

*Les coûts de production  
du nouveau nucléaire français*



**La Société française d'énergie nucléaire (SFEN) est le carrefour français des connaissances sur l'énergie nucléaire.**

Créée en 1973, la SFEN est un lieu d'échanges pour les spécialistes de l'énergie nucléaire français et étrangers et pour toutes celles et ceux qui s'y intéressent. La SFEN rassemble plus de 4 000 professionnels de l'industrie, l'enseignement et la recherche.

# Contributions de la SFEN à la Programmation pluriannuelle de l'énergie







# Les coûts de production du nouveau nucléaire français

---

## Synthèse & recommandation

# Garantir l'option d'un socle nucléaire en 2050

Avec le Plan climat annoncé en juin 2017, la France se fixe comme objectif la neutralité des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050.

Aujourd'hui, la France s'appuie sur un socle nucléaire et sa production d'énergies renouvelables pour garantir son approvisionnement en électricité bas carbone, et ce à des prix parmi les plus compétitifs d'Europe.

L'Hexagone s'est engagé à diversifier son mix électrique à un rythme qui dépendra de plusieurs facteurs encore mal connus : les caractéristiques de la demande, les performances techniques et économiques des différentes technologies (énergies renouvelables, stockage, « smart grids »), et aussi, dans un système électrique de plus en plus interconnecté, des stratégies énergétiques de ses voisins européens.

À court terme, l'exploitation dans la durée des réacteurs nucléaires existants (programme « grand carénage ») permettra à la France de bénéficier d'une électricité bas carbone, produite localement et à des coûts compétitifs.

À long terme, entre 2030 et 2050, la France est appelée à renouveler progressivement une partie de son parc nucléaire actuel par de nouveaux moyens de production.

À long terme, entre 2030 et 2050, la France est appelée à renouveler progressivement une partie de son parc nucléaire actuel par de nouveaux moyens de production. Si des progrès techniques et économiques sont attendus, d'importantes incertitudes subsistent concernant la faisabilité, la robustesse, le coût, ou encore les limites exactes d'un système reposant en très grande partie, voire exclusivement, sur des énergies renouvelables variables associées à du stockage, du biogaz et/ou des énergies fossiles avec capture et séquestration de carbone.

Compte tenu des incertitudes et de l'impérieuse nécessité de réduire massivement et rapidement les émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle de la planète, l'Agence internationale de l'énergie<sup>1</sup> estime l'utilisation de l'énergie nucléaire indispensable et complémentaire à l'essor des énergies renouvelables pour l'avènement d'un mix électrique sans CO<sub>2</sub>. On voit difficilement pour quelles raisons il en serait autrement en France, pays qui constitue une référence mondiale pour l'utilisation et la maîtrise industrielle de cette technologie.

Sauf à prendre des paris très risqués sur les plans climatiques (maintien ou ouverture de nouvelles capacités thermiques, entraînant une augmentation des émissions de

---

CO<sub>2</sub>) et économiques (hausse des coûts de production d'électricité), la France doit engager une réflexion sur l'opportunité de renouveler une partie de son parc nucléaire par des réacteurs de troisième génération de type EPR.

Ces dernières années, les réacteurs de troisième génération ont fait face à des difficultés dans la réalisation des premiers chantiers. Cependant, les dépassements des budgets initiaux ne doivent pas masquer deux éléments essentiels. Le premier est que les difficultés ont été surmontées et que les premiers EPR entreront en service dans les prochains mois. Surtout, ces chantiers auront permis de revitaliser une chaîne industrielle française et européenne désormais opérationnelle pour engager dès aujourd'hui la construction de nouvelles unités. La filière nucléaire, troisième filière industrielle du pays, avec 2 500 entreprises et 220 000 professionnels hautement qualifiés, dispose aujourd'hui des atouts nécessaires pour y parvenir.

# Objet de la note

Cette note analyse les différents paramètres permettant à la France de disposer de l'option nucléaire à l'horizon 2050.

Plus particulièrement, elle permet de mieux comprendre :

- Ce qui constitue le coût de production de nouveaux moyens de production nucléaire.
- Quels sont les leviers d'actions, en matière de construction et de financement, permettant d'assurer la compétitivité de la filière dans la durée.

Cette note s'appuie sur les retours d'expérience issus d'autres industries, ainsi que sur ceux des chantiers EPR engagés en France et à l'étranger (Finlande et Chine).

Elle se concentre sur le réacteur de troisième génération EPR. Celui-ci est commercialement disponible et fait l'objet d'un programme d'optimisation permettant des mises en service à l'horizon 2030.

N.B. : Si la recherche explore aujourd'hui de nouveaux concepts, comme les petits réacteurs modulaires (SMR) et les réacteurs de quatrième génération, leur maturité industrielle ne permettra pas d'envisager une mise en service à cet horizon de temps.

Cette note a été élaborée par la Section technique « Économie et stratégie énergétique » de la SFEN.



# Remarques préliminaires

Les leviers identifiés pour réduire les coûts des prochains réacteurs EPR ne sont propres ni à la technologie nucléaire, ni à la France, mais à tous les grands projets d'infrastructures complexes. Ils concernent autant l'organisation industrielle que la gouvernance, laquelle s'incarne dans les contrats et les coûts de financement (allocation des risques). Par leur dimension stratégique, ces grands projets nécessitent une implication plus forte des États.

Mettre en service un réacteur EPR à un coût optimisé à l'horizon 2030 nécessite la définition d'un programme industriel dix ans avant le lancement du projet. Cet horizon temporel correspond aux périodes couvertes par la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) : 2019-2023 et 2024-2028.

Mettre en service un réacteur EPR à un coût optimisé à l'horizon 2030 nécessite la définition d'un programme industriel à l'occasion de la prochaine PPE.

La question de la compétitivité de chaque moyen de production sera de plus en plus impactée par le prix du CO<sub>2</sub>, et ne pourra plus être posée de manière isolée. Il sera nécessaire de tenir compte des interdépendances au sein du système électrique (part des sources non pilotables, limites des moyens de stockage et des autres sources de flexibilité), et de l'organisation du marché de l'électricité.

Dès lors, l'énergie nucléaire – technologie bas carbone, pilotable, disponible 24 h/24 et 7 j/7<sup>2</sup>, et flexible<sup>3</sup> – ne peut être comparée qu'à d'autres moyens disposant des mêmes caractéristiques sur le plan des services rendus au système électrique et sur leur contribution à lutter contre le changement climatique.

<sup>2</sup> – La disponibilité moyenne de la production électrique d'origine nucléaire est de 75 % entre 2010 et 2017.

<sup>3</sup> – Les centrales nucléaires peuvent moduler jusqu'à 80 % de leur puissance en quelques minutes.

# Constat

En 2016, le marché du nouveau nucléaire a été dynamique sur le plan international : dix réacteurs nucléaires ont été mis en service<sup>4</sup>. Il s'agit de la plus importante activité depuis deux décennies.

L'industrie est en train de concrétiser une transition vers une nouvelle génération de réacteurs : la troisième génération.

Ces technologies présentent des performances accrues en matière de sûreté, de disponibilité et de respect de l'environnement. La France, avec l'EPR, mais également la Russie, les États-Unis ou encore la Chine développent leur propre technologie, notamment destinée à l'export.

# 1. Les premiers chantiers de réacteur de troisième génération ont rencontré des difficultés inhérentes à des premières réalisations. La France les a surmontées. Elle dispose aujourd'hui d'une chaîne industrielle revitalisée et opérationnelle pour construire de nouveaux EPR.

L'étude des premiers chantiers (*First of a Kind* ou FOAK) de réacteurs de troisième génération montre des dérapages par rapport aux estimations initiales.

Cette situation est propre à la réalisation de grands projets d'infrastructures complexes, comme la construction du tunnel sous la Manche dont le budget initial a doublé. De nombreuses études ont d'ailleurs mis en avant le « biais d'optimisme<sup>5</sup> » en amont des projets. Elles soulignent également les phases de « rapid learning » sur les projets suivants<sup>6</sup>.

La présente note révèle des différences significatives entre les chantiers de réacteurs de troisième génération suivant les pays :

- D'un côté, les pays qui sont dans une dynamique de construction continue de réacteurs, soit parce qu'ils ont étalé dans le temps leur programme d'équipement nucléaire (Chine), soit parce qu'ils renouvellent une partie de leur parc (Russie). À ce titre, il est symptomatique que le premier réacteur de troisième génération mis en service l'a été en Russie, et que le premier EPR à démarrer sera celui de Taishan 1, en Chine.
- De l'autre, les pays (France, Finlande, États-Unis) qui avaient arrêté de construire. Ces pays ont été doublement pénalisés par les incertitudes liées aux premiers chantiers (FOAK) et ont été contraints de remettre à niveau leur chaîne industrielle aux standards requis pour la construction de réacteurs.

Aujourd'hui, les difficultés ont été surmontées : les premières unités sont en phase de démarrage, et la France dispose à nouveau d'une supply chain à même de construire de nouveaux réacteurs (sous-ensembles, savoir-faire, compétences-métiers, outil industriel, capacités de recherche amont). Elle risque de perdre le fruit de cet investissement si elle arrête à nouveau de construire des réacteurs sur son sol.

5 – Working Paper on Risks n° 52, « A risk-management approach to a successful infrastructure project ». Voir également : Mellow, E. M., Phillips, P. E. et Meyers, C. W., *Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants*, Santa Monica, CA : Rand Corporation, 1981.

6 – *Phil. Trans. R. Soc. A* (2012) **370**, 365–380.

## 2. Le coût de construction est le premier facteur du coût de production d'un réacteur nucléaire. La maîtrise de ce coût est possible, à condition pour la France d'engager un programme industriel.

Le coût d'un réacteur nucléaire est largement dominé par les dépenses d'investissement dans la phase de construction qui, en fonction du taux d'actualisation retenu, représentent entre 50 et 75 % du coût total de production de l'électricité sur la durée d'exploitation de l'installation.

L'analyse du premier programme français et des expériences étrangères révèle qu'il est possible de réduire ce coût de construction. Pour cela, il est nécessaire de mettre en œuvre un programme industriel permettant de bénéficier d'un effet de série économique, et de s'appuyer sur les enseignements des chantiers précédents ainsi que sur les dernières innovations.

### **Bénéficiaire de l'effet de série économique**

L'effet de série économique traduit le fait que le coût d'investissement moyen d'une série d'unités standardisées est inférieur à celui d'une tranche de même caractéristique, conçue et réalisée isolément.

Il s'agit d'abord de construire de manière systématique les réacteurs par paire sur un même site et, plus largement, de bénéficier de plusieurs effets conjugués :

- **Effet programme** : les études et qualifications sont réalisées une seule fois pour un grand nombre de tranches.
- **Effet productivité** : à travers la commande d'une série de matériels identiques, les fournisseurs sont en mesure d'atteindre des gains de productivité qu'ils peuvent répercuter sur leur prix de vente.
- **Effet de rythme** : le nombre de tranches engagées doit permettre, par une bonne gestion des échéanciers, de maintenir une charge minimale continue pour l'ensemble des acteurs industriels, tant au niveau des études que de la fabrication.

### **Tirer parti des effets d'apprentissage et des dernières innovations**

- **Une conception améliorée** : le partage du retour d'expérience des chantiers d'Olkiluoto 3 (Finlande) et de Flamanville 3 (Manche) a déjà porté ses premiers fruits sur le chantier de Taishan 1 & 2 (Chine). La démarche d'optimisation de la conception

de l'EPR engagée en 2015 a, elle aussi, permis d'identifier des gains pour simplifier le design, améliorer sa constructibilité et industrialiser ses équipements.

- **La mise en œuvre des techniques et méthodes les plus récentes :** plusieurs innovations permettent de gagner en performance. On peut citer par exemple la conception du béton armé, la « modularisation » de certaines parties de la centrale, ainsi que l'utilisation des méthodes d'ingénierie permettant d'améliorer les interfaces entre les différents acteurs d'un même projet.
- **La revitalisation de la chaîne industrielle en Europe :** la filière nucléaire se caractérise par des exigences très strictes en assurance qualité, en pureté des matériaux, en comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. La totalité de la chaîne industrielle européenne<sup>7</sup> a dû être qualifiée au niveau « qualité nucléaire » pour construire les EPR d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3. Les projets à venir bénéficieront de cette chaîne industrielle reconstituée, impliquant des coûts moindres.

C'est en conjuguant ces mesures qu'il sera possible de maîtriser les échéanciers, paramètre clé de l'efficacité économique.

Les effets attendus sont multiples :

- Gains de temps pour les équipes.
- Coûts fixes de chantier plus faibles.
- Effets financiers sur l'immobilisation des travaux allégés (car plus brefs).
- Production électrique plus précoce (ce qui augmente fortement la valeur du projet).

<sup>7</sup> - La supply chain européenne repose sur plusieurs centaines d'entreprises réparties dans dix pays.

### 3. Le financement et les retours attendus par les investisseurs influent de façon déterminante sur le coût d'un projet. L'État a un rôle à jouer. La France peut s'inspirer des réflexions engagées au Royaume-Uni.

Les retours attendus par les investisseurs privés sur les projets nucléaires sont de l'ordre de 9 à 10 % en termes de WACC<sup>8</sup>. Outre les risques liés à la réalisation du projet, ces taux rendent compte des risques marché (évolution du prix moyen de l'électricité), des risques politiques (remise en cause par un changement de majorité) et des risques d'évolution réglementaire susceptibles de renchérir les coûts et d'allonger les délais de réalisation.

