

Prolonger la vie du parc actuel : à quels coûts ?

Benjamin Dessus (Global chance)

Dans la discussion qui se déroule aujourd'hui sur la prolongation éventuelle du parc nucléaire, l'argument économique est très souvent mis en avant comme justification du bien fondé d'une telle stratégie. Il est intéressant de revisiter cette question à la lumière des dernières informations recueillies sur l'ampleur des travaux à engager pour permettre cette éventuelle prolongation et de comparer ce type de stratégie à d'autres scénarios.

Dans une première partie de cette étude nous comparons les investissements à réaliser suivant différentes stratégies (prolongation à l'identique, réduction du parc nucléaire, sortie à terme du nucléaire) puis, dans une deuxième, les coûts économiques par MWh qui leur correspondent.

I - Chronique des investissements à réaliser dans la filière nucléaire pour en maintenir une production déterminée au moins jusqu'à 2050.

Dans une optique de poursuite du nucléaire au-delà de 2050, les options actuellement en discussion sont soit le renouvellement du parc à la fin de sa durée de vie actuellement prévue (40 ans) et son remplacement par une série d'EPR, soit le prolongement de vie du parc actuel de 10 à 20 ans avant renouvellement par des EPR.

Le second débat porte sur l'évolution du niveau de production nucléaire nécessaire sur cette période. En effet, l'engagement de François Hollande de faire chuter la part du nucléaire de 75 à 50 % dans la consommation électrique française en 2025 ne suffit pas à déterminer ce niveau puisque la consommation d'électricité ne fait l'objet d'aucun objectif chiffré à cette époque

C'est ainsi qu'EDF par exemple considère que l'augmentation de la consommation d'électricité qu'elle prévoit justifie de maintenir une production nucléaire de l'ordre de 400 TWh en 2025 et au-delà, tout en respectant la clause des 50 %. D'autres comme négaWatt ou Global Chance considèrent au contraire que les besoins d'électricité pourraient avoir déjà chuté de façon importante en 2025 par rapport à la consommation brute intérieure actuelle (500 TWh), sous l'influence d'une politique volontariste d'économie d'électricité.

Nous avons construit les premiers scénarios présentés dans l'hypothèse d'un maintien de la production nucléaire au niveau de 400 TWh sur toute la période. On trouvera cependant une variante avec une production nucléaire de 260 TWh à partir de 2025 et une autre compatible avec un arrêt du parc actuel sans renouvellement en 2042.

Nous avons retenu les options et hypothèses principales suivantes pour bâtir les scénarios de maintien d'une production nucléaire de 400 TWh jusqu'en 2050 :

- 1- Chacun des réacteurs du parc est arrêté quand il atteint 40 ans et est remplacé à partir de 2018 par des EPR pour maintenir une production de 400 TWh.
- 2 - La durée d'exploitation des réacteurs du parc actuel est prolongée de 10 à 20 ans à l'issue d'un « grand carénage » (considéré comme l'ensemble des opérations de réhabilitation et de mise à niveau de sûreté) dont le coût se situe entre 1,5 Md€ par réacteur dans un scénario d'exigences moyennes de sûreté (soit en moyenne $1,5 \times 58/62 \text{ GW} = 1\,400 \text{ €/kW}$) et pourrait atteindre 4 Md€ (3 700 €/kW) dans une démarche d'application systématique des meilleures garanties de sûreté s'approchant des exigences fixées pour de nouveaux réacteurs¹. L'option basse des travaux de grand carénage est supposée entraîner un arrêt de 6 mois du réacteur à rénover et une perte de l'ordre de 3,2 TWh par GW (soit environ $60 \times 3,2 \times 10^6 \text{ €} = 200 \text{ millions €}$). L'option haute entraînerait un arrêt de 18 mois, provoquant une perte d'électricité de 9,6 TWh par GW (600 millions €).
- 3 - Deux hypothèses de coût sont envisagées pour l'EPR
 - A - Le coût actuel 8,5 G€ (5 300 €/kW), coût annoncé par EDF pour le réacteur de Flamanville (et qui sera certainement largement dépassé), inférieur à celui qui a servi de base à la négociation sur la construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni.
 - B - Un coût de 6,4 G€ (4 000 €/kW, 25 % de réduction par rapport à l'estimation du coût du réacteur de Flamanville), coût affiché comme objectif dans les projections d'EDF.
- 4 - Démantèlement : On le suppose engagé 10 ans après l'arrêt et étalé sur 10 ans pour chaque réacteur, avec deux hypothèses de coût :
 - une basse de 300 €/kW, coût actuellement retenue par EDF dans ses prévisions.
 - une haute de 900 €/kW, compatible aux évaluations ou expériences réalisées à l'étranger (Allemagne, États-Unis)

Dans tous les cas, s'ajoutent à ces investissements ceux qui sont nécessaires au stockage souterrain des déchets, dans l'hypothèse où il serait décidé selon le calendrier actuellement prévu².

