants (SMR, AMR, MMR) qui toutefois ne pourront occuper qu'une part modeste de la production électrique en France. Il semble cependant que leurs coûts de production resteront plus élevés que ceux des réacteurs de puissance

(2) La notion de coût complet pour l'hydraulique est difficile à apprécier compte tenu de la nature très différentes des installations et de l'ancienneté des investissements initiaux qui sont maintenant totalement amortis. La valeur moyenne proposée recouvre néanmoins des coûts très contrastés selon les installations, avec des ordres de grandeur pouvant aller de 1 à 10.

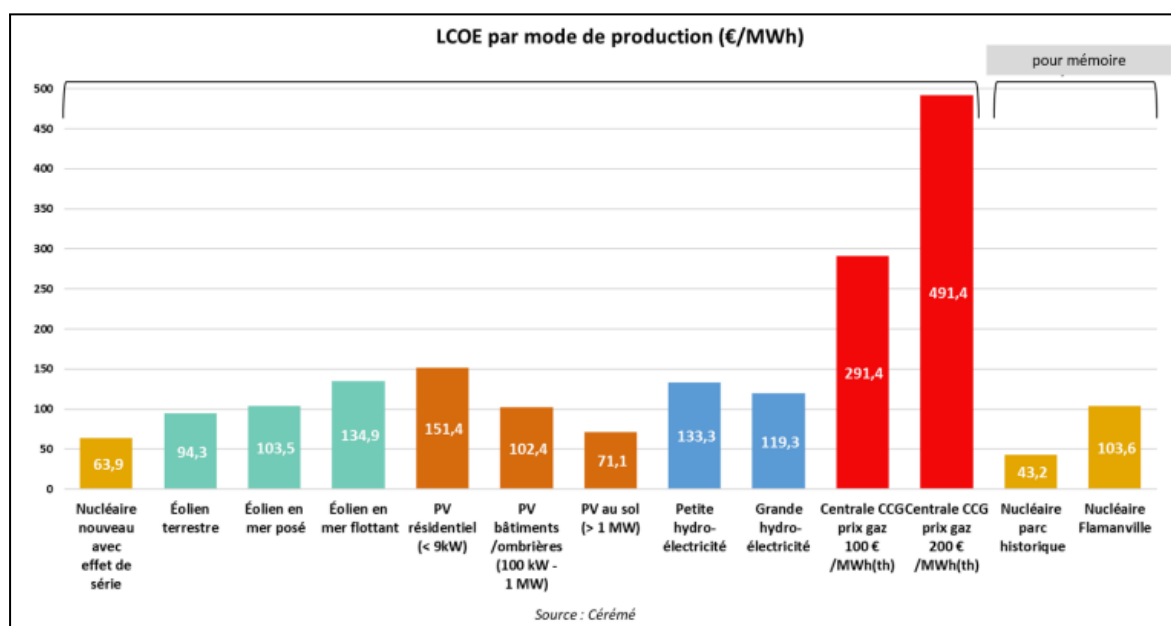
(3) Hypothèses retenues pour le calcul des coûts de l'intermittence (ou de substitution par un CCG: au coût de production électrique de chaque ENR aléatoire il convient d'ajouter les coûts fixes totaux du CCG plus une partie des coûts variables du CCG au prorata des durées annuelles d'adossement de l'ENR au CCG (75 % du temps pour de l'éolien terrestre, 65 % du temps pour de l'éolien marin et 90 % du temps pour du photovoltaïque). Exemple, coût de substitution par CCG de l'éolien terrestre : $9 + 75 \% (2 + 53 + 5) = 54 \text{ €}$ si 14 €/tCO₂ ou $9 + 75 \% (2 + 53 + 18) = 64 \text{ €}$ si 50 €/tCO₂ (voir chiffres du Tableau 2).