Les États sont doublement concernés. D'abord, ils doivent assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité tout en réduisant leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Compte tenu de ce double objectif les nouvelles centrales nucléaires constitueront, au même titre que les centrales actuelles, des infrastructures stratégiques, contribuant à garantir la sécurité d'approvisionnement et à fournir une électricité bas carbone. Enfin, les États peuvent jouer un rôle fondamental pour « dé-risquer » un projet ou répartir les risques entre les parties prenantes.

Sur ce dernier point, plusieurs pistes de réflexion peuvent être engagées :

- **Diminuer le risque marché** : le prix moyen du kilowattheure sur le marché de gros européen a été divisé par deux au cours des dix dernières années. De nombreux acteurs regrettent que l'organisation du marché ne favorise pas les énergies bas carbone et demandent davantage de visibilité pour investir. Le mécanisme des *Contracts for Difference* (CFD) mis en œuvre au Royaume-Uni permet d'attirer les investisseurs en leur garantissant, pour les énergies renouvelables et le nucléaire, des rémunérations garanties sur la base des services rendus.
- **Mieux répartir le risque entre les différentes parties prenantes** : un récent rapport de la Cour des comptes britannique<sup>9</sup> montre l'extrême sensibilité du prix de l'électricité garanti au taux de rendement attendu du projet, lequel est directement fonction du montage contractuel entre les investisseurs privés d'une part (taux élevé), les fournisseurs (marges élevées) et l'État (taux réduit, car objectifs de plus long terme et mutualisation des grands projets). À titre d'exemple, le coût du kilowattheure de Hinkley Point C (Royaume-Uni) double quand le taux d'actualisation passe de 3 % à 10 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet).

<sup>8</sup> – WACC : *Weighted Average Cost of Capital* ou « coût moyen pondéré du capital ».

<sup>9</sup> – Department for Business, Energy & Industrial Strategy, « Hinkley Point C », National Audit Office, HC 40 SESSION 2017-18 23 JUNE 2017.

# Recommandation

Engager une réflexion sur le montage industriel et financier d'un programme de diminution des coûts du nucléaire de troisième génération

Le coût du nucléaire de troisième génération repose sur deux facteurs : le coût d'investissement et le coût du financement. La SFEN estime que des gains importants sont possibles par rapport aux premiers chantiers : de l'ordre de 30 % sur le coût de construction, grâce à des effets de série et d'apprentissage, et jusqu'à 50 % sur les coûts financiers, notamment via la conception des contrats.

De nombreuses actions sont en cours pour exploiter au maximum ces gisements d'économie et permettre au nucléaire de troisième génération de figurer parmi les sources de production programmables les plus compétitives. En l'occurrence, se situer dans la fourchette basse des coûts des centrales à cycle combiné gaz avec un prix du carbone (de l'ordre de 20 à 30 €/tCO<sub>2</sub>).

## **L'État a un rôle à jouer**

La SFEN propose d'engager avec les pouvoirs publics une réflexion sur le montage industriel et financier d'un programme de diminution des coûts du nucléaire de troisième génération. Un facteur clé consistera à optimiser la répartition des rôles entre les pouvoirs publics commanditaires et les acteurs industriels qui seraient chargés d'en exécuter la réalisation. Il revient à l'État, garant des intérêts stratégiques du pays, de préserver un socle d'approvisionnement électrique décarboné, flexible, compétitif et prévisible à l'horizon 2050.

## **Le calendrier**

Cette réflexion doit être menée sans délai avant 2020 pour tenir l'objectif de mise en service d'une première paire de réacteurs à l'horizon 2030. Cette première paire s'inscrirait dans un programme industriel d'une série d'EPR, que le retour d'expérience conduit à dimensionner à trois paires de réacteurs au minimum.

### **Les bénéfices attendus**

Une telle approche programmatique donnerait à l'ensemble de la chaîne industrielle, des grands acteurs aux PME, la visibilité et le cadencement nécessaires pour investir dans les chaînes de fabrication et les compétences, et bénéficier des effets de série dès les premières réalisations. Ce programme industriel permettra à la France de maintenir dans les meilleures conditions l'option nucléaire pour piloter la décarbonation de son économie et le renouvellement de son mix électrique à l'horizon 2050.

### **Les conséquences de l'inaction**

Sans cela, la France perdra la maîtrise d'éléments stratégiques des réacteurs, dont l'approvisionnement à l'étranger (Chine ou Russie) représenterait un enjeu économique et géopolitique majeur et une perte, sans doute définitive, de souveraineté technologique et énergétique.









# Les coûts de production du nouveau nucléaire français

---

## Note technique

**NOTE SFEN - MARS 2018**

Ce travail a été supervisé par Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, président de la Section et Didier Beutier, membre du bureau. Les principaux autres contributeurs sont Michel Berthélémy (CEA), Emmanuel Bouyge (EDF), Jacques David (CEA), Nicole Dellerio (Orano), Valérie Faudon (SFEN) et Pierre Thomson (EDF).

# Sommaire

<b>1. Introduction .....</b>	<b>22</b>
<b>2. Coûts et délais des nouvelles constructions nucléaires de troisième génération .....</b>	<b>24</b>
2.1. L'arrivée de la troisième génération de réacteurs nucléaires : un nouveau cycle .....	24
2.2. Les constructions des premiers réacteurs de troisième génération : des situations très contrastées .....	25
2.3. Coûts de construction des réacteurs en chantier .....	28
2.4. Mise en perspective : maîtrise des coûts sur les grands chantiers d'infrastructures .....	30
2.5. Conclusion .....	32
<b>3. Importance du coût de construction des réacteurs dans le coût total de l'électricité produite .....</b>	<b>34</b>
3.1. Plusieurs définitions de coûts .....	34
3.2. Coûts moyens actualisés (CMA/LCOE) .....	36
3.3. Taux d'actualisation .....	36
3.4. Les principaux postes de coûts d'un réacteur nucléaire et leurs ordres de grandeur .....	38
3.5. Zoom sur les coûts d'investissement .....	40
3.6. Conclusion .....	41
<b>4. L'analyse des coûts passés de construction de réacteurs de deuxième génération montre que la maîtrise de ce poste est possible .....</b>	<b>42</b>
4.1. Une analyse technique et économique des coûts de construction des réacteurs français .....	42
4.2. Analyse économétrique des données internationales .....	43
4.3. Conclusion .....	47
<b>5. Évolution attendue des coûts des réacteurs EPR .....</b>	<b>48</b>
5.1. Objectifs de coût des prochains réacteurs EPR : étude OCDE/AIE-AEN .....	48
5.2. Démarche de retour d'expérience et d'optimisation de l'EPR .....	49
5.3. L'optimisation des chantiers de construction .....	51
5.4. La remise en marche de la chaîne industrielle « qualité nucléaire » européenne .....	52
5.5. Intégration des objectifs d'exportation .....	53
5.6. Conclusion .....	54

<b>6. Les autres postes de coûts du kWh : une source de risques bien plus faibles et délimités .....</b>	<b>56</b>
6.1. Variabilité de chacun des trois postes de coûts .....	56
6.2. Exemple du parc américain .....	60
6.3. Conclusion .....	61
<b>7. Le poids du financement de l'investissement face aux risques.....</b>	<b>62</b>
7.1. Attirer les investisseurs .....	62
7.2. Risque projet : influence de la durée du chantier sur le coût total du projet Flamanville .....	64
7.3. Risque prix sur le marché européen de l'électricité .....	64
7.4. La réponse finlandaise : le modèle Mankala .....	65
7.5. Influence des risques sur les taux d'actualisation : illustration par le projet Hinkley Point .....	66
7.6. Implication pour de futurs projets en France : nécessité d'un État « stratège » ...	68
7.7. Conclusion .....	70
<b>8. Diminuer les risques de marchés pour motiver les investisseurs .....</b>	<b>72</b>
8.1. Réforme du prix du carbone pour le système électrique .....	74
8.2. Contrats de long terme pour sécuriser les financements de projets bas carbone .....	74
8.3. Conclusion .....	75
<b>9. Conséquences pour l'investissement nucléaire futur nécessaire au renouvellement du parc .....</b>	<b>76</b>
<b>10. Conclusion générale .....</b>	<b>80</b>

# 1. Introduction

Une première note de la SFEN a couvert le coût de production du parc actuel et a conclu à sa très grande compétitivité évaluée en coût cash (32-33 €/MWh).

En complément, car la question du renouvellement du parc nucléaire se pose dans la décennie qui vient (avec une décision qui pourrait être prise au sein de la Programmation pluriannuelle de l'énergie actuellement en cours d'élaboration), l'objet de la présente note est de :

- Comprendre le coût de production d'un ou plusieurs nouveaux moyens de production : qu'est-ce qui le constitue, quels sont les leviers d'action pour le diminuer, qui construit les réacteurs, avec quelle structure de partage du risque, en fonction de quelle structure de marché, et comment ces paramètres vont influencer le coût du projet.
- Remettre la question de la compétitivité d'un moyen de production dans son cadre : elle ne doit plus être considérée de manière isolée, elle est désormais dépendante du système électrique (pourcentage de sources non pilotables), et de l'organisation du marché de l'électricité (y compris des externalités et des services rendus).
- Positionner la compétitivité du nouveau nucléaire au regard d'alternatives futures, avec des hypothèses concernant l'évolution du système électrique et de l'organisation du marché de l'électricité.

La question du coût des réacteurs nucléaires et de la production d'électricité nucléaire ne peut être isolée de son contexte, lequel se caractérise notamment par :

- Un marché de l'électricité européen défaillant : surcapacité, baisse des prix de gros. Plus aucun nouveau moyen de production ne se construit actuellement sans garantie pour les revenus futurs (tarif d'achat).
- Un changement de la structure du système électrique : de plus en plus de sources non pilotables et décentralisées.
- Des politiques européennes « énergie et climat » très critiquées (cf. Cour des comptes européenne<sup>1</sup>, rapports France Stratégie<sup>2</sup> et McKinsey<sup>3</sup> sur l'*Energiewende*).

Dans ce contexte, l'industrie nucléaire mondiale (c'est-à-dire des constructeurs français, américains, russes, chinois, coréens, etc.) ont préparé un changement de génération de réacteurs, passant de la génération existante (dite « deuxième génération ») à une nouvelle génération (dite « troisième génération »). Le démarrage de ces réacteurs a été plus difficile que prévu, avec des retards sur les premiers chantiers, assortis de surcoûts importants. La crédibilité du nucléaire comme l'une des technologies majeures pour lutter contre le réchauffement reste bonne dans les grands pays d'Asie, comme la Chine.

Par contre, en Europe, elle s'est dégradée depuis une dizaine d'année. Aux États-Unis, elle n'est pas compétitive face au gaz de schiste. Les deux enjeux majeurs du nouveau nucléaire sont ainsi :

- Le démarrage des toutes premières unités de troisième génération.
- La baisse des coûts et la tenue des calendriers pour les réacteurs qui suivront.

Le chapitre 2 présente d'emblée la situation des constructions en cours sur les réacteurs de troisième génération. Le chapitre 3 rappelle les composantes des coûts de production du kWh et l'importance de l'investissement initial dans ces coûts. Dans le chapitre 4, l'analyse des coûts passés de construction de réacteurs de deuxième génération montre que la maîtrise de ce poste est possible. L'évolution future des coûts des EPR est ensuite abordée dans le chapitre 5. Nous identifierons deux grands domaines de progrès qui devraient permettre de baisser significativement les coûts de production des réacteurs de troisième génération, par rapport aux têtes de série : la maîtrise des coûts et des délais de construction, mais aussi une réorganisation du financement et du portage des risques financiers.

Les chapitres suivants et la conclusion replacent dans leur contexte les actions en cours pour assurer la baisse des coûts. Ils se proposent de montrer que pour préserver la liberté de choix énergétiques des générations futures, il convient de sécuriser l'« assurance » nucléaire (capacité de disposer d'une technologie maîtrisée, sûre et compétitive). Ils résument les dynamiques à l'œuvre et établissent les objectifs pour y parvenir.

**1** – Voir : <https://www.eca.europa.eu/fr/Pages/DocItem.aspx?did=41824>

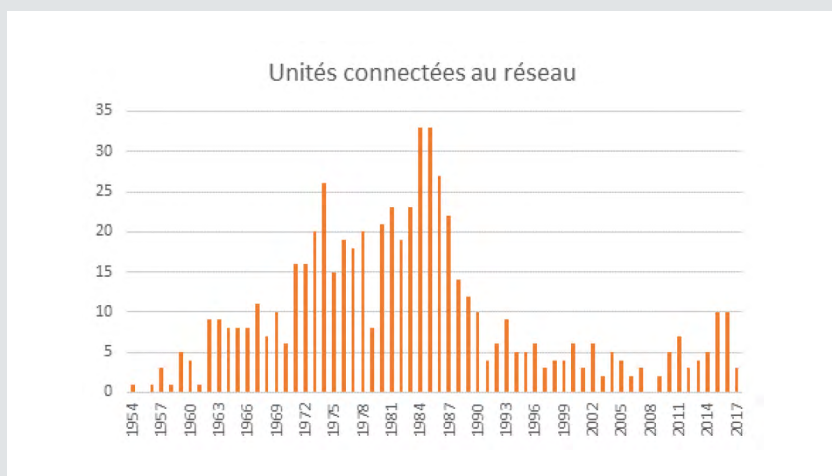
**2** – Voir : <http://www.strategie.gouv.fr/publications/crise-systeme-electrique-europeen>

**3** – Voir : <https://www.mckinsey.de/energiewende-deutschland-die-kosten-steigen-weiter>

## 2. Coûts et délais des nouvelles constructions nucléaires de troisième génération

### 2.1. L'arrivée de la troisième génération de réacteurs nucléaires : un nouveau cycle

La construction des réacteurs a été marquée d'une forte cyclicité dans les décennies précédentes. Les réacteurs de deuxième génération ont été construits principalement entre 1970 et 1990, comme le montre la figure ci-dessous. Le rythme s'est ensuite profondément ralenti, à l'exception de la Chine en pleine phase de développement, induisant le sursaut de 2015-2016 (toujours avec des réacteurs de deuxième génération).



