

Renouvellement du parc français de réacteurs nucléairesⁱ

Hervé Nifenecker

Professeur Climat Energie à l'UIAD

Avril 2018

Résumé

L'EPR de Flamanville a été présenté par EDF comme une tête de série pour préparer le renouvellement du parc de 58 réacteurs. Le démarrage de l'EPR prévu en 2019 serait, selon ce qu'on peut comprendre des intentions du gouvernement, suivie de l'arrêt de Fessenheim vers 2021-2022. Ce serait donc le début du renouvellement du parc

Il est donc plus que temps de voir comment pourrait se dérouler ce renouvellement. Il est étonnant que le débat public sur la PPE ne semble pas s'être penché sur cette question. Nous essayons, donc, modestement de l'aborder ici.

Il serait déraisonnable de renouveler le parc en reproduisant à l'identique le rythme de construction des réacteurs de génération ii car il faudrait alors construire jusqu'à 5 EPR par an.

Nous présentons ici deux scénarios possibles de renouvellement. On suppose que tous les REP actuels auraient une durée de vie potentielle de 60 ans. Ceci suppose, bien entendu, que l'ASN accepterait une telle prolongation. On compare deux scénarios de renouvellement. Le premier scénario correspond essentiellement à l'étalement dans le temps de la construction des EPR au rythme du démarrage d'un EPR par an à partir de 2030. Le deuxième scénario suppose que tous les réacteurs actuels verront leur durée de vie effective prolongée à 60 ans.

Dans le premier scénario, les pertes de revenus d'exploitation sont très importantes, tandis que le deuxième scénario nécessite qu'EDF recoure de manière importante à l'emprunt.

Au bout du compte il semble que la solution la moins onéreuse serait un renouvellement au rythme d'environ 1 EPR par an. De plus, ce rythme lent et régulier est beaucoup plus favorable pour l'optimisation des commandes à l'industrie nucléaire. Il est aussi plus sûr dans le cas de décisions négatives de l'ASN pour certains prolongements.

Ces deux propositions de scénario ont, en fait, pour seul but de provoquer une réflexion et un débat absolument nécessaires. Faute d'une planification des arrêts des réacteurs les étalant dans le temps on se trouverait devant la nécessité de mettre en chantier 4 à 5

EPR dans la même année, ce qui serait manifestement impossible. A cause de cette impossibilité la puissance du parc diminuerait considérablement ce qui simulerait la fameuse panne générique¹.

Introduction

Au moment du débat sur l'EPR, EDF avait bien précisé que ce nouveau réacteur était la tête de série de ceux qui seraient appelés à renouveler le parc existant. La loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte a prévu que, après le démarrage de l'EPR de Flamanville, la centrale de Fessenheim devrait s'arrêter². On peut donc considérer qu'il s'agit de la première étape du renouvellement du parc nucléaire. Ne pas planifier le renouvellement du parc de réacteurs, c'est laisser l'ASN décider du rythme de ce renouvellement en fonction des autorisations de poursuite du fonctionnement des réacteurs actuels qu'elle donnerait, ou non, sans prise en compte de ce qui est possible industriellement et économiquement et de ce qui ne l'est pas. La Figure 1 montre comment a varié le nombre de réacteurs mis en service entre 1978 et 2002. Pour être concret la Figure 2 montre ce rythme annuel converti en unités d'EPR ; ce rythme atteindrait jusqu'à 5 EPR au maximum. Pour le renouvellement du parc dans un pays comme la France un tel rythme paraît irréaliste, d'autant qu'on peut espérer que notre constructeur national FRAMATOME aura d'autres commandes à honorer.