Les hypothèses retenues pour le stockage sont les suivantes :

- Hypothèse basse : 36 milliards € dont 13 milliards d'investissement initial sur la période 2023-2038 et 23 milliards d'exploitation jusqu'en 2130, compatible avec le chiffrage de l'Andra en 2009.
- Hypothèse haute : 48 milliards € dont 21 d'investissement sur la période 2023-2038 et 27 milliards de fonctionnement jusqu'en 2130 qui tient compte d'une exigence de récupérabilité physique des déchets jusqu'à la fermeture définitive du site vers 2130) :

1- L'arrêt à 40 ans des réacteurs du parc et son renouvellement par des EPR à partir de 2018.

1-1. - Chronologie des investissements du parc arrêté à 40 ans, à partir de 2018, renouvelé au niveau de 400 TWh, EPR bas (6,4 G€), démantèlement bas (300 €/kW), Cigeo bas (36 G€).

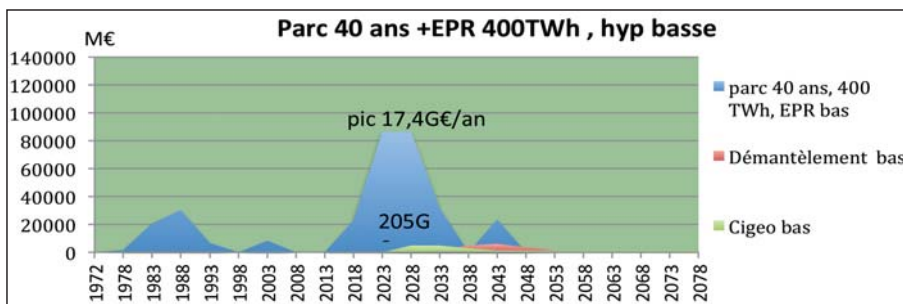


Figure 1 : Parc arrêté à 40 ans, renouvellement à 400 TWh, EPR bas, démantèlement bas, Cigeo bas

- 1 - Yves Marignac, L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français : Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs d'EDF
- 2 - En toute rigueur il faudrait y ajouter le renouvellement éventuel de l'usine de la Hague vers 2030 si le retraitement était poursuivi au-delà de cette date.

Tableau I

L'investissement supplémentaire à réaliser est de 259 milliards €.

Le pic d'investissement se produit sur 10 ans entre 2023 et 2033 au niveau de 17 G€/an

1 -2- Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé à partir de 2018 à 400 TWh, EPR haut, démantèlement haut (900 €/kW) Cigeo haut (48 G€)

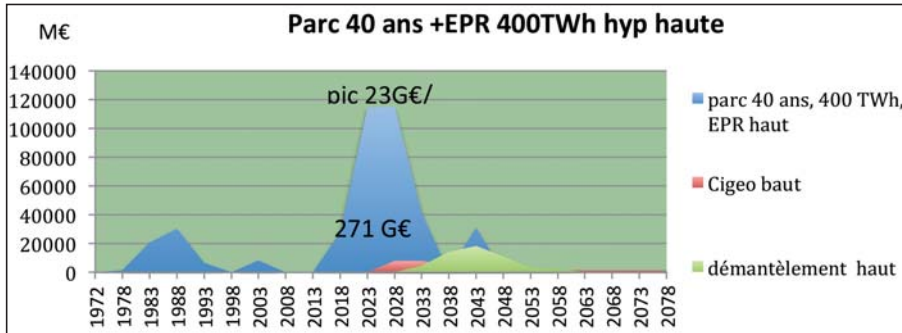


Figure 2 : Parc arrêté à 40 ans, renouvellement à 400 TWh, EPR haut, démantèlement haut, Cigeo haut.

Les besoins d'investissement nouveau s'élèvent à 374 milliards €. Le pic d'investissement se produit sur 10 ans entre 2023 et 2033 à un rythme de l'ordre de 23 G€/an.