**Figure 2.1** Nombre d'unités raccordées au réseau chaque année.  
(Source : base de données PRIS de l'AIEA sur les constructions en cours, 1950-2016).

Il faut donc souligner ici les situations très différentes des industries concernées (ingénierie, génie civil, chaudiéristes, équipementiers, etc.) selon les pays dans le monde :

- Historique et position des autorités.
- Organisation et programmes en cours.
- Exigences de sûreté nationales.
- Capacité opérationnelle et qualification nucléaire des fournisseurs (supply chain).

Au niveau mondial, en 2016, le marché apparaît bien relancé avec 10 réacteurs nucléaires électrogènes mis en service (essentiellement de deuxième génération), ce qui n'avait pas eu lieu depuis deux décennies. À fin 2016, le nombre total atteignait ainsi 448 réacteurs avec une augmentation nette de capacité mondiale de 8 GWe. Et 61 réacteurs étaient en cours de construction. Cependant ce marché est de plus en plus tributaire de la Chine, pays qui représente la moitié de ces chantiers. On observe en 2017 une pause dans les lancements de nouveaux projets en Chine (à l'exception



du premier béton sur Tianwan 6). Aux États-Unis, 2016 a vu le démarrage de Watts Bar 2, première connexion au réseau depuis 20 ans mais sur un projet réactivé.

Dès les années 1990, les industriels ont développé de nouveaux concepts de réacteurs, dans le but d'intégrer les évolutions technologiques permises par l'accumulation d'expérience, les progrès des technologies et des matériaux, mais aussi largement pour améliorer la sûreté (probabilité d'accident et conséquences en termes d'émissions de radionucléides en cas d'accidents graves). Les concepts développés proposés aujourd'hui sur le marché mondial sont notamment l'EPR (Framatome), l'AP1000 (Westinghouse), l'ATMEA1 (Framatome-Mitsubishi), le VVER 1200 (Rosatom), et enfin le Hualong 1 (partenariat CGN-CNNC en Chine). On pourrait penser y ajouter l'APR (KHNP en Corée), mais ce concept n'intègre pas toutes les caractéristiques des réacteurs de troisième génération. On classe ici l'ensemble de ces nouveaux concepts sous le titre générique de troisième génération, même si les solutions mises en œuvre pour atteindre des objectifs similaires peuvent fortement varier d'un concept à un autre.

Les objectifs techniques visés par tous ces concepts de troisième génération peuvent se résumer ainsi :

- Probabilité de fusion de cœur < 10-5 par an et utilisation des études probabilistes lors de la conception.
- En cas d'accident grave, impact minimal sur la population grâce au maintien du confinement.
- Protection renforcée contre les agressions externes (naturelles et humaines).
- Disponibilité > 90 % sur 20 ans au moins.
- Durée d'exploitation de 60 ans dès la conception.

## **2.2. Les constructions des premiers réacteurs de troisième génération : des situations très contrastées**

La construction des têtes de série (*First of a Kind* ou FOAK) s'est déroulée dans des contextes assez différents selon les pays. Au début des années 2000, alors que des programmes conséquents de construction avaient été lancés en Chine ou en Corée, aucun nouveau chantier n'avait démarré en Europe ni aux États-Unis depuis deux décennies. Cette situation a conduit à une baisse de qualification d'une partie de la main d'œuvre (avec des goulots d'étranglement dans certains métiers), dans un contexte d'évolution significative des obligations réglementaires. Il a fallu donc redémarrer l'activité pour faire face aux commandes de nombreux électriciens dans une conjoncture de croissance forte et de tensions sur les marchés énergétiques. La réalisation des premiers EPR en Europe et AP1000 aux États-Unis en a souffert, ajoutant aux incertitudes d'une tête de série le handicap d'une chaîne industrielle à reconstruire et qualifier.

**Tableau 2.1.** Recensement mondial des réacteurs de troisième génération connectés ou en construction en 2017.

Technologie	Réacteur	Pays	Capacité (MWe)	Début construction	Date de démarrage prévue	Date de démarrage révisée	Coût de construction initial (US\$/kWe)	Coût de construction révisé (US\$/kWe)
EPR	Flamanville 3	France	1600	Déc. 07	2012	2018	2,063	6,563
	Olkiluoto 3	Finlande	1630	Août 05	2009	2018	2,025	(Plus de) 5,215
	Taishan 1	Chine	1660	Oct. 09	2014	2018	1,960	3,150
	Taishan 2		1660	Avr. 10	2015	2018		
	Summer 2	États-Unis	1117	Mars 13	2017	annulé	4,387	6,267
	Summer 3		1117	Nov. 13	2018	annulé		
Vogtle 3	1117		Mars 13	2017	2019		6,802	
Vogtle 4	1117		Nov. 13	2018	2020			
AP1000	Haiyang 1	Chine	1000	Sept. 09	2014	2018	2,650	?
	Haiyang 2		1000	Juin 10	2015	2018		
	Sanmen 1		1000	Avr. 09	2015	2018		
	Sanmen 2		1000	Déc. 09	2016	2018	2,650	2,807
	Novovoronej 2.1		1114	Juin 08	2015	2016	2224	?
	Novovoronej 2.2		1114	Juil. 09	2016	2018		
VVER 1200	Leningrad 2.1	Russie	1085	Oct. 08	2013	2018		
	Leningrad 2.2		1085	Avr. 10	2016	2019	2,673	3041
	Fuqing 5 & 6		1090	Mai 15	2020	?	2800	3500
HUALONG 1	Fangchenggang 3 & 4	Chine	1090	Déc. 15	2020	?		

(Sources : site WNA principalement et compilation d'autres informations publiées. Les valeurs de coût indiquées ne sont pas « garanties » ni forcément comparables quant à leur contenu). Le tableau suivant recense les projets en cours sur les principaux nouveaux modèles de Génération 3, avec leur calendrier de construction et les informations disponibles sur les coûts.

Aujourd'hui, on note la dynamique en cours sur quatre modèles de réacteurs<sup>4</sup> :

- Les réacteurs EPR, dont 6 exemplaires sont en construction dans le monde. 4 vont être connectés au réseau dans les mois qui viennent en Chine, en France et en Finlande. 2 autres ont été lancés en 2016 à Hinkley Point (Royaume-Uni).
- Le nouveau modèle russe AES 2006 de VVER-1200, avec une première connexion au réseau en août 2017 à Novovoronej 2, et d'autres à suivre à Leningrad 2 et à l'export.
- Le nouveau modèle chinois Hualong 1 de 1000 MWe dont la construction vient d'être à la fois lancée sur le sol national et proposée à l'export.
- L'AP1 000 de Westinghouse, en construction aux États-Unis et en Chine, a rencontré de nombreuses difficultés, conduisant notamment à l'abandon de la construction de deux tranches aux États-Unis (VC Summer 3 & 4). Le premier AP1000 devrait cependant démarrer en Chine en 2018 (Sanmen).

Il faut noter que la Russie a déjà démarré un réacteur de troisième génération (AES 2006 à Novovoronej 2.1), ceci huit ans après le démarrage de la construction. Dans ce pays, les programmes de construction avec des réacteurs de deuxième génération n'avaient pas été interrompus comme en Europe et aux États-Unis. C'est d'ailleurs aussi le cas de la Corée, qui a tenu ses délais pour son modèle de deuxième génération AP1400, à Shin-Kori 3.

Le programme chinois comprend différents types de réacteurs, de technologie française (EPR), américaine (AP1000), russe (VVER 1000) ou chinoise (Hualong 1). La taille du marché et son organisation permettent en effet une diversification significative des concepts. L'avancement des chantiers est satisfaisant, même si des retards ont été constatés en fin de période. Ainsi par exemple, à Taishan, le démarrage des deux unités, dont les travaux ont débuté en 2009, jusqu'ici prévu fin 2017 et au premier

<sup>4</sup> - On peut y ajouter le nouveau modèle coréen APR1400, avec la connexion au réseau de Shin-Kori 3, en janvier 2017, par KHNP, bientôt suivie par Shin-Kori 4. Parallèlement, la construction de quatre APR1400 à Barakah (Émirats arabes unis) progresse régulièrement, avec la mise en service du premier prévue en 2018. Ce modèle est récent, mais n'atteint pas le standard de troisième génération.

semestre 2018, est repoussé à 2018 et 2019. Taishan 1 devrait être le tout premier EPR de Framatome à entrer en service dans le monde, avant Flamanville 3. C'est d'ailleurs la principale cause de son retard, le démarrage devant être réalisé sans retour d'expérience préalable des EPR européens.

Par contre, aux États-Unis, le nucléaire redémarre depuis peu. Les projets en cours sur le modèle AP1000 (Vogtle 3 & 4 et Summer 2 & 3) ont souffert de retards et surcoûts, à tel point que la construction de Summer 2 & 3 a été abandonnée : en effet le marché américain de l'électricité n'offre guère de perspective à court terme, avec un prix bas piloté par le prix du gaz non conventionnel.

En Europe, les deux projets d'EPR (France et Finlande) ont subi des retards importants pour des raisons similaires : la situation française sera documentée plus précisément ci-après.

Les calendriers de construction montrent qu'il faut compter une durée minimale de six ans, encore accessible aux Coréens avec un modèle de deuxième génération chez eux sur Ulchin et aux Émirats arabes unis (à vérifier toutefois en 2018), et aux Chinois chez eux quel que soit le modèle de réacteur.

### 2.3. Coûts de construction des réacteurs en chantier

Les coûts de construction du tableau précédent sont mentionnés à titre indicatif. Issus de sources diverses, il est donc difficile de les comparer :

- Ils sont établis via des parités monétaires au moment de leur publication, lesquelles fluctuent et ne reflètent pas directement les pouvoir d'achat ou les salaires réels des différents pays.
- Il s'agit normalement de coûts de construction « purs » sans prise en compte des frais financiers liés à la durée de construction (intérêts intercalaires).
- Il n'est pas possible de vérifier qu'ils intègrent tous exactement le même périmètre depuis la préparation du site jusqu'au démarrage.
- Les contextes et réglementations propres à chaque pays et chaque site induisent des différences.
- Quel que soit le modèle de réacteur, domestique ou étranger, une part notable de l'investissement est effectuée localement, ce qui amène des variations structurelles de coûts mais qui a pour avantage de localiser de l'emploi et de la chaîne de valeur dans le pays de construction.

Il apparaît néanmoins un facteur au moins 2 environ entre les coûts en Europe et aux États-Unis et les coûts en Chine et en Corée. Dans tous les cas, un dérapage est observé par rapport aux estimations initiales. Le dérapage le plus important est observé sur les deux EPR européens, mais rappelons que ce sont les deux premiers à avoir été engagés, respectivement en 2005 et 2007. Les constructions d'Olkiluoto 3 et Flamanville 3 ont ainsi été démarrées dans un contexte doublement risqué :

- Nouveau concept de réacteur de troisième génération, intégrant des innovations (notamment pour un niveau de sûreté plus poussé que les précédents), de puissance unitaire plus grande, et dont le design détaillé n'était pas encore abouti.
- Absence de réalisation de centrale nucléaire en France et en Europe depuis plus d'une décennie.

Au-delà des effets « tête de série », mentionnons les facteurs explicatifs suivants des hausses de coût observées :

- Évolution du contexte réglementaire en cours de projet.
- Délais (plusieurs causes, plusieurs effets).
- Prix des matières premières, transitoirement en hausse dans les années 2010.
- Difficultés dans l'organisation des chantiers.
- Difficultés d'organisation et de réalisation dans la supply chain.

On peut attendre des progrès sur chacun de ces postes, par simple effet d'apprentissage.

Notons tout particulièrement l'importance des délais, qui pèsent sur de nombreux aspects des coûts. Mal maîtrisés, ils provoquent un décalage dans les revenus, entre la perte du chiffre d'affaires due à la vente de l'électricité, qui est de l'ordre de plusieurs centaines de millions d'euros pour un retard d'un an, et les pertes dues à l'immobilisation du capital (voir la partie dédiée aux aspects financiers).

Notons aussi d'autres aspects moins connus, qui portent sur l'organisation des contrats et les comportements de marge de la supply chain. Ainsi, selon l'université de Chicago<sup>5</sup>, les coûts « overnight » de la tranche FOAK ont augmenté de 68 % dans les estimations entre 2004 et 2011, du fait d'exigences nouvelles sur les conceptions, mais aussi d'évolutions dans la gestion du risque au sein de la chaîne de valeur. Cette dernière cause d'augmentation des coûts est reprise également par l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) dans son étude récente sur le financement des projets nucléaires<sup>6</sup> : *« La raison majeure des hausses de coûts de construction entre 2004 et 2011 tient dans les nouvelles conditions de contrats EPC - prix fixes ou fermes. Bien que de tels contrats fournissent un degré de certitude pour le propriétaire de l'usine, cela se fait au prix d'une importante prime de risque en raison de la prudence de la*

<sup>5</sup> – « Analysis of GW-scale overnight capital costs », université de Chicago, 2011.