En admettant que la durée de vie des réacteurs sera de 60 ans, on voit que le dernier réacteur pourrait s'arrêter en 2062 (2002+60). Théoriquement le premier devrait s'arrêter en 2038 (1978+60). On obtiendrait ainsi un pic de Mises en Service (MSI) en 2042. En réalité, pousser tous les réacteurs à leur limite d'âge est une stratégie logique dans le cas d'une sortie du nucléaire en fin de vie des réacteurs actuels. Au contraire, une stratégie de renouvellement doit être définie et planifiée longtemps à l'avance. **Le rythme du renouvellement serait alors défini par celui de la Mise en Service des nouveaux EPR et non par celui de l'arrêt des réacteurs actuels.**

¹ On appelle panne générique l'observation d'un défaut sur un réacteur entraînant l'arrêt pour raison de sécurité et qui s'appliquerait à tous les réacteurs de même type (par exemple, l'observation de dépôts de carbone d'une densité hors norme). Ces pannes génériques résultent de l'observation d'une anomalie physique et d'une décision de l'ASN. Il est tout à fait possible que l'ASN refuse la prolongation de l'opération de certains types de réacteurs au moment de leur révision décennale

² Cet enchaînement est implicite dans la limitation de la puissance nucléaire à 63 GW

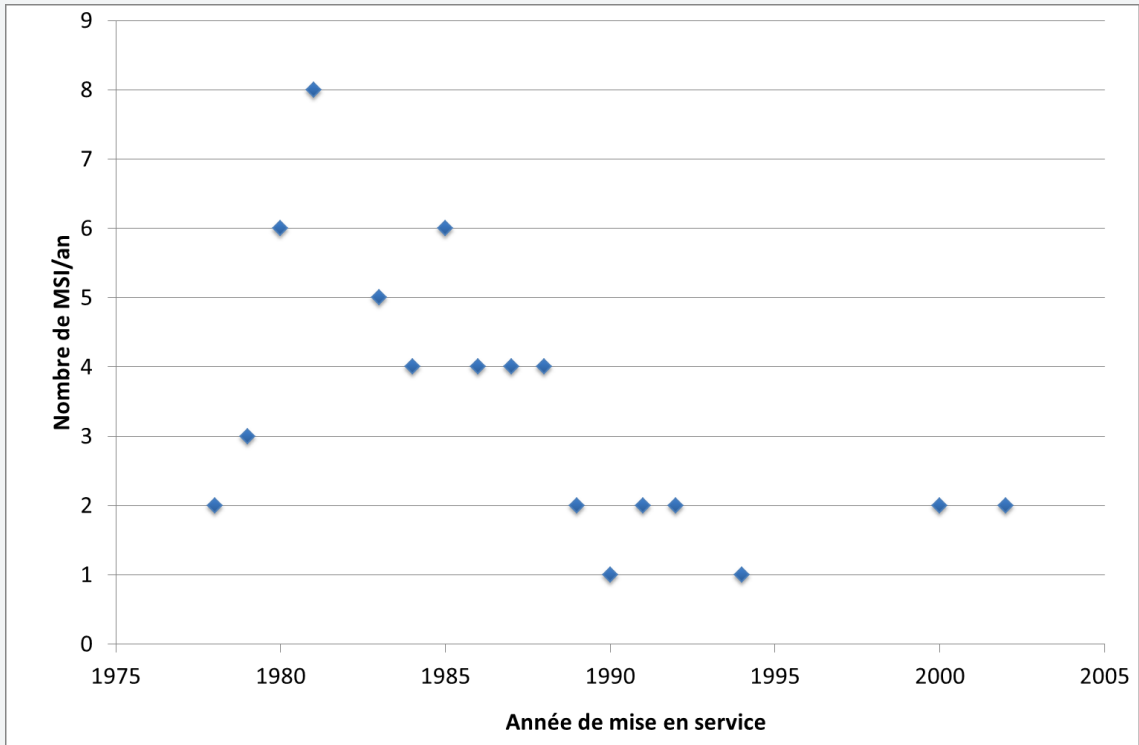


Figure 1

Rythme de mises en service des réacteurs français

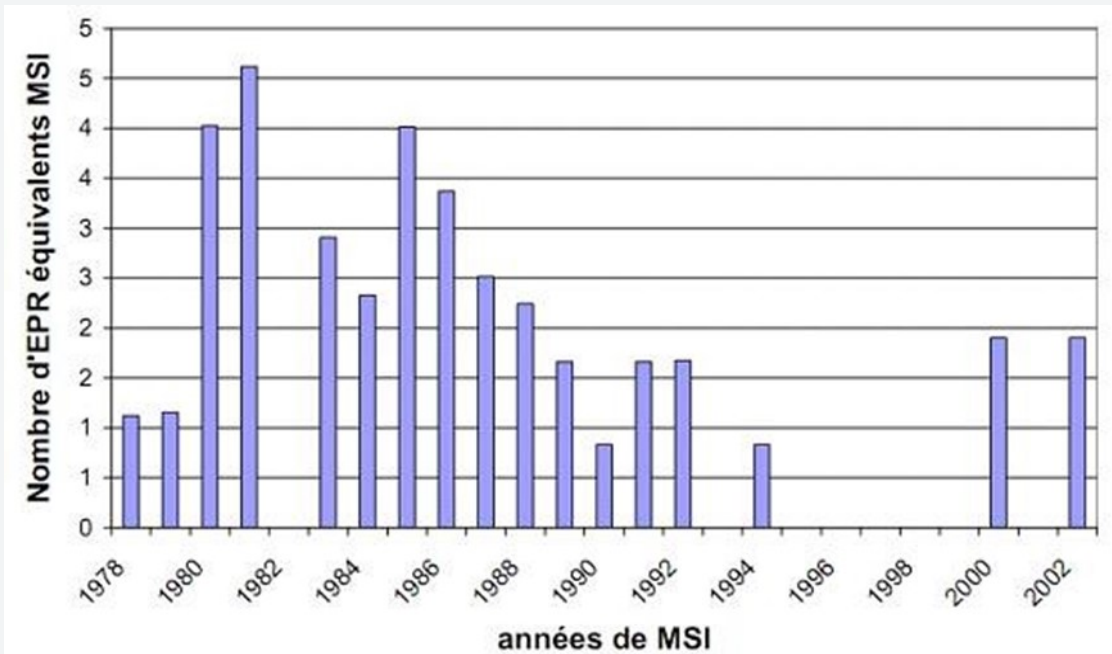


Figure 2

Rythme de Mise en service en EPR équivalent entre 1975 et 2005

Choix d'un rythme de renouvellement

Pour rester dans le domaine du réalisable tout en ménageant la possibilité pour le constructeur de faire face à des commandes étrangères et aux besoins supplémentaires éventuellement créés par l'augmentation de la consommation d'électricité française et européenne, le renouvellement du parc existant pourrait se faire en 40 ans environ (scénario 1 et Figure 3)³ ou en décalant de 60 ans le rythme de mise en service initiale des réacteurs (scénario 2 et Figure 4)