2 – La prolongation de 10 ans du parc actuel à 50 et 60 ans

2-1 - Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 50 ans et renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR haut (8,5 G€), carénage 4 000 M€/réacteur, Cigeo haut (48 G€)

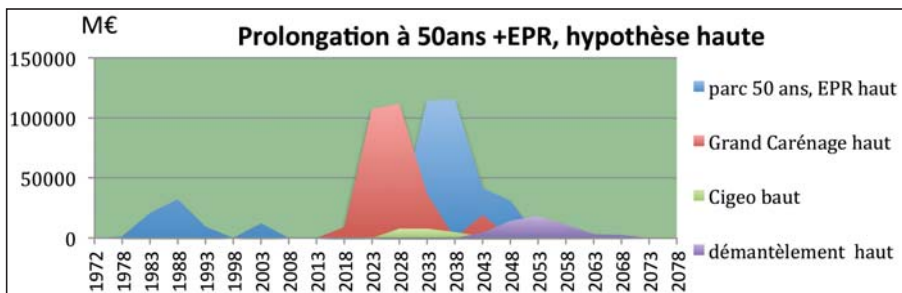


Figure 3 : Parc prolongé à 50 ans, renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR haut, carénage haut, Cigeo haut (M€).

L'investissement atteint 27 G€/an en moyenne sur la période 2018-2043 avec un pic à 30 G€/an entre 2033 et 2038.

On notera que ce scénario est peu vraisemblable puisqu'il implique des investissements considérables de rénovation du parc pour un usage limité à 10 ans.

2-2 - Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 50 ans et renouvelé à partir de 2028 à 400 TWh, EPR bas (6,4 G€), carénage 1 500 M€/réacteur, Cigeo bas (36 G€)

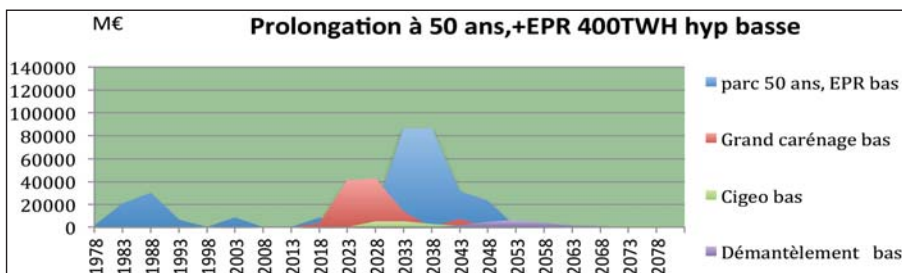


Figure 4 : Parc prolongé à 50 ans, renouvelé à partir de 2028, à 400 TWh, EPR bas, carénage bas, Cigeo bas (M€).

Le besoin d'investissement nouveau est de 346 milliards €. L'investissement moyen sur la période 2018-2043 se situe autour de 7 G€/an mais avec un pic de 21 G€/an entre 2028 et 2033.

2-3- Chronologie des investissements parc prolongé à 60 ans à partir de 2038, 400 TWh, EPR haut, carénage 4 000 M€/réacteur, Cigeo haut (48 G€)

Figure 5 : Parc prolongé à 60 ans et renouvelé à partir de 2038 à 400 TWh, EPR haut, carénage haut, Cigeo haut (M€).

Le besoin d'investissement est considérable (605 G€) et comporte deux pics d'ampleurs comparables (22 G€/an) dans les décennies autour de 2025 et 2040.

2-4 - Chronologie des investissements d'un parc prolongé à 60 ans à partir de 2038 à 400 TWh, EPR bas, carénage 1 500 M€/réacteur, Cigeo bas (36 G€)

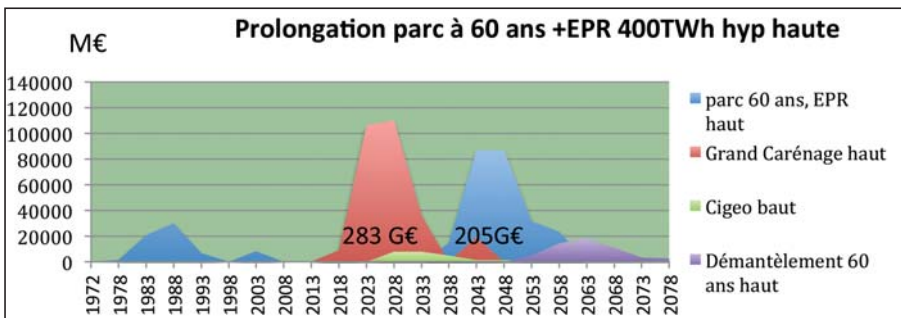


Figure 6 : Parc prolongé à 60 ans et renouvelé à partir de 2038 à 400 TWh, EPR bas, carénage bas, Cigeo bas (M€).