<sup>6</sup> – « Nuclear New Build : Insights into Financing and Project Management », OCDE/AEN NEA N° 7196, 2016.

part des entrepreneurs EPC. Cette situation est aggravée par le fait que les entrepreneurs EPC (Engineering-Procurement-Construction) eux-mêmes cherchent alors à se couvrir en négociant des contrats similaires avec leurs propres fournisseurs, créant un effet d'empilement de provisions pour aléas, les marges étant construites sur les marges. » Cet effet négatif pourrait conduire à remettre en cause certains contrats « clés en main », qui avaient été préférés aux contrats « en dépenses contrôlées », notamment pour mieux faire jouer la concurrence.

## 2.4. Mise en perspective : maîtrise des coûts sur les grands chantiers d'infrastructures

Par le volume et la complexité des travaux à réaliser, la construction de réacteurs de troisième génération s'apparente à tous les grands projets d'infrastructures complexes. Les points communs concernent autant l'organisation industrielle que la gouvernance des responsabilités, laquelle s'incarne dans les contrats et les coûts de financement. Ces grands projets témoignent aussi, du fait de leur caractère stratégique, du rôle plus fort attendu des États.

Quelques exemples illustratifs étaient cités dans une étude de McKinsey en 2013<sup>7</sup>, dont est extrait le tableau ci-dessous.

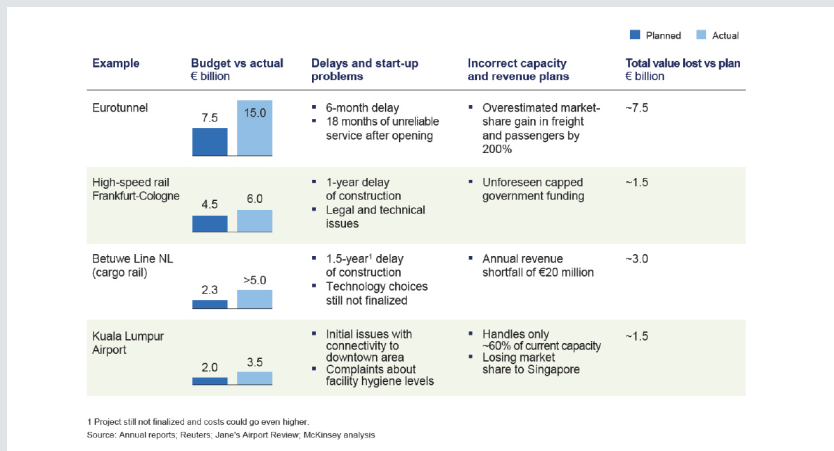
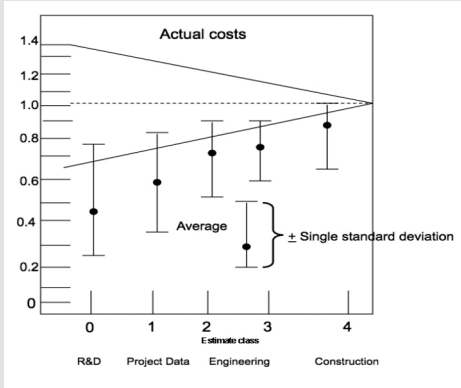


Figure 2.2 Exemples de comparaison de coûts des projets entre les premières estimations et les réalisations. (Source : McKinsey, 2013).

Une étude ancienne de la Rand Corporation sur 44 projets d'usines de l'industrie chimique<sup>8</sup> avait mis en évidence le biais optimiste d'évaluations de projets. Les coûts de construction réels s'avéraient deux fois plus élevés que les estimations initiales. Et tout au long du projet les réévaluations restaient inférieures aux coûts complets constatés à l'achèvement. L'étude se résumait par la figure suivante :



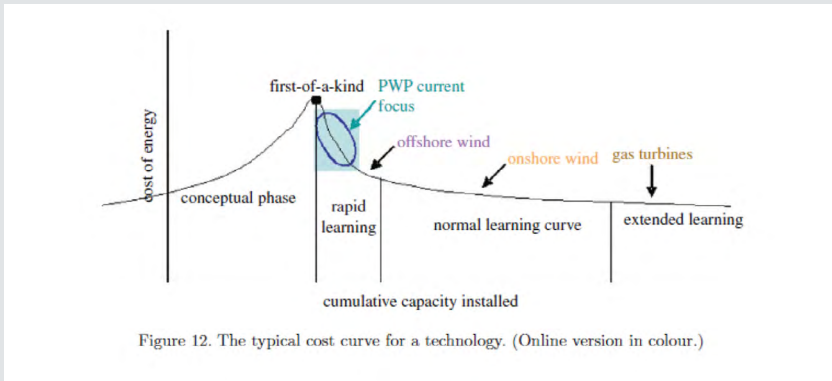
**Figure 2.3** Schéma d'évolution des estimations de coûts de projets. (Source : Merrow, Phillips et Meyers, 1981).

Dans le secteur de l'énergie, Pelamis Wave Power (PWP) a publié en 2012<sup>9</sup> une analyse sur le développement de sa machine de conversion de l'énergie des vagues, qui les conduisait à suggérer le schéma général suivant (figure 2.4) sur l'évolution du coût d'une nouvelle technologie. La courbe met en évidence le pic atteint lors de la mise en service du *first-of-a-kind*, c'est-à-dire de la première unité à l'échelle commerciale. Le point haut de ce graphique correspond à la phase 4 (construction) du schéma de Merrows, Phillips et Meyer (cf. *supra*). PWP se situait alors dans la phase de *rapid learning* consécutive à la mise en service de cette première unité.

7 – Working Paper on Risks n° 52, « A risk-management approach to a successful infrastructure project ».

8 – Merrow E. M., Phillips, P. E. et Meyers, C. W., *Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants*, Santa Monica, CA : Rand Corporation, 1981.

9 – *Phil. Trans. R. Soc. A* (2012) 370, 365–380.



**Figure 12.** The typical cost curve for a technology. (Online version in colour.)

**Figure 2.4** Courbe typique de coût pour une technologie, selon les phases de développement. (Source : PWP, 2012).

## 2.5. Conclusion

Après une pause quasi généralisée (sauf Chine et Corée) dans la construction de réacteurs, celle-ci a repris et les designs actuels sont de plus en plus des concepts de troisième génération, avec des performances significativement accrues en matière de sûreté. Ces réacteurs ont souvent été construits dans des contextes difficiles : supply chain en partie démobilitée avec des commandes faibles, réacteurs avancés plus complexes (montée en gamme nécessaire), processus réglementaire à reconsidérer, hausse temporaire des matières premières... Il est difficile de comparer les données publiées sur les réacteurs de troisième génération en cours de construction. On peut néanmoins constater que ces coûts sont assez divers (jusqu'à un facteur parfois supérieur à 2). Ceci est notamment la conséquence des retards par rapport aux échéanciers prévus. Les explications de ces hausses seront précisées dans les sections suivantes, avec un intérêt tout particulier pour les réacteurs EPR. L'enjeu dans les pays de l'OCDE (États-Unis, Europe) est d'éviter de futurs surcoûts, par rapport à ce qui a été expérimenté dans les premières constructions. De nombreuses actions ont été mises en place par tous les constructeurs.





## 3. Importance du coût de construction des réacteurs dans le coût total de l'électricité produite

### 3.1. Plusieurs définitions de coûts

Le coût d'un produit ou d'un service est un concept plus complexe qu'il n'y paraît au premier abord. Le périmètre pris en compte dépendra de l'observateur (par exemple, coût pour le consommateur, pour le gestionnaire de réseau, pour le contribuable, etc.). Le coût dépendra aussi de la période prise en considération : horizon de dix ans, durée d'exploitation complète de l'installation, période étendue à l'ensemble des flux de trésorerie avant et après l'exploitation, etc. Et il dépendra du taux de préférence pour le présent de l'observateur (taux d'actualisation). Enfin, l'évaluation a surtout pour intérêt de comparer deux alternatives en concurrence. Il est donc préférable de bien rapporter une évaluation de coût à la décision qu'elle va guider ; en fait, le coût d'une décision peut être évalué de façon assez rigoureuse et non équivoque, en explicitant l'échéancier complet des dépenses et recettes effectives résultant de la décision. Il faudra alors comparer le coût de la décision d'investissement en nouveau nucléaire, avec le coût des décisions alternatives<sup>10</sup>. Dans le domaine de l'électricité, on distingue ainsi :

- **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.
- **Le coût comptable (€/MWh ou M€/an)**, qui ajoute aux coûts cash les provisions pour amortissement, les coûts de financement (le cas échéant) et pour dépenses futures (M€/an, que l'on peut rapporter au MWh). Il contrôle le résultat brut d'exploitation et l'impôt sur les bénéfices.
- **Le coût moyen actualisé (CMA, €/MWh) = Levelised Cost of Energy (LCOE)**. Il s'agit du coût complet de production moyenné sur la durée d'exploitation de l'installation, depuis la décision de construire jusqu'à la fin du démantèlement, en pratiquant une actualisation temporelle. Celle-ci s'applique au numérateur à chaque flux de dépenses de l'année  $t$  et au dénominateur à la quantité d'électricité annuelle produite l'année  $t$ . Ce paramètre contrôle la décision d'investir ou non dans une installation nouvelle (aux effets sur les parcs et coûts externes près, selon le décideur).

Les trois premiers types de coûts portent généralement sur des installations existantes. Le quatrième (CMA/LCOE) est très régulièrement utilisé pour évaluer une installation future, et comparer les coûts actualisés de plusieurs technologies pour retenir celle qui apparaît la moins chère. Une autre façon, plus sophistiquée mais d'esprit analogue, consiste à construire des comptes futurs (business plan), pour déterminer quelle est la décision qui maximise le cash-flow du décideur. Ce cash-flow prend la forme d'une valeur actuelle nette (VAN).

On peut ajouter à ces coûts, qui portent sur des biens et services échangés sur des marchés, des coûts externes définis comme les coûts induits pour d'autres acteurs de la société non parties prenantes dans l'achat/vente d'électricité : principalement liés aux impacts sur l'environnement et la santé, provoqués ici par la production et le transport de l'électricité. En général, ces coûts ne sont pas reflétés via des marchés, mais peuvent toutefois apparaître comme tels, selon les décisions de la puissance publique (par exemple la taxe carbone). Les pouvoirs publics peuvent ainsi « internaliser » ces coûts et agir sur la décision des agents économiques concernés. Cet exercice est souvent délicat, ne serait-ce que pour évaluer les niveaux d'externalité, ou pour décider que c'est bien cet outil économique qui est le plus pratique à mettre en œuvre (par exemple au regard d'un choix réglementaire). Ces coûts externes portent par essence sur toutes les activités humaines, et les économistes tentent de les définir pour la production d'énergie. Ils s'ajoutent, du point de vue de la collectivité,

**10** – Dans cette note, nous ne développons pas ce dernier point (coût de l'investissement en technologies alternatives, comme le solaire, l'éolien, les technologies gaz) au sein d'un parc complet. Nous renvoyons pour cela aux travaux de la SFEN de début 2017 sur les synergies du nucléaire et des EnR au sein de parcs complets. Nous fournissons toutefois des ordres de grandeur des meilleures estimations actuelles.

autant aux évaluations portant sur les unités existantes que pour celles à construire. Dans le cas du choix des unités électriques, ils peuvent être très importants, en particulier ceux qui portent sur les aspects climat (CO<sub>2</sub> principalement) et polluants (particules et gaz émis).

Dans cette note, on s'intéresse à la décision de construire une nouvelle unité de production, et, à la différence de la précédente note de la SFEN pour le nucléaire existant, on va s'appuyer principalement sur la comparaison des CMA/LCOE. C'est pourquoi nous revenons ci-après plus en détail sur le CMA/LCOE.

### 3.2. Coûts moyens actualisés (CMA/LCOE)

Le coût moyen actualisé de production (ou *Levelized Cost of Energy*) est la valeur moyenne actualisée sur la durée d'exploitation du coût total, ramenée à la production correspondante. Le coût total se décompose en quatre termes :

- Le coût d'investissement « économique » qui est un coût fixe, indépendant du fonctionnement à venir de la centrale et qui regroupe :
  - Le coût de construction « overnight », c'est-à-dire toutes les dépenses non actualisées nécessaires à la mise en service industriel de la centrale (littéralement comme si la centrale était construite « en une nuit »), à savoir le coût de construction et ingénierie, ainsi que tous les autres coûts intervenant avant la MSI, comme les « owner's costs » (principalement les pièces de rechange, les frais de pré-exploitation, les procédures administratives et de fiscalité, premier cœur et coût d'acquisition du site le cas échéant).
  - Les intérêts intercalaires, qui prennent en compte l'actualisation de l'échéancier du coût de construction « overnight » sur sa durée totale.
- Le coût d'exploitation/maintenance, qui regroupe toutes les dépenses d'exploitation et de maintenance, ainsi que la fiscalité en exploitation : taxes et redevances directement affectées à l'ouvrage.
- Le coût de combustible, qui regroupe, pour le nucléaire, le coût de l'ensemble du cycle : opérations amont (uranium naturel, fluoration, enrichissement et fabrication des assemblages) et aval (transport, retraitement des combustibles usés et stockage des déchets).
- Le coût de déconstruction (démantèlement).