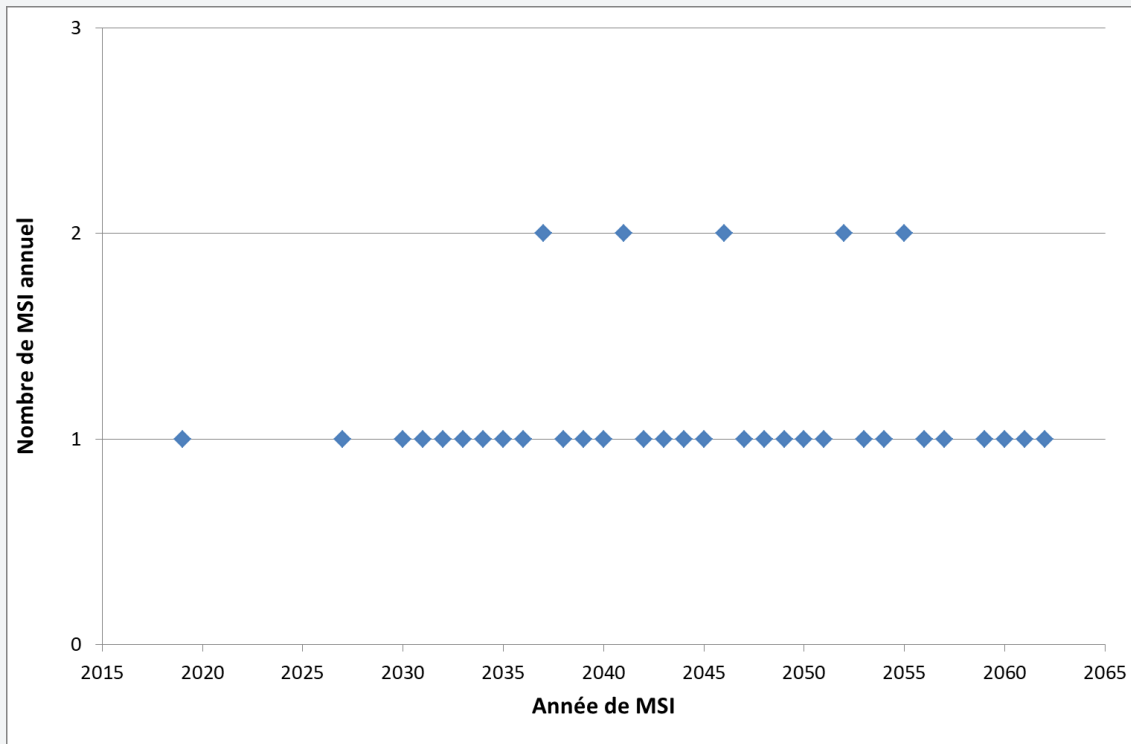


Figure 3

Cadence de mise en service des EPR dans l'hypothèse d'un renouvellement du parc en 40 ans environ (scénario 1). La durée de construction d'un réacteur étant de 7 ans, si on admet un rythme moyen de mise en service de un réacteur par an on en déduit que le nombre moyen de réacteurs simultanément en construction sera de 7

³Dans la réalité, l'EPR de Flamanville qui devrait diverger en 2019 pourrait être considéré comme le premier élément de renouvellement. Il est très peu probable que le suivant soit disponible avant 2027, et il faudra sans doute que le rythme de la relève accélère progressivement en commençant, par exemple par un troisième EPR en 2030 suivi d'un quatrième en 2031.

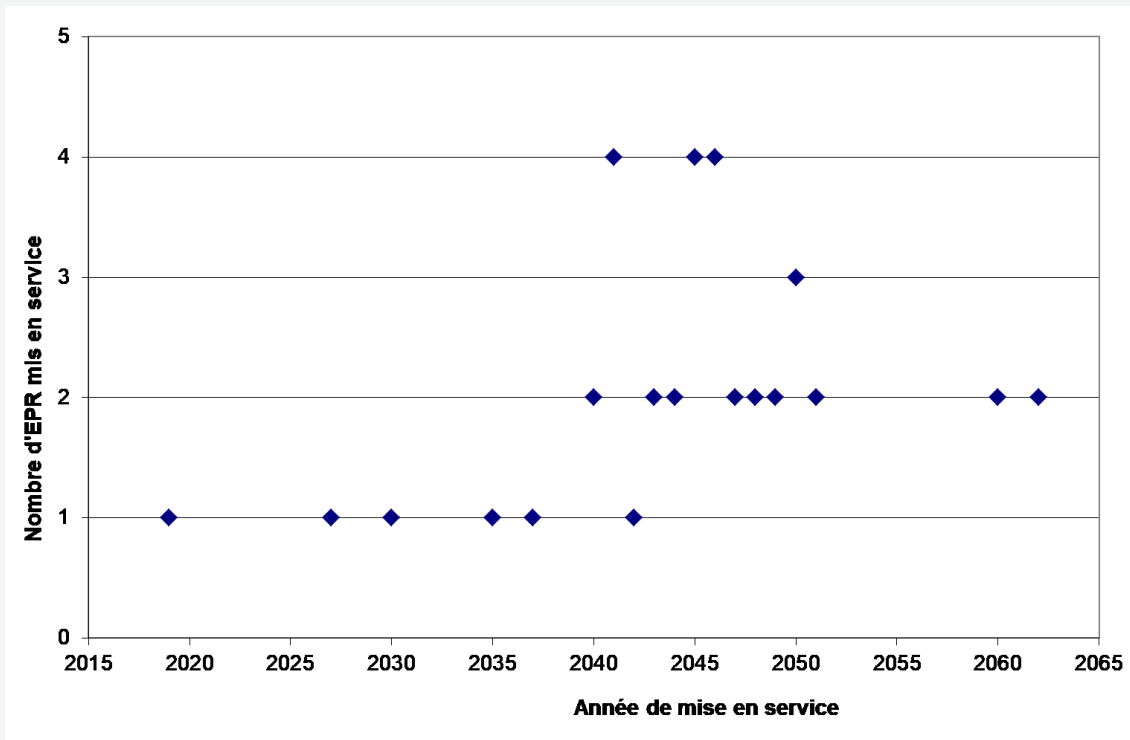


Figure 4

Cadence de mises en service des EPR dans l’hypothèse d’un renouvellement du parc au rythme de sa mise en service (scénario 2). Dans la période 2040-2049 le nombre moyen de Mise en Service serait de 3 par an