Le tableau 1 permet de résumer les résultats obtenus :

Besoin d'investissement	40 ans	50 ans	60 ans
Hypothèse basse	259	346	346
Hypothèse haute	374	603	603
Pic d'investissement annuel (G€)	40 ans	50 ans	60 ans
Hypothèse basse	17,4	21	21
Hypothèse haute	23	31	23

Tableau 1 : Coût d'investissement des parcs en fonction des diverses stratégies de renouvellement

On constate que dans tous les cas l'investissement à consentir est beaucoup plus élevé que celui du parc actuel : de 3 à 4,4 plus dans le cas du renouvellement à 40 ans, de 4 à 7 fois plus dans le cas de renouvellement à 50 ou 60 ans.

L'ampleur globale de ces investissements et les pics annuels considérables observés (3 à 4 fois supérieurs à ceux observés pendant la construction du parc actuel) conduit à s'interroger sur la pertinence de telles stratégies et à analyser des stratégies à plus faibles besoins électriques au-delà de 2018, date initiale de renouvellement du parc. C'est l'objet du paragraphe ci-dessous.

3 - Chronologie d'investissements pour des stratégies alternatives.

Nous donnons ci-dessous à titre d'illustration deux exemples de stratégies d'économie d'électricité et leurs conséquences sur les besoins d'investissement.

3-1 - Le retour à une production nucléaire de 260 TWh en 2025 grâce à un parc de nucléaire de 40 GW, dans le cadre du respect de la règle 50 % en 2025.

Dans ce scénario on fait l'hypothèse de l'atteinte d'une consommation brute intérieure d'électricité de 520 TWh en France en 2025 (contre 495 en 2013).

Cette hypothèse de 5 % d'augmentation de la consommation d'électricité par rapport à son niveau actuel, compatible avec l'évolution constatée depuis une dizaine d'années et avec l'évolution démographique prévue n'entraîne pas de mesures coûteuses d'économie d'électricité du fait des mesures déjà décidées au niveau européen (lampes économes, étiquettes de consommation, etc.), de la prise en compte récente

de l'énergie primaire dans la réglementation thermique pour les logements neufs ou la réhabilitation des logements.

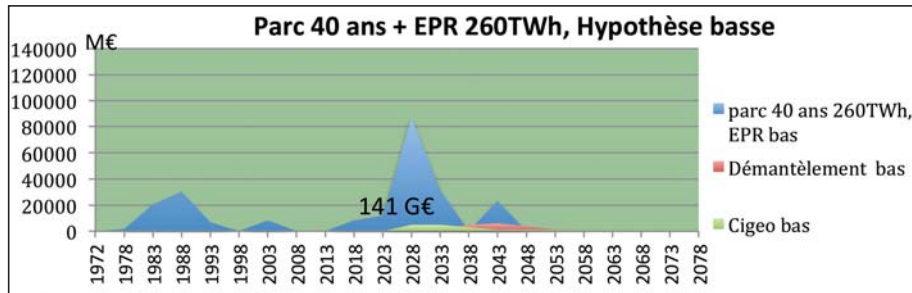


Figure 7 - Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé au niveau de 260 TWh à partir de 2025, EPR bas, démantèlement bas, Cigeo bas (M€).

Le besoin d'investissement supplémentaire tombe à 185 G€

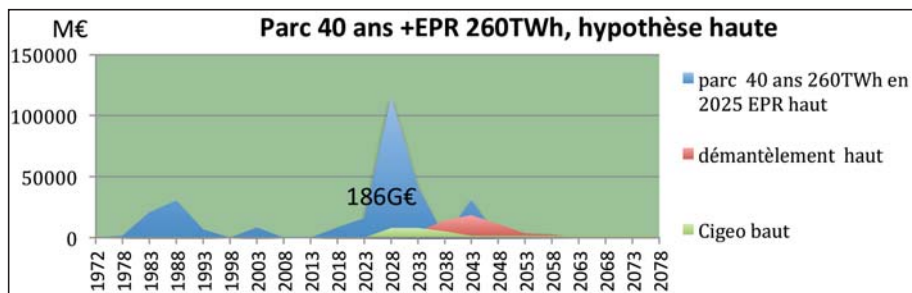


Figure 8 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, renouvelé au niveau de 260 TWh à partir de 2025, EPR haut, démantèlement haut, Cigeo haut (M€).

La figure 9 montre les conséquences temporelles de cette stratégie qui permet de décaler le démarrage du pic d'investissement nécessaire de 5 ans et d'en diminuer la durée d'autant.