### 3.3. Taux d'actualisation

Pour prendre en compte de façon globale des flux économiques étalés dans le temps, on a généralement recours à l'actualisation économique qui permet notamment de prendre en compte la préférence sociale pour le présent : on préfère disposer d'un bien aujourd'hui plutôt que demain. Une autre approche qui s'impose lorsque le décideur est industriel consiste à exprimer que ce taux intègre un taux d'intérêt (en fait un coût d'accès au financement des entreprises, qui peut être exprimé de façon légèrement plus complexe : voir plus loin l'introduction du WACC) et une prime de risque. Cette notion est très importante, dès lors qu'un risque perçu sur un projet va induire un choix de taux plus élevé, ce qui a des conséquences majeures sur le prix demandé par l'investisseur (qui est le coût pour l'acheteur ou l'utilisateur).

La théorie définit un taux d'actualisation  $a(t)$  positif qui valorise les flux financiers d'autant moins qu'ils sont lointains, et donc donne davantage de poids aux flux proches. Le coefficient d'actualisation  $C(t)$ , c'est-à-dire le coefficient de pondération des dépenses de l'année  $t$ , est ainsi défini par :

$$\forall \tau, X(\tau) = (1+\alpha(\tau))^{-\tau} \text{ pour un taux d'actualisation noté ici } a.$$

Afin de mieux percevoir l'importance de ces taux d'actualisation et leur différence, les coefficients d'actualisation qui en résultent sont représentés dans le graphe suivant :

- À taux constant de 4 % ou 8 %.
- À taux variable : passant ici, après 30 ans, de 4 % à 2 % ou 8 % à 3 %.
- En incluant la période de construction (années comptées négativement avant le démarrage).

On observe qu'avec des taux usuels de l'ordre de 5 à 10 % (taux privés), ce sont les premières années qui « pèsent » dans les calculs, ce qui pénalise les réacteurs nucléaires, dont la construction est longue (et donc les flux positifs liés aux premières ventes après démarrage sont affectés par le coefficient et jouent un rôle moindre que les dépenses initiales).

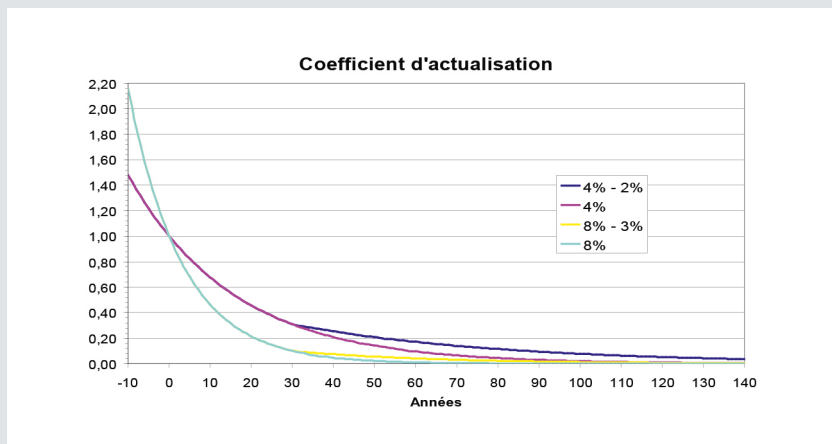


Figure 3.1 Exemples de coefficients d'actualisation.

**Le taux d'actualisation retenu** peut relever principalement d'une approche publique (définie par l'État) ou privée (définie par la firme concernée, en fonction de ses conditions d'accès au capital) :

- **Actualisation par l'État** : on utilise généralement un taux « normatif » qui dépend du secteur et de l'investissement étudié. Pour les choix de production d'électricité, les recommandations actuelles du ministère français (DGEC) sont d'utiliser un taux de 8 % pendant 30 ans, puis 3 % ensuite. Mais des variantes sont régulièrement étudiées pour tester la robustesse des décisions à des taux contrastés.

- **Actualisation par une entreprise :** le coût moyen pondéré du capital (WACC = *Weighted Average Capital Cost*) est calculé comme la moyenne pondérée du coût des fonds propres et du coût de la dette financière après impôts pour une structure financière de l'entreprise donnée. Le WACC reflète la valeur du temps et la compensation de rendement pour le risque accepté.

Le taux public est très généralement plus faible de plusieurs points que les taux privés. Ceci essentiellement pour deux raisons : d'une part, l'État est relativement protégé du risque de faillite au regard de chaque projet (dont la taille reste modeste eu égard au budget de l'État) ; d'autre part, le positionnement de l'État s'inscrit dans une logique de bien-être collectif, souvent à plus long terme que le secteur privé (ce qui motive des taux plus faibles, pour restaurer l'importance des temps plus longs). Cette notion de bien-être collectif, dont l'État est en charge, s'applique typiquement aux grandes infrastructures. Vis-à-vis de ces projets, les objectifs peuvent s'inscrire dans des marchés (lorsque ceux-ci sont jugés efficaces), mais les critères de choix sont aussi d'autres natures. Un exemple très connu est celui de la péréquation qui vise à permettre l'accès de tous à l'électricité. La stratégie énergétique repose aussi sur d'autres objectifs, tels que la sécurité énergétique ou la construction de secteurs industriels de pointe. Les choix en matière de nucléaire s'inscrivent pleinement dans cette logique.

Une des questions difficiles est de réconcilier ces deux taux, public et privé. Un projet qui peut apparaître économiquement fondé via une analyse avec un taux public peut très bien ne trouver aucun financeur privé. C'est là que les pouvoirs publics (ce que nous appellerons l'« État stratège » au chapitre 8) doivent corriger le marché ou contribuer à une organisation contractuelle qui transfère une partie du risque à l'État ou aux consommateurs, ceci pour permettre de se rapprocher de l'optimum social.

Ces différences de situations ont amené les experts d'évaluations internationales (OCDE notamment) à mener des comparaisons à différents niveaux de taux d'actualisation, couvrant bien l'ensemble des cas rencontrés. Ainsi, dans l'étude OCDE de 2015, les valeurs de 3 %, 7 % et 10 % ont été utilisées. Pour les technologies intensives en capital, le CMA/LCOE résultant est fortement sensible à la valeur de taux retenue. Les exercices internationaux (et nationaux tels que ceux menés en France par la DGEC) appliquant la méthode générique d'évaluation des CMA/LCOE sont bien rôdés et définissent clairement les hypothèses prises sur tous les paramètres.

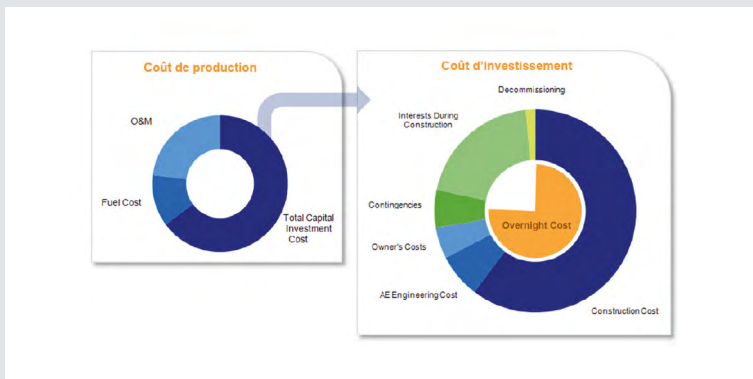
### **3.4. Les principaux postes de coûts d'un réacteur nucléaire et leurs ordres de grandeur**

Comme pour les projets des nouvelles énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, hydraulique) et, plus généralement, une forte majorité des grands projets d'infrastructures, les coûts du nucléaire sont très largement dominés par les dépenses d'investissement lors de la phase de construction. Le taux d'actualisation retenu (cf. *supra*) aura donc un impact de premier ordre sur le WACC du nucléaire.

Pour le nucléaire, les données collectées périodiquement par l'OCDE (AIE/AEN, 2015) permettent d'illustrer la sensibilité des postes de coûts en fonction du taux d'actualisation retenu<sup>11</sup>. Pour un taux d'actualisation de 7 %, les dépenses liées à la construc-

tion représentent ainsi près de 45 €/MWh, soit 73 % du coût total de production. Cette part est réduite à 55 % si le taux d'actualisation est réduit à 3 %, avec environ 20 €/MWh pour la construction.

En revanche, les autres postes de coût ne sont pas (ou très peu) sensibles au choix du taux d'actualisation. Selon l'OCDE, hors prise en compte des impacts fiscaux, les dépenses d'exploitation et de maintenance sont ainsi estimées à près de 10 €/MWh, les dépenses liées au combustible (uranium et amont du cycle) à 5,3 €/MWh, et les dépenses pour le démantèlement et les déchets à 1,7 €/MWh.



**Figure 3.2** Décomposition des coûts de production de l'électricité nucléaire. (Source : OCDE).

Dans des conditions « standard », la contribution du coût d'investissement représente environ deux tiers du coût de production, et le coût de construction contribue environ à hauteur de 40 % au coût de production.

En complément, les coûts de financement peuvent rapidement représenter une part significative des coûts de construction dès que le coût du capital et/ou la durée de construction augmente<sup>12</sup> et que le profil des dépenses varie. Ainsi, pour un coût du capital de 10 %, un double de la durée de construction augmentera la part du coût du financement en proportion du coût total de construction de 22 % à 40 %.

**11** – Le dernier rapport de l'IAE/AEN de 2015 se base sur un coût de construction « overnight » (c.-à-d. hors coûts de financement) de 3 800 €/kWe. Cette valeur correspond à un nouveau réacteur EPR en France à l'horizon 2030 d'une capacité de 1 630 MWe. Ce point est documenté plus loin.

**12** – Voir : <http://www.energie.sia-partners.com/20170905/le-financement-est-il-devenu-une-limite-au-developpement-dun-projet-nucleaire>

Mais le taux d'actualisation n'est pas un paramètre qui se décrète. Si une valeur faible est un objectif, il faut créer les conditions pour qu'il en soit ainsi. Nous verrons plus loin que parmi les grands leviers qui devraient le permettre, il y a la baisse des risques économiques (risque projet, risque de marché électrique, etc.) et le transfert de tout ou partie de ces risques vers d'autres acteurs (essentiellement l'État, dans le cadre de son rôle d'acteur stratégique sur les marchés énergétiques et la décarbonation de l'économie).

	Durée de construction		
	1 an	5 ans	10 ans
Coût du capital de 5%	2%	12%	22%
Coût du capital de 10%	4%	22%	40%
Coût du capital de 15%	6%	30%	54%

**Tableau 3.1** Part du coût du financement en proportion du coût total de construction. (Source : Davis, 2011<sup>13</sup>).

### 3.5. Zoom sur les coûts d'investissement

Le coût d'investissement constaté au démarrage d'une installation comprend les composantes suivantes :

Côté opérateur :

- Coûts d'analyse de sûreté et de certification préalable à l'autorisation de construire.
- Préparation du site.
- Formation des opérateurs et essais avant démarrage.
- Intérêts intercalaires : liés au financement initial et couvrant la période comprise entre financement et démarrage.

Côté fournisseurs de l'installation et du combustible :

- Ingénierie d'ensemble et gestion de projet.
- Génie civil.
- Équipements (nucléaires et conventionnels) et montage.
- Contrôle-commande.
- Combustible (premier cœur).
- Essais avant démarrage.



Comme indiqué au paragraphe précédent, le coût de construction représente une partie significative du coût de production.

Les principaux constituants du coût de construction sur lesquels portera un effort d'optimisation sont :

- L'ingénierie.
- Le génie civil.
- L'optimisation des systèmes (dont le contrôle-commande).
- La standardisation des équipements.
- Les méthodes et techniques de construction.

Tous ces postes sont sujets à des progrès de diverses natures, qui seront explicités plus loin dans cette note. Mais c'est aussi dans la gestion d'ensemble de l'articulation des métiers et des phases de construction que des gains très importants sont possibles, notamment en termes de durée de chantier.

### **3.6. Conclusion**

Le coût de construction, la durée du chantier avant démarrage et le coût du capital mobilisé (fonds propres et emprunts) ont un poids majeur dans le coût total du kWh nucléaire. En outre, les risques de dépassement sur les deux premiers accroissent le coût du capital en y introduisant une « prime de risque ». Les chapitres suivants vont préciser les conditions requises et les efforts en cours pour minimiser chacun de ces trois facteurs dans les futurs projets d'EPR.

**13** – Davis, L. W., « Prospect for US Nuclear Power after Fukushima », Energy Institute at Haas, Berkeley, California, août 2011.

## 4. L'analyse des coûts passés de construction de réacteurs de deuxième génération montre que la maîtrise de ce poste est possible

Les coûts historiques de construction des réacteurs nucléaires ont été largement publiés et analysés au travers de rapports officiels (Cour des comptes, 2012<sup>14</sup>) et d'articles académiques (Grubler 2010<sup>15</sup>; Lovering et al., 2016<sup>16</sup>; Berthélemy et Escobar, 2015<sup>17</sup>; Duquesnoy 2013<sup>18</sup>, d'Haeseleer, 2013<sup>19</sup>). Ces études couvrent à la fois les données du parc français, mais aussi de la plupart des pays nucléaires de l'OCDE.