2.2 Autres rapports

Rapport CÉRÉMÉ¹ [Réf. 13]

La méthodologie de calcul utilisée par le CÉRÉMÉ est appliquée à une typologie de 13 cas de production électrique (nucléaire, éolien photovoltaïque, ...). Elle distingue 3 composantes : le contenu des coûts, les valeurs des coûts utilisés pour les chiffrages et la méthode de calcul.

- Contenu des coûts : 6 postes de coûts sont pris en compte : le combustible, le coût d'exploitation, l'investissement, les intérêts intercalaires du projet, les coûts de raccordement au réseau existant, les provisions pour démantèlement.
- Valorisation des coûts : Ils sont ajustés en valeur 2022.
- Formule du LCOE simplifiée : la quantité produite annuellement en MWh, appelée Q est obtenue en multipliant la puissance installée par le nombre total d'heures par an et par le facteur de charge f.



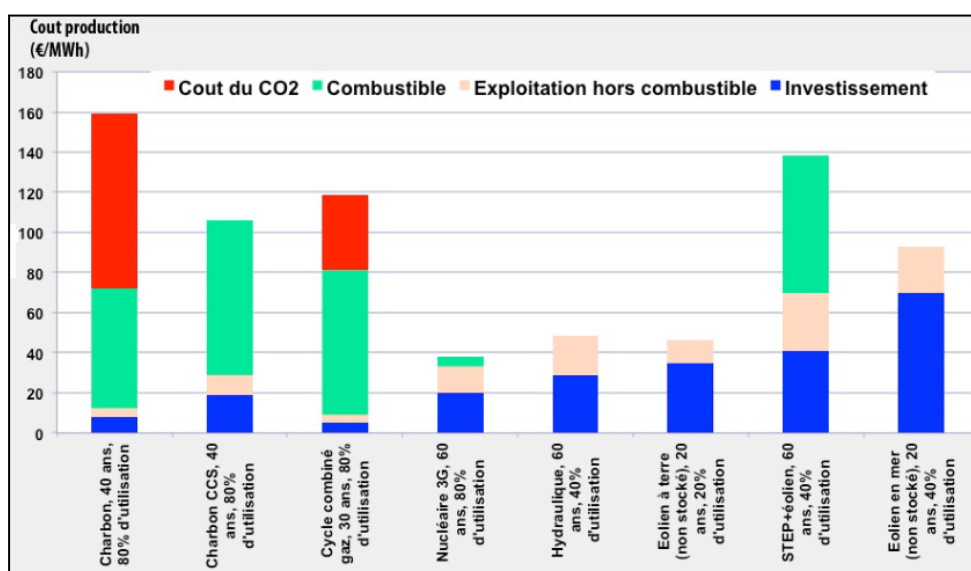
¹ Le CÉRÉMÉ « Cercle d'études réalités écologique et mix énergétique » est un organisme indépendant, qui a pour vocation à porter à la connaissance du public les conclusions d'analyses chiffrées, documentées et argumentées visant à éclairer le débat et la décision prise au titre des politiques publiques.

Rapport ARCEA/Cadarache [Réf 11]. Le tableau suivant indique les coûts de production des moyens centralisés mobilisables en fonction de la consommation.

	Nucléaire actuel Y compris les dépenses post- Fukushima	EPR de série	Cycle combiné au gaz	Centrale à charbon pulvérisé avec traitement des fumées (hors captage-stockage du CO ₂) CPTF
Coûts fixes (investissements, impôts et taxes, fonction centrale, exploitation,)		85 €/MWh	30 €/MWh	50 €/MWh
Coûts variables (exploitation, combustibles, fin de cycle et déconstruction)		22 €/MWh	96 €/MWh	72 €/MWh
Coûts de retraitement ou de CO ₂ ³		3 €/MWh	14 €/MWh	38 €/MWh
Total en €/MWh	55 €/MWh	110 €/MWh	140 €/MWh	160 €/MWh

Etude Jean-Marc JANCOVICI [Réf. 14]

Le tableau suivant indique l'évaluation des coûts complets de production des différentes filières énergétiques.