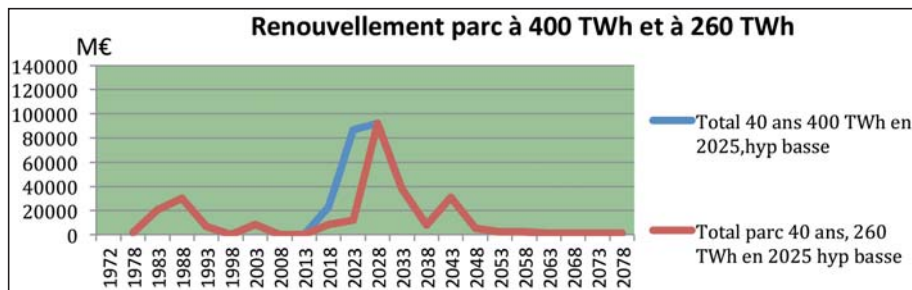


Figure 9 : Chronologies comparées des investissements de deux parcs arrêtés à 40 ans, l'un de 400 TWh, l'autre de 260 TWh, hypothèses basses (M€).

3-2 - Une stratégie ambitieuse d'économie d'électricité permettant d'éviter le renouvellement du parc nucléaire.

Ce type de scénario³ repose sur quatre piliers

- Une action volontariste d'économie d'électricité permettant d'ici la fin de vie du parc actuel (2042) de réduire de façon linéaire les besoins de production nécessaires à la consommation intérieure d'électricité de 495 TWh (2013) à 400 TWh.
- Un arrêt progressif du parc actuel au rythme du passage autour de 40 ans des réacteurs du parc.
- La montée en puissance d'installations éoliennes biomasse et photovoltaïques en complément de l'hydraulique.
- La mise en place de capacités Cycles Combinés Gaz (CCG) remplaçant les unités charbon actuelles et permettant d'assurer, en complément de l'hydraulique de barrage la fourniture d'électricité nécessaire du fait de la variabilité des conditions météorologiques.

3 - Plusieurs scénarios de ce type ont vu le jour ces dernières années (Global Chance, Négawatt).

Les principales hypothèses sont résumées ci dessous :

- **Éolien terrestre** : montée progressive de la production de 16 TWh en 2013 jusqu'à 115 TWh en 2042. Durée de fonctionnement annuel : 2 000 h, coût d'investissement 1 400 €/kW,
- **Éolien offshore** : montée progressive de la production de 2020 jusqu'à 40 TWh en 2040, durée de fonctionnement annuel 3 000 heures, coût d'investissement 3 500 €/kW,
- **Photovoltaïque** : montée progressive de la production de 5 TWh en 2013 jusqu'à 50 TWh en 2040, durée annuelle de fonctionnement 1 200 h, coût d'investissement 2 000 €/kW.
- **Biomasse (biogaz et bois)** : montée progressive de la production de 6 TWh en 2013 jusqu'à 50 TWh en 2050, coût d'investissement 1 000 €/kW,
- **Cycles combinés à gaz** : montée progressive jusqu'à 30 GW en 2030, fonctionnant de 3 000 heures en début de période à 2 300 h par an en fin de période, coût d'investissement 700 €/kW.
- **Hydraulique** : maintien à 70 TWh sur la période
- **Économies d'électricité** : les investissements d'économie d'électricité (120 TWh) s'effectuent en priorité sur les applications thermiques basse température dans le résidentiel tertiaire et les bâtiments industriels (50TWh), sur les applications spécifiques de l'électricité dans le parc bâti et les équipements urbains (50 TWh), enfin dans l'industrie (20 TWh). Sur la base des études réalisées en 2011 par Global Chance⁴ les coûts d'investissement respectifs par MWh des économies d'électricité retenus sont de 70 €/MWh en moyenne pour l'électricité thermique, 50 €/MWh en moyenne pour l'électricité spécifique et de 35 €/MWh en moyenne pour les procédés industriels. Ces coûts d'investissement permettent d'obtenir des coûts de 70 à 50 €/MWh évité selon les secteurs et les applications, coûts qu'il faut comparer avec ceux de l'électricité distribuée (100 à 135 €/MWh).

Une variante avec des coûts d'investissement chutant à partir de 2030 à 1 100 €/kW pour l'éolien terrestre, 2 500 €/kW pour l'éolien offshore, 1 400/kW pour le photovoltaïque est également examinée.

Filière	Production (TWh) 2042	Puissance installée (GW)
Eolien terrestre	115	57,5
Eolien offshore	40	13
Photovoltaïque	50	42
Biomasse	50	10
Hydraulique	70	25
Cycle combiné	65	30
Pm Flamanville	10	1,6
Total	400	179*

Tableau 2 : Bilan 2050 scénario arrêt du parc, économies d'électricité et renouvelables.