### 4.1. Une analyse technique et économique des coûts de construction des réacteurs français

Le rapport de la Cour des comptes fournit ainsi une base statistique solide sur les coûts de construction des 58 réacteurs du parc actuel exprimés en euros courants et constants (en utilisant le prix du PIB comme déflateur). L'analyse de cette base de données s'appuie sur le graphique 4.1 et permet d'arriver aux observations suivantes :

- En se basant sur l'indice des prix PIB utilisé par la Cour, les coûts de construction auraient augmenté de 50 % entre les premières tranches (Fessenheim 1 & 2) et les dernières (Civaux 1 & 2), passant de 835 €<sub>2010\_PIB</sub>/kWe à 1 250 €<sub>2010\_PIB</sub>/kWe.
- Cette hausse est en revanche limitée à 17 % lorsque l'indice des prix de la construction et de l'industrie est utilisé comme déflateur (Duquesnoy, 2013), avec une augmentation de 1 310 €<sub>2010\_PIC</sub>/kWe à 1 537 €<sub>2010\_PIC</sub>/kWe. Cet indice est en effet plus pertinent que le précédent pour intégrer les évolutions des prix spécifiques aux grands projets industriels et les transformations macroéconomiques de l'économie française durant cette période.
- Il a été possible de corriger les coûts collectés par la Cour des comptes de divers effets, tels que les effets de paire et de taille des réacteurs. Le résultat de cette analyse montre que la maîtrise des coûts des réacteurs français a été assez forte, avec une augmentation tendancielle de l'ordre de 2 % par an, sans qu'il ait été possible dans l'étude rapportée ici de relier cette tendance à une augmentation des performances des réacteurs, notamment au regard de la sûreté.

En intégrant l'effet de série, la stratégie de standardisation du parc français, l'organisation industrielle verticalement intégrée (avec notamment l'exercice de la responsabilité architecte-ensemblier par l'exploitant EDF), ainsi que les économies d'échelle (avec l'augmentation de la taille des réacteurs) sont autant de facteurs qui ont permis de maîtriser les coûts de construction. Cette maîtrise a été de plus réalisée dans un contexte de renforcement progressif des exigences de sûreté (TMI, Tchernobyl). Selon les pays, les performances des années 1970-90 ont été diverses, ce qui s'explique notamment

par ces facteurs organisationnels et culturels, l'industrie nucléaire qui s'est alors structurée, reprenant des schémas préexistants. Un bon exemple est celui des *chaebols*<sup>20</sup> coréens qui, calqués notamment sur la construction navale, ont débouché sur d'excellentes performances, notamment en termes de délais de construction.

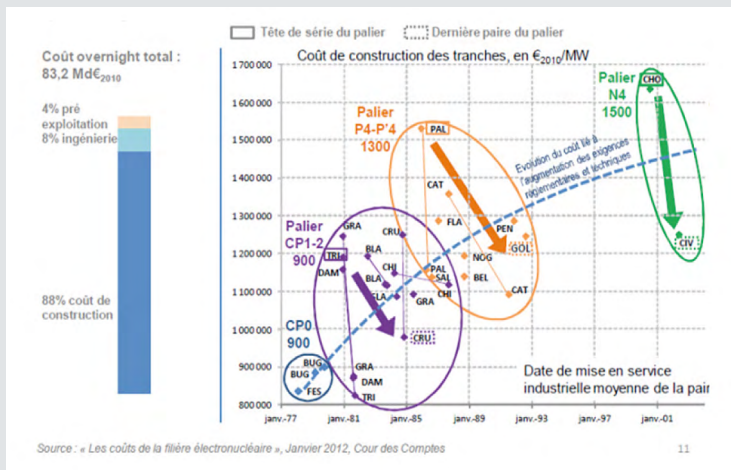


Figure 4.1 Frontière de coût de la construction des tranches nucléaires françaises, selon les différents paliers. (Source : Cour des comptes, 2012).

## 4.2. Analyse économétrique des données internationales

S'il est possible d'utiliser une approche d'ingénierie pour corriger les données empiriques des effets de têtes de série ou de paire (par exemple), une autre approche consiste à les révéler par une démarche économétrique<sup>21</sup>. Plusieurs travaux permettent d'évaluer plus précisément les liens de causalité identifiés dans le paragraphe précédent. Le temps de construction ressort ainsi comme le facteur central au travers duquel ces facteurs organisationnels influent sur les coûts de construction. L'immobilisation d'une main d'œuvre et d'équipements spécialisés, dont l'adaptation à des plannings potentiellement retardés ne peut être instantanée, représente en effet un poids important des coûts de construction. Des retards affectant un corps de métier ou des modifications dans le design du réacteur, ou dans l'instruction des autorisations

14 – Voir : <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/les-couts-de-la-filiere-electro-nucleaire>

15 – Grubler, A., « The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing », *Energy Policy*, n° 38(9), 2010, 5174-5188.

16 – Lovering, J. R., Yip, A. et Nordhaus, T., « Historical construction costs of global nuclear power reactors », *Energy Policy*, n° 91, 2016, 371-382.

17 – Berthélemy, M. et Escobar, L., « Nuclear reactors' construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress », *Energy Policy*, n° 82, 2015, 118-130.

18 – Duquesnoy, T., « Coût de construction des réacteurs REP: évolution des conditions économiques ou accroissement de la complexité ? », *La lettre de l'I-tésé*, n°18, 2013.

19 – Voir : [https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy\\_environment/Pdf/wpen2013-14.pdf](https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2013-14.pdf)

20 – « Conglomérats industriels », tels que Hyundai ou Doosan.

21 – Il s'agit alors de traiter statistiquement les données empiriques de coûts de construction, en les rapprochant de l'évolution des facteurs explicatifs « candidats ». On peut alors déterminer le signe et l'importance des effets. Des tests statistiques permettent de vérifier (ou non) la significativité des résultats.

de certaines étapes de construction peuvent induire des perturbations du planning global de construction avec le risque d'augmentation de coûts de nombreux postes.

Une comparaison entre les expériences française et américaine est particulièrement parlante pour illustrer ce rôle du temps de construction (figures 4.2 et 4.3). Les coûts de construction aux États-Unis ont en effet connu une augmentation bien plus rapide au cours des années 1970 et 1980 du fait de l'allongement des temps de construction, eux-mêmes liés en grande partie à des défaillances sur le plan de l'organisation industrielle américaine peu standardisée. Ces coûts ont ainsi été multipliés par huit entre le début et la fin de la construction du parc nucléaire américain, avec en parallèle un quadruplement des temps de construction.

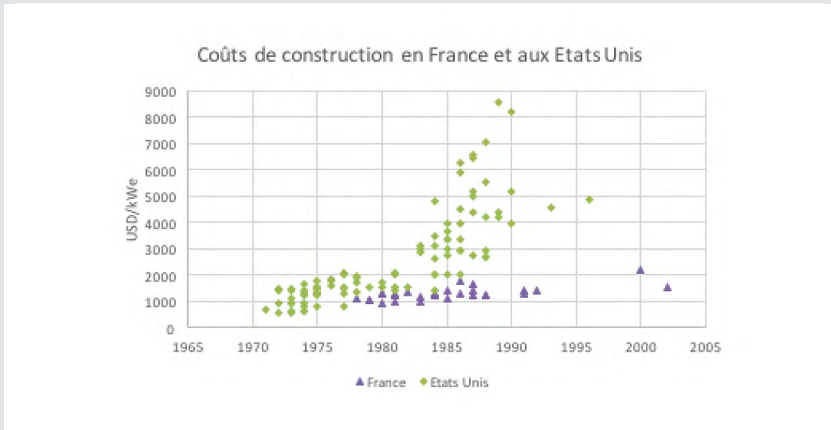


Figure 4.2. Coûts de construction des réacteurs dans le monde. (Source : Berthélémy et Escobar, 2015).

La figure suivante présente les durées de construction, qui sont fortement corrélées avec les coûts *in fine*.

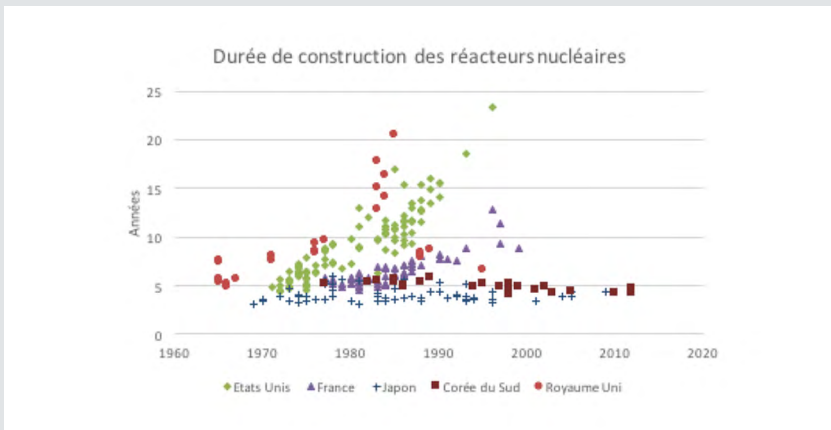


Figure 4.3. Durée de construction des réacteurs nucléaires. (Source : base de données PRIS de l'AIEA).

Le rôle central de la durée de construction s'illustre également au travers des performances des pays asiatiques (Japon, Corée du Sud) qui, grâce à une coordination efficace des acteurs industriels adossés à leurs stratégies nationales de développement d'un programme nucléaire, ont réussi à maîtriser leurs calendriers de construction. La France a suivi la même tendance, avec un décrochage pour le dernier palier réalisé par EDF dans les années 1990 (N4), qui correspond à la fin du programme de construction du parc actuel, et qui s'explique principalement par des choix de designs plus complexes à réaliser et par la baisse des cadences qui a donné lieu à des à-coups dans la programmation industrielle (lissage des plannings pour tenir compte du contexte énergétique et économique des années 1980).

### Effet de série ou d'apprentissage

Lors de la création du parc français, il a été possible d'observer un effet de série<sup>22</sup> qui traduisait le fait que le coût d'investissement spécifique moyen (€/kW) d'une série d'unités standardisées était inférieur à celui d'une tranche de mêmes caractéristiques, mais conçue et réalisée isolément.

L'existence de cet effet de série, terme qui regroupe l'ensemble des effets liés à la mise en œuvre de grands programmes, a été mise en évidence par plusieurs études économétriques, comme celles de l'École des mines<sup>23</sup>, sur les réalisations passées.

Cet effet de série est pour grande partie accessible sous la condition que les mêmes référentiels techniques, codes et normes soient utilisés pour la conception, le licensing et la construction de toutes les tranches de la série. Dès lors que l'on s'éloigne de ces conditions, par exemple pour des constructions dans des pays différents (autorités de sûreté et réglementations différentes), ou avec un montage industriel différent, le bénéfice de l'effet de série global se trouve dégradé.

**22** – Les économistes parlent souvent d'effet d'apprentissage, qui englobe l'effet de série au sens où il prend en compte l'ensemble des phénomènes qui permettent d'augmenter l'efficacité de techniques ou de filières. Nous les assimilons ici. À noter que d'autres effets jouent sur les coûts unitaires des réacteurs, tels que les exigences de sûreté, l'effet d'échelle (effet de la taille des réacteurs, qui diminue le coût unitaire du MW installé avec la puissance)... et bien entendu le progrès technique qui permet la mise en œuvre de solutions nouvelles et moins coûteuses ou une meilleure gestion et démonstration des marges de dimensionnement.

**23** – Voir : Berthélemy et Escobar, *op. cit.*, et Escobar et Lévêque, « Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power Generation: New Lessons from the French Experience », *Economics of Energy and Environmental Policy*, vol. 4, 2015.

L'effet de série est influencé par deux facteurs distincts : l'effet programme et l'effet productivité. Nous évoquerons aussi le rythme des travaux (régularité et volume des flux annuels de commandes à la supply chain) comme composante de l'effet productivité.

### **Effet programme (ou effet palier)**

Cet effet trouve son origine dans l'action de l'architecte-ensemblier (l'acteur industriel qui pilote le projet et supervise la construction du réacteur, soit EDF en France). L'unicité de la réalisation des études, développements, qualifications et tests des matériels valables pour l'ensemble d'un palier constitue l'effet programme (ou effet palier). Les coûts correspondants sont indépendants du nombre de tranches concernées et sont peu sensibles à la taille des unités (puissance). Ils sont en revanche fortement influencés par le degré d'innovation et de complexité introduit dans le nouveau palier.

### **Effet productivité**

Cet effet est localisé essentiellement dans la supply chain. Il se traduit par la répercussion des gains de productivité des fournisseurs sur leurs prix de vente. Cet effet est fortement dépendant de la visibilité donnée aux fournisseurs à travers une commande ferme d'une série de matériels identiques. Cette visibilité permet notamment de mettre en place une programmation et une utilisation optimisées des approvisionnements et des outils de production.

Par ailleurs, les coûts unitaires sont sensibles à l'effet de rythme, qui permet une plus grande régularité et joue sur les flux annuels.