4. CONCLUSION

Toute comparaison entre les coûts de production des diverses sources d'électricité se doit, pour être légitime, de ne comparer que des coûts complets sur l'ensemble du cycle de vie du moyen de production considéré (intégrant tous les coûts passés, présents et futurs, et notamment les subventions et la R&D passée, comme les coûts futurs de démantèlement et de gestion future des déchets, les ENR ne devant pas faire exception).

Mais cette seule méthode ne suffit pas. En effet, la comparaison entre un moyen de production d'électricité intermittent et un moyen non-intermittent (répondant à la demande à tout moment, fournissant les « services réseaux » que sont le maintien de la tension et de la fréquence du réseau national) pose problème et nécessite une méthode consensuelle; méthode de comparaison qui pourra d'ailleurs être adaptée quand existeront un jour des moyens de stockage massif d'électricité permettant une certaine déconnexion de l'offre et de la demande et une meilleure gestion de l'intermittence (pas forcément une baisse de son coût d'ailleurs, le stockage étant aujourd'hui hors de prix et demain certainement pas gratuit).

En conclusion, le scénario le plus intéressant dans tous les domaines pour la France reste, dans tous les cas, la prolongation d'exploitation du parc nucléaire actuel aussi longtemps que son niveau de sûreté, réacteur par réacteur, demeurera satisfaisant.

5. RÉFÉRENCES

- [Réf. 1] Cour des comptes, Rapport public thématique : Les coûts de la filière électronucléaire. La Documentation française, 31 janvier 2012. Disponible sur www.ccomptes.fr
- [Réf. 2] Cour des comptes : Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014 – mai 2014 - Disponible sur
- [Réf. 3] Cour des comptes : L'analyse des coûts du système de production électrique en France – 15 septembre 2021 - Disponible sur www.ccomptes.fr
- [Réf. 4] RTE – Futur énergétique 2050 – Principaux résultats – Octobre 2021
- [Réf. 5] RTE – Futur énergétique 2050 – Rapport complet – Février 2012
- [Réf. 6] Rapport « coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) d'avril 2014
- [Réf. 7] Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique – ADEME (2014)
- [Réf. 8] Coût des énergies renouvelables en France – Rapport ADEME (2016)
- [Réf. 9] Résumé du rapport de la CRE 27 juillet 2023 – Coût de production du parc nucléaire existant d'EDF
- [Réf. 10] [Article GAENA N° 62 : Comment est calculé le coût de l'électricité nucléaire](#)
- [Réf. 11] Coûts comparés des différents moyens de production et coûts du MWh – Jean FLUCHÈRE – Fiche ARCEA Cadarache
- [Réf. 12] Jean-Guy DEVEZEAUX de LAVERGNE : « Les coûts du nucléaire existant » ; La lettre de l'I-TÉSÉ – N°32 - Automne 2017
- [Réf. 13] Rapport CÉRÉMÉ – Comparaison des coûts complets de production de l'électricité – Juillet 2022
- [Réf. 14] Quel est le vrai coût de l'électricité ? – Jean-Marc JANCOVICI – Septembre 2023

Annexe 1

Méthodes de calcul du coût de production d'électricité nucléaire

On distingue plusieurs méthodes de calcul :

Les méthodes comptables : Celles-ci reposent sur l'annualisation des coûts opérée par les règles comptables relatives aux investissements et aux provisions. Dans ce cadre, les coûts de production marginaux ou complets sont rapportés au volume de production de l'exercice comptable et calculables pour chaque année. La prise en compte des investissements passés s'opère à travers l'amortissement comptable de l'actif productif et les charges financières des emprunts associés. Néanmoins, les charges financières ne peuvent pas rendre correctement compte des coûts financiers et d'opportunités si l'investissement a été financé en partie sur fonds propres et/ou si aucun adossement ne peut être identifié entre emprunts et investissement.