- dont 67 garantis

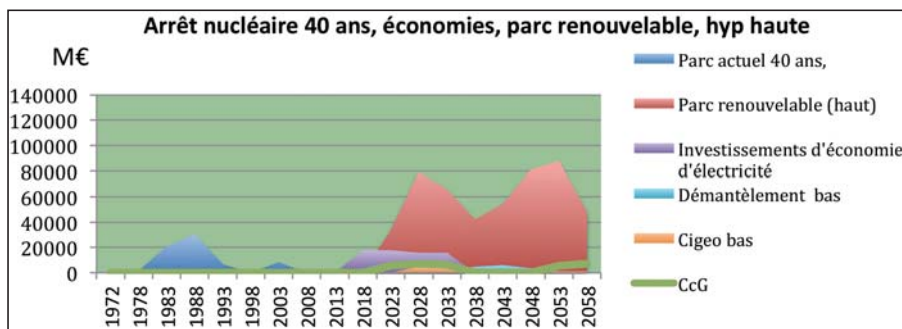


Figure 10 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, avec économies d'électricité et mise en place d'un parc renouvelable et cycles combinés à gaz au niveau de 400 TWh. Hypothèse haute de coût des renouvelables (M€).

Les besoins d'investissement du parc renouvelable s'élèvent à 492 milliards d'ici 2050, ceux d'économie d'énergie à 67 milliards. Le pic d'investissement du parc renouvelable se produit entre 2048 et 2053 à hauteur de 17,5 G€/an.

4 - B Dessus « Sortir du nucléaire en 20 ans, A quelles conditions et à quels coûts ? » Cahiers de Global Chance n° 31 www.Global-chance.org

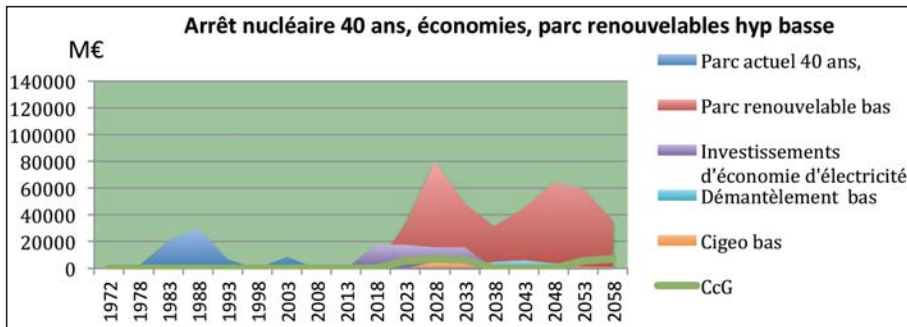


Figure 11 : Chronologie des investissements d'un parc arrêté à 40 ans, avec économies d'électricité et mise en place d'un parc renouvelable et cycles combinés à gaz au niveau de 400 TWh. Hypothèse basse de coût des renouvelables à partir de 2030 (M€).

Les besoins d'investissement du parc renouvelable s'élèvent à 398 milliards d'ici 2050, ceux d'économie d'énergie à 67 milliards. Le pic d'investissement du parc renouvelable se produit entre 2023 et 2028 à hauteur de 15,5 G€/an.

Les figure 12 et 13 comparent les chronologies d'investissement qu'entraîne le scénario de sortie du nucléaire et celui du renouvellement du parc nucléaire à 400 TWh pour les hypothèses haute et base des coûts des filières.

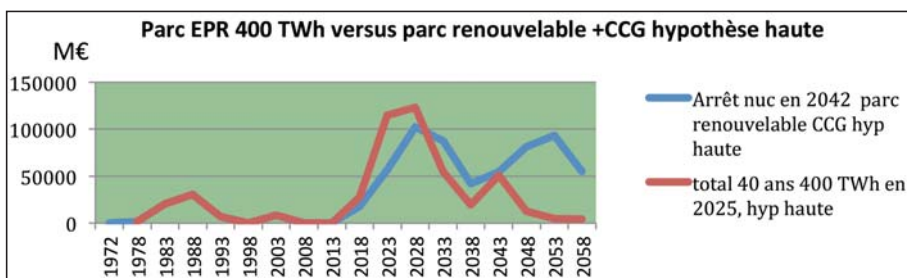


Figure 12 : chronologies d'investissement comparées du parc nucléaire renouvelé en 2018 à 400 TWh (hyp haute) et du parc renouvelable + économies d'électricité (hypothèse haute, M€).