### **Effet de rythme**

L'effet de rythme concerne tous les acteurs. Il est étroitement lié à l'effet de série. Il traduit le fait que l'effet bénéfique de série est fonction du rythme d'engagement associé, dans la gamme qu'autorise le potentiel industriel existant. Pour que cet effet soit sensible, il faut que le nombre de tranches engagées permette de maintenir une charge minimale continue tant au niveau des études que de la fabrication des matériels. La continuité des engagements est un paramètre essentiel. Un effet de volume est directement lié au rythme de construction. En effet, les coûts fixes (amortissement des usines, maintien des compétences) sont par définition importants pour des flux annuels faibles. Par exemple le nombre d'informaticiens, alors que l'usage de l'informatique a fortement augmenté depuis 20 ans (avec les gains de productivité associés), est largement resté fixe. Cet effet joue dès lors que la période sur laquelle le rythme des commandes est connu et suffisant pour déclencher des investissements en matériel, formation, recrutement, mise en place des démarches qualité nécessaires et, avec une perspective de long terme, d'éventuelles actions de recherche et développement spécifiques. Dans l'industrie nucléaire, le temps caractéristique pour obtenir de tels gains est typiquement la décennie.

L'effet de série se trouve renforcé si l'on a la possibilité de construire plusieurs tranches d'un même palier sur le même site : les travaux d'aménagement du site sont ainsi mutualisés, de même que certains ouvrages et bâtiments annexes (effet de paire, lequel entraîne une diminution de l'ordre de 15 % des coûts du second réacteur)<sup>24</sup>. En combinant cet effet avec les besoins en puissance nouvelle (remplacement du parc, avec une perspective de légère diminution de la puissance installée), donner des signaux sur une quinzaine d'années à la supply chain signifierait engager un programme de trois à quatre paires.

À titre d'illustration de ces effets, EDF estime pouvoir réduire de 20 % le coût de la construction de son projet de deux EPR à Sizewell C en transposant des éléments du projet Hinkley Point<sup>25</sup>. Par exemple, EDF pense pouvoir éliminer la plus grande partie de 2 milliards de livres (2,25 milliards d'euros) nécessaires aux travaux préalables à la construction de Hinkley Point C. D'autres économies importantes seraient réalisables en faisant intervenir les sous-traitants qui travaillent actuellement sur le chantier et des équipements déjà passés par le processus de certification nécessaire pour une utilisation sur un site nucléaire.

### 4.3. Conclusion

En France, une analyse historique des coûts montre une globale maîtrise des coûts de construction des réacteurs de deuxième génération. À l'étranger, les situations sont plus diverses, en particulier entre les États-Unis (dont la performance a été mauvaise) et l'Asie (Corée, Japon) qui a bien maîtrisé ces coûts. Deux des facteurs essentiels sont la bonne gestion des échéanciers ainsi que l'existence d'un programme structuré et conçu comme tel (rythme de construction et politique industrielle).

<sup>24</sup> – En 2000, l'OCDE/AEN a chiffré cet effet de paire à 15 % pour la seconde unité sur un site et 5 % additionnels en cas de construction de deux paires. Source : <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2000/2088-reduction-capital-costs.pdf> (pp. 60-64).

<sup>25</sup> – Source EDF (*Times*, le 3 janvier 2018).

## 5. Évolution attendue des coûts des réacteurs EPR

Le paragraphe 2 de cette note avait décrit la situation mondiale. L'enjeu pour la France repose sur la capacité à réduire les coûts des futurs EPR, sur la base du retour d'expérience des chantiers réalisés, et en premier lieu celui de Flamanville 3.

### 5.1. Objectifs de coût des prochains réacteurs EPR : étude OCDE/AIE-AEN

L'étude récente de l'OCDE/AIE-AEN (2015) sur les coûts de génération électrique, focalisée sur les coûts de construction de nouvelles unités démarrant vers 2020-2030, a rassemblé les estimations données par différents gouvernements européens (Belgique, Finlande, France, Royaume-Uni) pour des EPR, et a débouché sur une fourchette de 3 800 à 4 500 €/kWe. Celle-ci fait apparaître un facteur de progrès de l'ordre de 30 % par rapport aux premiers EPR arrivant en fonction en 2018 : de 5 200 à 6 560 €/kWe. Le tableau suivant détaille les estimations par pays :

PROJETS En cours	Olkiluoto 3	Flamanville 3	Hinkley Point C
MWe (net)	1630	1600	3300
Durée de construction	13 ans	11 ans	6,5 ans
Coût de construction	> 8,5 Mrd €	10,5 Mrd €	23* Mrd €
€/kWe	> 5200	6563	7000
Étude AIE-AEN horizon 2020	Finlande	France	Royaume-Uni
OCC US\$/kWe	4896	5067**	6070
€/kWe***	3672	3800	4520
<b>Facteur de progrès</b>	<b>-28 %</b>	<b>-40 %</b>	<b>-36 %</b>

**Tableau 5.1** Coûts de construction estimés des futurs EPR. (Source : AIE-AEN, 2015).

\* 19,6 Mrd £ (EDF, WNN 3/7/2017) pour deux réacteurs.

\*\* Pour une série en 2030.

\*\*\* Avec 1 US\$ = 0,75 € = 0,64 £.



L'enjeu dans les pays de l'OCDE est bien de faire baisser les coûts, par rapport à ce qui a été expérimenté dans les premières constructions. À l'horizon 2020, le facteur de progrès considéré varie selon le pays, la France y intégrant l'effet de série en plus. L'hypothèse française sous-jacente étant un remplacement au moins partiel du parc existant, avec une première série d'EPR mis en service à partir de 2030.

Un facteur de progrès de 30 % en France paraît accessible et impliquerait donc à la fois :

- Un design amélioré dans le sens d'un coût moindre de construction (projet en cours).
- Des méthodes de construction optimisées.

Une filière nucléaire remise en marche avec une visibilité permettant d'enregistrer un effet de série lié à un effet de programme (visibilité, continuité) et de productivité (organisation industrielle, rythme et standardisation).

## 5.2. Démarche de retour d'expérience et d'optimisation de l'EPR

Areva, puis le nouveau Framatome travaillent depuis 2009 à recueillir « au fil de l'eau » le retour d'expérience des projets actuellement en construction. Ainsi, les projets Taishan 1 & 2 ont déjà bénéficié de ce retour d'expérience (issu d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3). La durée de construction entre le premier béton et la pose du dôme a été réduite de moitié (24 mois au lieu de 47) entre Olkiluoto 3 et Taishan.

Les exemples suivants illustrent le bénéfice apporté par le retour d'expérience (source Areva NP) :

- La réduction importante du nombre d'heures d'ingénierie, et donc les coûts associés, sur la chaudière nucléaire (-60 % entre Olkiluoto 3 et Taishan).
- La réduction significative (-40 %) de la durée de fabrication des gros composants grâce à l'amélioration des processus de production (par exemple : durée de fabrication des générateurs de vapeur réduite d'une année pour Taishan, dont 4,5 mois grâce à l'utilisation d'un forgé au lieu d'une série de soudures pour un composant des générateurs de vapeur).
- La fiabilisation du planning de construction grâce à la réduction de délais des approvisionnements auprès des fournisseurs (réduction des délais de 65 % en moyenne entre Olkiluoto 3 et Taishan).
- La durée totale du projet (entre premier béton et première criticité) devrait être inférieure de 30 %.

Par ailleurs, le nombre d'heures passées par les équipes d'ingénieries est de 60 % plus faible pour Taishan que pour Olkiluoto 3, illustrant les bénéfices de la standardisation :

- Premier plan complet des schémas de tuyauterie et d'instrumentation passé de 14 à 9 mois ; cette étape conditionne le plan d'implantation et les interfaces du génie civil.
- Nombre de révisions nécessaires des schémas détaillés réduit de 10 à 3.
- Description des systèmes, gouvernant la mise en place du contrôle-commande, disponible en 20 mois au lieu de 30.

Au-delà, la réalisation en cours des quatre EPR a permis de construire une force structurée mise au service de la conception des nouveaux réacteurs EPR :

- Une équipe d'ingénierie et projets forte de plus de 6 000 personnes pour l'ensemble des projets :
  - Dont plus de 1 000 personnes compétentes en gestion de projets.
  - Les directeurs de projet sur le chantier de Taishan ayant pour la plupart travaillé au préalable sur Olkiluoto 3 ou Flamanville 3.
- Une expertise renforcée dans les achats et la qualification des entreprises fournissant équipements et supports d'ingénierie.
- Un processus interne robuste de recensement des points de retour d'expérience et des facteurs correctifs qui en découlent. On estime ainsi que plus de 1 600 points d'expérience ont été enregistrés pendant les constructions et traités.

La démarche d'optimisation de l'EPR, lancée en 2015 en commun par les ingénieries d'EDF et Areva NP (aujourd'hui Framatome), s'inscrit donc dans la continuité des EPR en cours de construction. Elle intègre cette fois le retour d'expérience sur le concept lui-même, en particulier en termes de simplification du design, d'amélioration de sa constructibilité et d'industrialisation de ses équipements. Elle met en œuvre également des méthodes d'ingénierie système pour améliorer les performances des acteurs travaillant sur le projet. Elle prend en compte les techniques et méthodes les plus récentes, en particulier dans le génie civil et dans la modélisation numérique.

Les principales options techniques retenues après l'intégration du retour d'expérience sont :

- **Une chaudière du niveau de puissance de celles des derniers EPR** (puissance thermique de 4 590 MWth) permettant la meilleure réutilisation des équipements primaires de l'EPR. Ce choix permet d'inscrire la fabrication de ces équipements dans la continuité des chantiers en cours et donc de limiter au maximum les risques liés à leur approvisionnement et leur qualification.
- **Une enceinte de confinement à simple paroi avec « liner »** assurant à la fois le confinement des matières radioactives en cas d'accident et la protection contre les agressions externes malveillantes. Ce choix permet de simplifier fortement la construction.
- **Une architecture des systèmes de sauvegarde en trois trains** visant à simplifier au maximum le design et permettant une meilleure prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima en séparant davantage les installations liées à la prévention de la fusion du cœur et celles liées à la mitigation de cet accident.

- **Une optimisation et une simplification du processus de construction par l'intégration du REX des fournisseurs**, engendrant d'importantes réductions des coûts d'achat et des délais de chantiers :
  - Simplification des structures des bâtiments (alignement des voiles, suppression des points singuliers).
  - Optimisation des taux de ferrailage du génie civil.
  - Optimisation des séquences de montage électromécanique en ayant recours à plus de préfabrication et en réduisant le nombre d'épreuves hydrauliques.
  - Standardisation des équipements via l'usage de catalogues issus des standards industriels.
  - Maîtrise de la taille du contrôle-commande en travaillant sur la réduction du nombre de données transmises des équipements vers le contrôle-commande.
  - Développement de l'ingénierie système applicable aux projets complexes.

Les lignes qui précèdent et suivent sont focalisées sur les optimisations en cours, à objectif proche. De très nombreuses autres pistes font aussi l'objet d'études et de recherches pour le plus long (et le très long) terme.

### 5.3. L'optimisation des chantiers de construction

Un des axes identifiés d'optimisation - déjà en application ou en exploration - porte sur l'ensemble de l'organisation de la construction afin d'en réduire le délai de construction et donc le coût. Ces axes sont notamment :

- **Utilisation de techniques de construction avancées**, choix optimisé de la logistique pour les composants lourds.
- **Pré-assemblage ou « modularisation » de parties de la centrale** quand le bénéfice global est supérieur au coût global engendré par la modification considérée.

Certaines de ces modifications d'organisation peuvent nécessiter des ajustements mineurs du design pour pouvoir être réalisées, mais cela ne change en rien le design global, ni son niveau de sûreté, ni ses performances. Le **développement de la simulation numérique des chantiers** est aussi un atout important, permettant notamment une coordination optimisée des différents corps de métiers.

Une des actions techniques en cours est de simplifier la conception du béton armé (taux de ferrailage, épaisseur du béton), d'accompagner le développement de nouveaux modes de construction (modularité, préfabrication, structures autoportantes), et de mettre au point des outils numériques d'aide à la décision pour optimiser le chantier (de la conception à l'exploitation). L'intégration de solutions nouvelles fera bénéficier les prochains réacteurs des progrès associés aux technologies de mesures, calculs hautes performances, réalité augmentée, etc.

#### 5.4. La remise en marche de la chaîne industrielle « qualité nucléaire » européenne

Aucun projet de réacteur nucléaire n'avait été lancé ni démarré en Europe depuis deux décennies. Or la filière nucléaire se caractérise par des exigences très strictes en assurance qualité, en pureté des matériaux, en comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. Il a donc fallu reconstituer l'ensemble de la chaîne industrielle pour construire Olkiluoto 3 et Flamanville 3. Framatome a qualifié plus de 600 fournisseurs d'équipements et services et obtenu des progrès sensibles sur la qualité et le calendrier des fournitures.

La totalité de la chaîne industrielle - systèmes, services et composants - doit être qualifiée au niveau « qualité nucléaire » ; les standards de qualité sont définis et contrôlés par un organisme agréé. Pour bien des prestataires, il a fallu investir en compétences, par recrutement ou par programmes internes de formation, sur des domaines spécifiques au nucléaire.

La carte ci-dessous donne une répartition géographique de la chaîne ainsi constituée en Europe (en juin 2015). Si la France et l'Allemagne en concentrent une forte proportion, on voit néanmoins que huit autres pays comptent entre 11 et 100 entreprises impliquées.