Les méthodes économiques : Celles-ci reposent sur la sommation actualisée des coûts, selon le principe de calcul du **coût moyen actualisé** de l'énergie (**CMA**) communément identifiée par l'acronyme anglais LCOE pour « *levelized cost of electricity* ». Dans sa version la plus systématique, le LCOE consiste, sur le cycle de vie du mode de production, à diviser la somme actualisée de toutes les dépenses (investissements, charges fixes et variables d'exploitation, charges de long terme) par la somme actualisée des productions annuelles. Le résultat par MWh, correspond à la rémunération unitaire, qui permettra aux recettes de production de couvrir la totalité des coûts à décaisser, charges postérieures à l'exploitation comprises.

Cette méthode suppose donc de formuler des hypothèses sur les niveaux futurs de production. Le LCOE y représente un coût moyen valable sur l'ensemble de la période de production. Il correspond à un scénario de cycle de vie complet de l'actif de production. Cependant et fréquemment en pratique, seules les dépenses d'investissements font l'objet d'un tel calcul, alors dénommé **coût courant économique** (CCE) de l'investissement. En outre, il est généralement procédé au calcul d'un loyer économique pour ces dépenses, qui représente pour chaque investissement l'annuité constante d'un remboursement en intérêt et capital sur la durée de vie de l'actif de production.

Ce loyer économique peut être exprimé en €/MW/an s'il est rapporté à la seule puissance installée, ou en €/MWh s'il est rapporté à la production de l'année considérée. La notion de coût actualisé de l'énergie (LCOE) est largement utilisée dans le monde de l'énergie pour calculer le coût de production d'un moyen ou d'une filière donnés. La plupart des comparaisons de coûts entre les différentes filières de production d'électricité sont réalisées à partir des LCOE. Moyennant certaines précautions, c'est l'outil qui doit être retenu lorsque des projets différents sont comparés et qu'une décision d'investissement est proposée. L'Agence internationale de l'énergie ou encore l'Agence internationale des énergies renouvelables utilisent ainsi fréquemment la notion de LCOE.

Des méthodes hybrides : Des méthodes mêlant logiques comptables et économiques, y compris pour la prise en compte des investissements passés, peuvent être utilisées afin de tenir compte de la réalité des amortissements opérés ou du désendettement net obtenu. Ainsi la méthode préconisée par le rapport Champsaur « 2 » ou détaillée dans le projet de décret relatif à l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH), rapportant la production à venir sur la durée de vie résiduelle d'un moyen de production, applique la méthode du loyer économique non pas à la chronique des investissements passés, mais à la dernière valeur nette comptable constatée. Cette méthode rend compte, à une date donnée, du besoin de rémunération des investissements non encore amortis, sans revenir sur la rémunération passée des investissements déjà amortis (que l'ensemble des coûts ait été effectivement couvert par les recettes passées ou non). Les résultats divergent alors d'un coût courant économique dès lors que les amortissements comptables, ou le désendettement, ont été pratiqués par le passé à un rythme différent de celui sous-jacent à l'annuité constante du loyer économique. Des amortissements et un désendettement plus importants et précoces conduisent ainsi, par exemple, à un coût, pour le futur, inférieur au loyer économique du CCE.

En complément, des méthodes additionnelles peuvent s'employer :

- **Le coût marginal de court terme** (€/MWh), qui peut être assimilé au coût variable. Il s'agit de la dépense de combustible et autres frais d'exploitation proportionnels à court terme à la production, qui contrôlent la décision immédiate de fournir ou non le marché de gros sur le réseau (sur le marché de gros, le coût marginal doit pour cela être plus bas que le prix spot « day ahead price »).
- Les **coûts cash** (€/MWh ou M€/an). Il s'agit du décaissement par MWh produit, soit du coût marginal augmenté des coûts fixes annuels, la main d'œuvre notamment, rapportés au MWh. On peut aussi calculer ces coûts pour l'année. Ce sont eux qui contrôlent la décision de fonctionner, de mettre l'installation en arrêt provisoire (mise sous cocon), ou de l'arrêter définitivement.