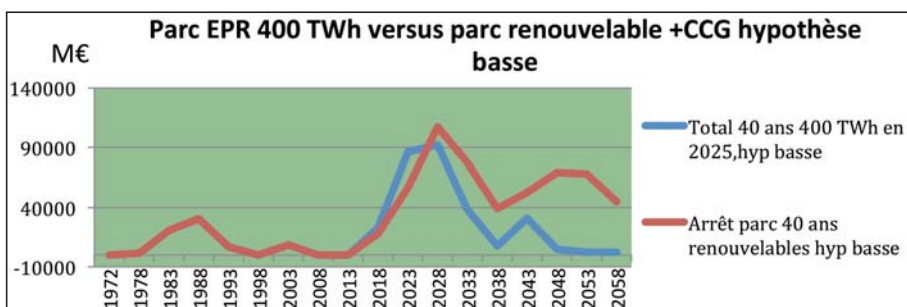


Figure 13 : chronologies d'investissement comparées du parc nucléaire renouvelé en 2018 à 400 TWh (hyp basse) et du parc renouvelable + économies d'électricité (hypothèse basse, M€).

Ces deux figures montrent des investissements totaux comparables pour les deux stratégies (398 G€ à 492 G€ pour le parc renouvelable, 310 G€ à 555 G€ pour le nucléaire) avec cependant des profils temporels légèrement différents. La stratégie renouvelable se traduit en effet par la nécessité de renouvellement des investissements à partir de 2040 des premières installations dont la durée de vie est de 20 ans, alors que les EPR sont supposés avoir une durée de vie de 60 ans (renouvellement au-delà de 2078).

II - Coût courant économique par MWh des différentes stratégies.

L'approche du « coût courant économique » proposée par la Cour des comptes dans son rapport « les coûts de la filière nucléaire » en 2012 consiste à mesurer les coûts annuels de rémunération et de remboursement du capital permettant, à la fin de vie d'une installation de production ou d'énergie, de reconstituer en monnaie constante le montant de l'investissement initial, c'est-à-dire le montant qui

permettrait de reconstruire à l'identique l'installation à la fin de sa durée de vie. Le coût de rémunération et de remboursement du capital y est mesuré par un loyer économique annuel constant sur la durée de fonctionnement de l'installation.

Si des investissements spécifiques à long terme sont prévus (par exemple un démantèlement des installations), ils sont actualisés et intégrés dans les charges de loyer économiques annuelles⁵. Les charges annuelles de fonctionnement et de maintenance y sont ajoutées pour obtenir le coût annuel total de l'installation et le coût de production par unité d'énergie.

On se propose d'analyser les coûts courants économiques unitaires (€/MWh) associés à la prolongation du parc actuel de 10 ou 20 ans et à la mise en place d'un parc EPR pour les différentes hypothèses de coûts d'investissements définies au chapitre précédent. Pour rendre homogènes les résultats obtenus avec ceux obtenus par la Cour des Comptes, on a retenu les mêmes taux que celle-ci pour les loyers économiques (7,8 %) et taux d'actualisation (5 % inflation comprise).

Pour effectuer le calcul on fait l'hypothèse que l'investissement des réacteurs du parc actuel est totalement amorti au bout de 40 ans. La rénovation de chaque réacteur peut alors être assimilée, du point de vue économique, à l'investissement d'une nouvelle installation.

Les principales hypothèses retenues sont les suivantes :

- Facteur de charge EPR : 75 %, 6 525 h/an, supérieur au facteur de charge actuel (73 %)
- Facteur de charge du parc caréné : 70 %, 6 090 h/an, pour tenir compte de l'exigence d'une conduite prudente des réacteurs rénovés et des aléas attachés à un parc ancien.
- Démantèlement : 300 €/kW.
- Gigeo : 36 milliards €.

Les deux tableaux ci-dessous permettent de comparer les stratégies pour différents coûts de grand carénage et d'EPR.

Coût du carénage €/kW)	1300	1950	2600	3250	3900
Prolongation 10 ans €/MWh	65,2	81,5	97,9	114,2	130,6
Prolongation 20 ans €/MWh	52,7	63,8	74,9	86	97,1

Tableau 3 - Evolution du coût courant économique du MWh de production nucléaire du parc actuel prolongé de 10 et 20 ans pour différents coûts de grand carénage.