Le renouvellement complet du parc existant avec des EPR nécessite un investissement de l’ordre de 273 milliards €⁴, soit une moyenne de 6,8 milliards par an dans le scénario 1 et de 11,5 milliards par an dans le scénario 2 avec, dans ce deuxième scénario, des pointes sensiblement plus élevées. Malgré un résultat brut d’exploitation relativement important (EBITDA de 17,6 milliards en 2015) EDF risque d’éprouver de sérieuses difficultés à lever les fonds nécessaires (fonds propres et emprunts), particulièrement dans le scénario 2 ; difficultés qui risquent de se traduire par un coût de l’argent nettement plus élevé dans le scénario 2 que dans le scénario 1. Dans le scénario 1 nous supposons qu’EDF pourrait s’autofinancer⁵. Pour le scénario 2 il y aurait une surcharge financière de 32 milliards pour des emprunts à 1% sur 20 ans). Un taux de 3% qui paraît de l’ordre du possible conduirait, par exemple, à une surcharge de 96 G€.

Si on suppose que la durée d’un chantier EPR est de 7 ans on voit que, en moyenne, 7 réacteurs seraient simultanément en construction pendant 35 ans dans le scénario 1 (Figure 3) et 24 réacteurs pendant 8 ans, à un rythme moyen de 3 EPR par an, dans le scénario 2 (Figure 4). Les disponibilités en main d’œuvre et les capacités industrielles risquent d’être insuffisants dans le scénario 2. En ce qui concerne la disponibilité du

⁴ Sur la base des prévisions pour EPR2 soit un coût de 7 milliards et une durée de construction de 7 ans

⁵ Dans l’Annexe 3 nous montrons que, sans augmentation du prix de l’électricité payé par les consommateurs, EDF pourrait disposer de nouvelles ressources propres dès 2028.

personnel, en admettant que 2000 personnes sont, en moyenne, nécessaires sur chaque site de construction pendant 7 ans, le besoin de personnel s'élèverait à 14000 dans le scénario 1 et jusqu'à 42000 dans le scénario 2.

Quel que soit le scénario choisi, il devrait être modifiable pour prendre en compte les évolutions de la demande, le scénario 1 étant plus souple à cet égard.

Pour ces raisons nous proposons de retenir un renouvellement au rythme d'environ 1 EPR par an entre 2030 et 2062 (MSI). Quelques années verraient la mise en service de deux EPR pour compenser le fait que le rythme de 1 par an ne pourrait probablement pas être obtenu avant 2030

Pour assurer, à la fois, la continuité avec la construction de l'EPR de Flamanville et permettre l'amélioration des conditions de prix et de délais de la construction des EPR suivants, on pourrait envisager de mettre en fonction le deuxième EPR en 2027, puis les suivants en 2030 et 2031. De 2030 à 2061 on mettrait donc 37 réacteurs EPR en service.

Estimation des pertes d'exploitation

Dans le scénario 1, il serait nécessaire que certains réacteurs soient arrêtés avant 60 ans de vie, puisque, par exemple, les 2 réacteurs dont la MSI a eu lieu en 1978 devraient, avec 60 ans de vie, s'arrêter en 2038 et non en 2019, comme envisagé ici. Le Tableau 1 (en annexe 1) montre comment pourrait être décliné un renouvellement du parc actuel par des EPR au rythme d'environ un EPR par an (voir Figure 3). Le calcul de la perte d'exploitation est assez délicat et incertain. La façon la plus simple est de calculer la différence entre le coût d'exploitation d'un parc EPR et celui du parc actuel. La Cour des Comptes a donné une fourchette de 70 à 90 Euros pour le coût du MWh qui sera produit par l'EPR de Flamanville. Toutefois, on peut espérer que les coûts et les délais de construction des EPR évolueront dans un bon sens, comme cela semble le cas des EPR chinois construits dans les délais et les coûts originels. Un coût de 60 € par MWh semble raisonnable. La Cour des Comptes a estimé le coût complet de production du parc actuel à 49 €/MWh. La différence entre les deux estimations serait donc de 11 €/MWh. Il s'agit là d'une valeur minimale : en effet le calcul par la Cour des Comptes du coût du parc actuel de 49 €/MWh est fait sur la base d'une durée de vie des réacteurs de 40 ans. Si cette durée de vie est portée à 60 ans comme le recommande la Cour elle-même, ce coût devrait diminuer. On peut estimer cette diminution aux alentours de 4 €/MWh⁶. En ce qui concerne le coût de production de l'EPR on peut envisager une valeur haute de 65 €/MWh.