Hypothèse haute 5300 €/kW	92,8 €
Hypothèse basse 4000 €/kW	76,8 €

Tableau 4 : coût courant économique du MWh d'un EPR de 60 ans de durée de vie pour différentes valeurs de coût d'investissement

Ces résultats sont reportés sur le graphique ci-dessous

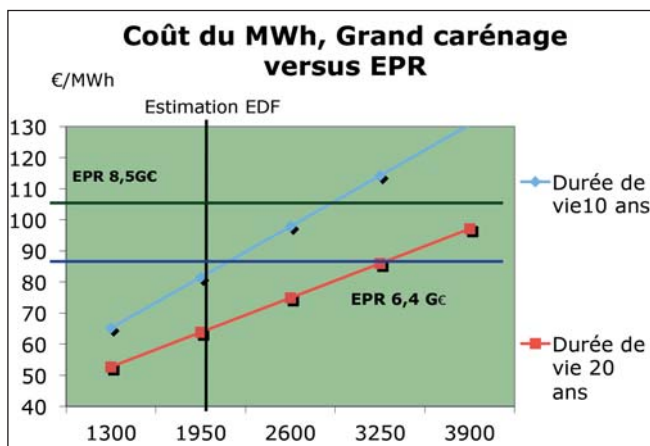


Figure 14 : Coût du MWh EPR et du parc rénové en fonction de celui du grand carénage et de la durée de vie.

5 - Dans l'exercice proposé, le taux de rémunération choisi par la Cour était de 7,8 % et le taux d'actualisation de 5 %, inflation comprise.

Premier constat :

Même pour les valeurs les plus basses de coût de grand carénage analysées (1 300 €/kW) les coûts économiques obtenus sont nettement plus élevés que le coût actuel du MWh nucléaire estimé par la Cour des comptes à 49,50 €. On rappelle que les estimations d'EDF d'un investissement de grand carénage de 55 milliards d'ici 2025 (et donc pour les 22 réacteurs qui auront alors atteint 40 ans à cette date) correspondent à un investissement de l'ordre de 2000 €/kW

Second constat :

Dans l'hypothèse haute de coût d'investissement de l'EPR (8,5 G€) représenté par la droite horizontale verte sur le graphique, l'investissement dans le carénage plutôt que dans l'EPR peut se justifier jusqu'à un niveau de l'ordre 2 300 € par kW, si l'espoir de prolongation atteint 10 ans, et de l'ordre de 3 500 € par kW si cet espoir atteint 20 ans.

Par contre, si comme le prévoit EDF, le coût d'investissement de l'EPR descend à 4 000 €/kW (droite horizontale bleue), l'investissement dans le carénage plutôt que dans l'EPR ne se justifie que pour un coût de carénage inférieur à 1 700 €/kW pour un espoir de prolongation de 10 ans et 2 600 €/kW pour un espoir de prolongation de 20 ans.

Troisième constat :

Les deux stratégies n'engendrent ni les mêmes risques d'accident ni les mêmes risques économiques. En effet, l'investissement dans le grand carénage n'assure pas automatiquement la possibilité d'une prolongation d'une durée déterminée de l'ensemble du parc. Certains d'entre les réacteurs peuvent ne pas réussir à l'examen décennal de l'ASN malgré les travaux entrepris, d'autres peuvent être arrêtés provisoirement ou définitivement pendant la période de prolongation pour cause de panne générique par exemple. Le producteur d'électricité doit alors se procurer sur le marché européen les quantités d'électricité correspondantes ou remettre en service des capacités sous cocon, ou enfin investir dans l'urgence dans de nouvelles capacités.

Principaux enseignements

- 1- Le renouvellement du parc actuel, dès 2018 ou après 10 ou 20 ans de prolongation, entraîne dans tous les cas des investissements très élevées d'ici 2050, avec des masses globales sur la période qui pourraient atteindre de 3 à 4,4 plus dans le cas du renouvellement à 40 ans et de 4 à 7 fois plus dans le cas de renouvellement à 50 ou 60 ans que l'investissement initial de ce parc.
- 2 - Dans tous les cas de figure, le coût courant économique par MWh est très supérieur à celui du parc actuel et supérieur à 70 € dans la très grande majorité des configurations vraisemblables. Celui du parc rénové n'est compétitif par rapport à celui de l'EPR que dans des conditions très spécifiques combinant un coût de grand carénage faible, un espoir de prolongation de 20 ans et un coût de l'EPR élevé.
- 3 - Les risques économiques associés aux stratégies de prolongation du parc sont très importants et peuvent se traduire par une augmentation considérable des coûts de production.
- 4 - Toute réduction de l'ampleur du renouvellement (avec ou sans rénovation du parc actuel) a des conséquences rapidement bénéfiques sur l'importance des investissements à consentir.
- 5 - Les indications sur un scénario de modération des besoins d'électricité associé à la mise en place d'un parc renouvelable et CCG montrent l'intérêt d'une telle stratégie aussi bien termes de sûreté qu'en termes sociaux, environnementaux et économiques.