⁶ Si on ne tient pas compte de la rémunération du capital nécessaire pour restituer les capacités initiales de financement en fin de vie du parc, le coût de fonctionnement et de prolongation du parc serait, selon la Cour, de l'ordre de 38 €/MWh. La rémunération du capital sur 40 ans correspondrait donc à 11 €/MWh. Si la durée de vie des réacteurs est portée à 60 ans la rémunération du capital serait de l'ordre de 7 €/MWh., soit un coût total du MWh de 45 €/MWh

Finalement, la perte d'exploitation due à un renouvellement accéléré du parc pourrait se situer entre 11 et 20 €/MWh. Dans le scénario 1 la perte d'exploitation serait de 2650 TWh. La perte d'exploitation du scénario 1 par rapport au scénario 2 (où tous les réacteurs atteignent leur durée de vie théorique de 60 ans) serait donc de 2650 TWh valorisés entre 29 et 53 G€.

Le deuxième enjeu financier est celui de l'endettement d'EDF. Compte tenu de son EBITDA et de l'effet CSPE discuté dans l'Annexe on peut estimer qu'EDF pourrait financer la construction d'un EPR par an, mais que le recours à l'emprunt serait nécessaire lorsque le nombre d'EPR mis en service annuellement excèderait l'unité. Dans ce cas, la somme empruntée pour le réacteur serait de 7 Mds d'euros. En supposant un emprunt sur 20 ans à un taux de 1% le total des frais financier atteindrait 1,4 Mds€. Dans le scénario 2 il serait (voir Tableau 2) nécessaire de lancer 23 emprunts, correspondant donc à des frais financiers de 32 Mds €. Dans le cas, pas impossible, où le taux d'intérêt atteindrait 3% les frais seraient évidemment triplés, atteignant alors 96 Mds €.

Il est clair qu'il s'agit ici de montrer qu'il y a lieu de prendre en compte non seulement les pertes d'exploitation entraînées par un arrêt prématuré d'un certain nombre de réacteurs, mais aussi les frais financiers qui pourraient entraîner d'importantes différences pour EDF. Dans ce contexte nous avons essentiellement l'ambition d'initier une réflexion qui devrait être plus approfondie et réaliste que celle permise par nos moyens limités.

Conclusion

Il est temps que le déroulement temporel du renouvellement du parc nucléaire soit étudié sérieusement. Il nous semble clair qu'un renouvellement sur environ 40 ans aurait de nombreux avantages : planification possible pour les constructeurs, évitement de fluctuations brutales dans le rythme des mises en construction, souplesse d'adaptation aux besoins et aux avis de l'ASN. Sur le plan financier il n'est pas évident que les pertes d'exploitation entraînées par l'arrêt de réacteurs encore capables de fonctionner ne seraient pas compensées par une diminution des frais entraînés par un besoin de capitaux plus étalé dans le temps

Annexe 1

Unités	Année d'arrêt	Perte d'exploitation	Unités	Année d'arrêt	Perte d'exploitation
FESSENHEIM-1	2020	18	PALUEL-1	2043	2
FESSENHEIM-2	2020	18	PALUEL-2	2044	1
BUGEY-2	2028	11	PALUEL-3	2044	2
BUGEY-3	2028	11	ST. ALBAN-1	2044	2
BUGEY-4	2031	8	PALUEL-4	2045	1
BUGEY-5	2031	9	FLAMANVILLE-1	2046	0
DAMPIERRE-1	2032	8	CHINON-B-3	2047	0
GRAVELINES-1	2032	8	FLAMANVILLE-2	2047	0
GRAVELINES-2	2033	7	ST. ALBAN-2	2047	0
TRICASTIN-1	2033	7	CATTENOM-1	2047	0
TRICASTIN-2	2034	6	CATTENOM-2	2048	0
DAMPIERRE-2	2034	7	NOGENT-1	2048	0
DAMPIERRE-3	2035	6	CHINON-B-4	2048	0
TRICASTIN-3	2035	6	BELLEVILLE-1	2048	0
GRAVELINES-3	2036	5	BELLEVILLE-2	2049	0
GRAVELINES-4	2036	5	NOGENT-2	2049	0
DAMPIERRE-4	2037	4	PENLY-1	2050	0
TRICASTIN-4	2037	4	CATTENOM-3	2051	0
BLAYAIS-1	2038	3	GOLFECH-1	2051	0
BLAYAIS-2	2038	5	CATTENOM-4	2052	0
ST. LAURENT-B-1	2038	5	PENLY-2	2052	0
ST. LAURENT-B-2	2038	5	GOLFECH-2	2054	0
BLAYAIS-4	2039	4	CHOOZ-B-1	2058	2
BLAYAIS-3	2039	4	CHOOZ-B-2	2059	1
CHINON-B-1	2040	4	CIVAUX-1	2060	2
CRUAS-1	2040	4	CIVAUX-2	2061	1
CHINON-B-2	2041	3			
CRUAS-3	2041	3			
GRAVELINES-5	2042	3			
CRUAS-4	2042	3			
CRUAS-2	2042	3			
GRAVELINES-6	2042	3			

Tableau 1

Année de d'arrêt, perte d'années de vie des réacteurs actuels dans le scénario 1

Annexe 2

Mise en service EPR	Nb EPR	Nb emprunts	Emprunts G€
2038	1	0	0
2039	2	1	7
2040	3	2	14
2041	4	3	21
2043	3	2	14
2044	2	1	7
2045	4	3	21
2046	3	2	14
2047	3	2	14
2048	3	2	14
2049	1	0	0
2050	2	1	7
2051	2	1	7
2052	2	1	7
2060	2	1	7
2062	2	1	7
TOTAL	39	23	161

Tableau 2

Années de MSI des EPR, nombre et montant des emprunts nécessités pour la mise en œuvre du programme correspondant au scénario 2. On suppose que EDF peut réaliser un EPR par an sans recourir à emprunt.

[1] On n'aborde ici que le renouvellement du parc nucléaire à capacité identique.

[2] Si on ne tient pas compte de la rémunération du capital nécessaire pour restituer les capacités initiales de financement en fin de vie du parc, le coût de fonctionnement et de prolongation du parc serait, selon la Cour, de l'ordre de 38 €/MWh. La rémunération du capital sur 40 ans correspondrait donc à 11 €/MWh. Si la durée de vie des réacteurs est portée à 60 ans la rémunération du capital serait de l'ordre de 7 €/MWh., soit un coût total du MWh de 45 €/MWh

Annexe 3

La CSPE est une taxe parafiscale sur l'électricité dont la plus grande partie sert à assurer la sur-rémunération de l'achat par EDF des productions d'électricité renouvelable, éolienne et photovoltaïque. Les contrats de sur-numération ont généralement une durée de 20 ans. Au bout de 20 ans EDF n'est plus tenue ni à acheter la production renouvelable ni à la sur-rémunérer. On peut envisager le maintien de la CSPE au-delà de la durée des contrats, ce qui n'aurait pas de conséquences sur le prix de l'électricité payé par les consommateurs . A partir de 2028 les contrats viendront progressivement à échéance, et, donc, EDF ne sera plus tenue d'acheter la production renouvelable. Ainsi, par exemple, cette dépense évitée serait de 390 M€ en 2029 et de 5913 M€ en 2038. Au-delà de 2038 tout dépendra de l'évolution de la CSPE dans les prochaines années. Si le niveau de la CSPE n'augmentait plus, le maintien à son niveau actuel permettrait de financer le programme de construction d'un EPR par an jusqu'en 2062.

ⁱ On n'aborde ici que le renouvellement du parc nucléaire à capacité identique, hypothèse la plus probable compte tenu des difficultés dans l'application de la loi LTECV