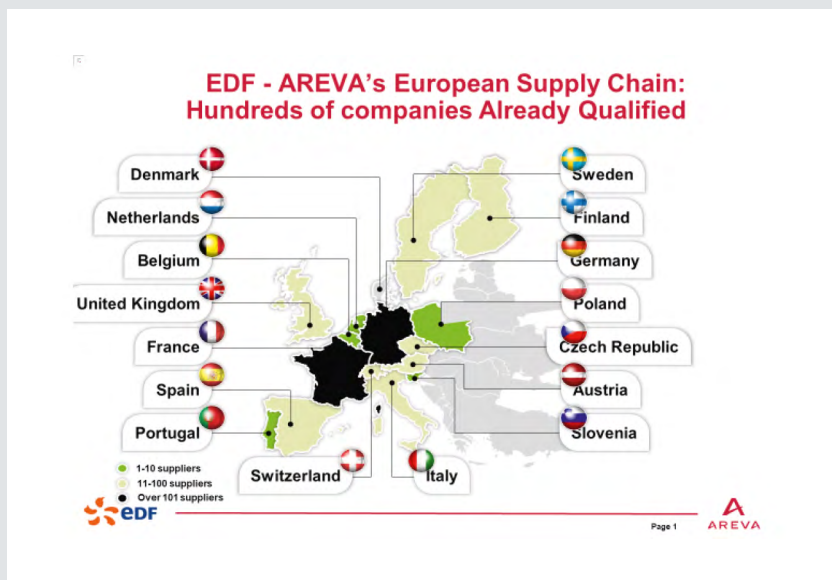


Figure 5.1 Localisation des supply chains d'EDF et Framatome (ex Areva NP) en Europe. (Sources : EDF et Areva).

Les projets à venir bénéficieront de cette chaîne industrielle reconstituée, impliquant des coûts moindres.

Pour garantir la capacité, les compétences et la compétitivité du tissu industriel nucléaire en France à réaliser des projets neufs à venir et dans l'objectif de bénéficier d'un effet de série, il sera nécessaire de définir un programme de réalisation en adéquation avec les capacités du tissu industriel.

## 5.5. Intégration des objectifs d'exportation

Proposer et réaliser des EPR à l'export dans différents pays ajoute des contraintes et objectifs supplémentaires, pour lesquels le retour d'expérience actuel apporte déjà un certain nombre d'éléments précieux.

- Flamanville 3 sert aujourd'hui de référence, a déjà intégré un retour d'Olkiluoto 3 et est une base solide des options de sûreté. Mais ce concept n'affranchit pas de devoir y apporter des modifications pour répondre à la spécificité de chaque site de construction et des exigences de chaque autorité de sûreté. Plus on construit d'EPR dans des pays ou sites différents, plus on réduira les écarts d'adaptation.
- Disposer d'une supply chain et d'une gestion de projet capables de répondre aux enjeux de localisation et de formation nécessaires à la bonne réussite du projet, et à la préparation d'un opérateur responsable et parfaitement maître de sa technologie, est nécessaire pour chaque chantier. Même si l'industrie dispose d'un vaste retour d'expérience, les objectifs peuvent être différents d'un projet à un autre et, culturellement, la marche à franchir plus ou moins haute. Il est évident que disposer d'une supply chain et d'équipes projets contribuant à la construction de plusieurs réacteurs en parallèle n'est pas comparable à une supply chain qu'il faut « redémarrer ».
- Disposer d'outils et de méthodes de travail permettant de lisser les questions culturelles, d'interfaces et autres sujets que nécessite un projet d'une telle envergure, pour créer une culture de sûreté chez le futur opérateur ainsi que la performance dans l'exploitation de la centrale est aussi un des points essentiels. Beaucoup de retours d'expérience ont déjà été intégrés, et le chantier d'Hinkley Point permettra ainsi de développer encore de nouveaux outils. Sur ce plan, des gains de performance sont également encore largement possibles.

## 5.6. Conclusion

Des actions de réduction des coûts sont conduites dans le monde (États-Unis, France, Royaume-Uni, etc.) et partagées notamment au sein de l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE. Cette optimisation industrielle est possible maintenant et doit se réaliser à court terme, pour des réacteurs mis en service vers 2030 au plus tard.

Les facteurs de baisse du coût d'investissement sont bien identifiés :

- Le retour d'expérience acquis (pour l'EPR sur Olkiluoto 3, Flamanville 3 et Taishan 1 & 2).
- La remise en route de la chaîne industrielle en Europe.
- L'organisation des chantiers, des spécifications techniques et des commandes.
- Des évolutions de concepts visant simplification et standardisation.
- L'évolution des méthodes de construction.
- La confiance mutuelle des acteurs, laquelle permet de diminuer les phénomènes d'« empiement de marges » dans la supply chain, fréquents en situation d'incertitude élevée. Celle-ci est accessible via :
  - Une visibilité donnée à la filière.
  - L'association de la supply chain au plus tôt dans les travaux de préparation de renouvellement du parc.

Auxquels s'ajouteront, en fonction des programmes de mise en service considérés :

- Effet de paire sur un site (jusqu'à 15 % pour le second réacteur), effet de série sur un programme.
- La montée en puissance des rythmes de construction.

La réduction des risques afférents passe majoritairement par la maîtrise des processus et la mise en œuvre de la supply chain dans le cadre d'un programme (par exemple six réacteurs EPR optimisés). La réussite des chantiers (avec la mise en service de l'EPR de Taishan début 2018 et celle de Flamanville fin 2018-début 2019) sera un facteur essentiel de cette réduction de risques, pour démontrer la viabilité opérationnelle du concept.

L'objectif à atteindre en France est une diminution de près de 30 % du coût « overnight » de l'EPR pour la prochaine paire. Avec l'amélioration de l'accès au financement, qui elle-même renvoie à la réduction des risques du projet (y compris risques sur les coûts et délais d'investissements), cet objectif contribuera de façon décisive à ramener les coûts du nouveau nucléaire « de série » dans le domaine de compétitivité avec les moins chers des moyens de production programmable : en l'occurrence la fourchette basse des coûts de production des centrales à cycle combiné gaz avec un prix du carbone (de l'ordre de 20 à 30 €/tCO<sub>2</sub>).



## 6. Les autres postes de coûts du kWh : une source de risques bien plus faibles et délimités

Outre le coût du réacteur lui-même, qui est le poste principal du coût du kWh produit pour un nouveau réacteur, les coûts de fonctionnement doivent être considérés pour apprécier sa performance. Il s'agit des coûts d'exploitation et de maintenance, du coût du cycle du combustible associé, et des coûts de démantèlement en fin de vie.

Selon le rapport OCDE/AIE-AEN de 2015, pour les futurs EPR en France, le coût d'exploitation est estimé à environ 10 €/MWh et le coût du cycle du combustible (y compris gestion des déchets) à environ 7 €/MWh, tandis que le coût de démantèlement représenterait moins de 0,3 €/MWh. Comparés au coût d'investissement (45 €/MWh pour un taux d'actualisation de 7 %), ces postes ont un poids modeste dans le coût total.

### 6.1. Variabilité de chacun des trois postes de coûts

#### Coûts d'exploitation et de maintenance

Ces coûts couvrent une variété de postes concernant l'installation tels que l'organisation du travail sur le site, la formation, les services support, les coûts propres au fonctionnement, les coûts d'ingénierie lorsque nécessaire, etc.

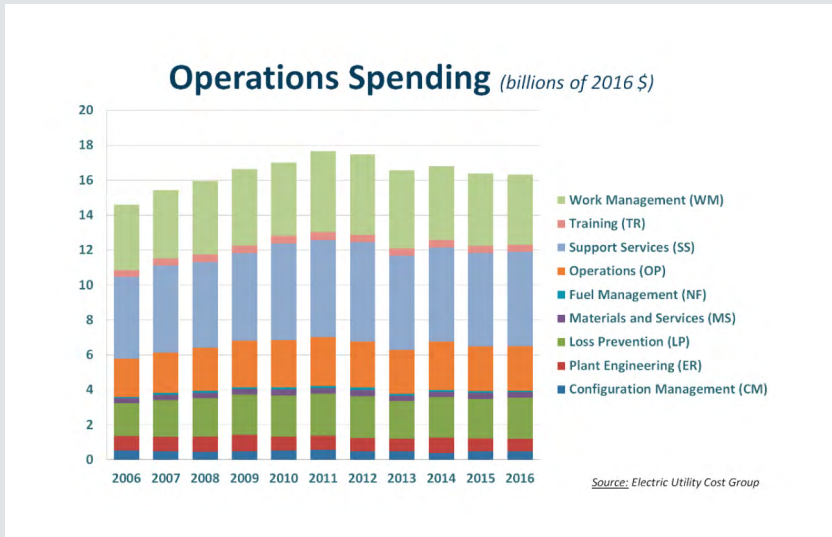


Figure 6.1 Exemple de type de dépenses opérationnelles pour les réacteurs : cas des États-Unis en 2016. (Source : NEI<sup>26</sup>).



Les coûts d'exploitation et de maintenance peuvent être assez variables d'un pays à l'autre selon le périmètre englobé et les coûts de structure des électriciens. Le rapport OCDE/AIE-AEN de 2015 montre des coûts de l'ordre de 10 à 21 US\$/MWh pour les pays européens. Le Royaume-Uni a le coût en dollars le plus élevé. Pour la France, le coût de 13,33 US\$/MWh suppose une série de réacteurs EPR mis en service à partir de 2030. Ce coût d'exploitation est plus faible que celui du parc actuel.

Il est à noter que dans ces coûts, les coûts fixes sont dominants et les coûts variables faibles. De ce fait, ramené au kWh produit, un réacteur de grande taille devrait avoir des coûts opératoires et de maintenance plus faibles.

Les nouveaux modèles de réacteurs, par leur endurance et leur fiabilité, sont prévus pour des coefficients de productions élevés, avec des valeurs de 91 % ou plus, ce qui peut permettre de mieux amortir les frais fixes de fonctionnement. Par ailleurs des améliorations techniques, comme des réflecteurs de neutrons dans la cuve du réacteur ou bien des améliorations des rendements des générateurs de vapeur, évitent des déperditions et augmentent donc la puissance électrique récupérée par unité de combustible consommé.

À ces coûts opératoires peuvent s'ajouter des coûts pour de nouveaux investissements correspondants à du changement de gros matériel, à des arrêts de tranches prolongés ou à des opérations de grand carénage comme c'est le cas en France.

Les coûts annuels d'exploitation et de maintenance varient naturellement sur la durée d'exploitation des réacteurs. Pour des rénovations importantes lors des allongements de durée d'exploitation ou bien des augmentations de capacité, il faut investir, et les arrêts de tranches durent plus longtemps, ce qui impacte la répartition des

26 - Electric Utility Cost Group, cité par NEI, dans « White paper Nuclear Costs in Context report », août 2017.

coûts sur la production. Les réacteurs sont opérés avec autorisation des autorités de sûreté en conformité avec les standards de sûreté en vigueur.

Comme pour toute activité industrielle, la recherche de la performance et la nécessité d'être compétitif sur les marchés de l'électricité amène les électriciens à une optimisation des coûts de production dans le respect des standards de sûreté. La variation des coûts est donc maîtrisée.

Selon le rapport de la Cour des comptes de 2014, les coûts d'exploitation du parc nucléaire en France ont augmenté entre 2008 et 2013.

On se reportera également au paragraphe 6.2 pour le cas du parc américain.

### Coûts de démantèlement

Le rapport OCDE/AIE-AEN de 2015<sup>27</sup> considère une valeur par défaut pour le nucléaire si aucune information n'est donnée par le pays pour les provisions pour démantèlement. La valeur est de 15 % du coût « overnight » du réacteur. Cette valeur est donc ajoutée au coût du réacteur et est actualisée sur la durée d'exploitation du réacteur (60 ans) dans le calcul du coût actualisé du MWh produit. Ce sont des dépenses qui interviennent bien longtemps après que le réacteur ou le combustible ont produit des kWh (durée d'exploitation des tranches, effet de l'actualisation), leurs poids dans le coût du kWh est faible.

En France, les coûts de démantèlement sont provisionnés dans des fonds dédiés lors du démarrage des réacteurs (chargement premier combustible). Ces montants sont ensuite réajustés en cas d'évolution des devis de démantèlement. Les fonds afférents sont placés à des taux garantis et sont surveillés par les États. Dans son rapport de 2012, la Cour des comptes souligne que pour une augmentation du coût de démantèlement de 50 %, l'impact sur le coût du kWh du parc existant serait de 2,5 % ; de même, si le coût de la gestion des déchets MA et HAVL devait doubler, l'impact ne serait que de 1 % sur le coût du kWh produit par le parc nucléaire.

### Coût du cycle

Dans le rapport OCDE/AIE-AEN de 2015<sup>28</sup> pour les pays européens, les valeurs moyennes se situent entre 9 et 11 US\$/MWh quelle que soit la nature du cycle, ouvert ou fermé.

Ce rapport utilise les valeurs harmonisées suivantes :

Cycle du combustible « ouvert »	Coût US\$/MWh	Commentaire
Amont	7	Mines, conversion, enrichissement, fabrication du combustible
Aval	2,33	Enlèvement du combustible usé, entreposage et stockage

**Tableau 6.1** Exemple de composantes de coûts de cycle du combustible. (Source : OCDE/AEN).

L'hypothèse généralement considérée est que les coûts du cycle du combustible représentent environ 15 à 20 % du coût total de production. Le rapport de l'OECD/AEN de 2012<sup>29</sup> indique que le cycle représente environ 20 % du coût complet du kWh, dont 15 % pour l'amont du cycle (y compris la fabrication du combustible) et 5 % pour l'aval.

Le coût du cycle en France (cycle fermé) devrait rester proche du coût actuel sur le parc,

qui se situe aux environs de 5 à 6 €/MWh (hors provisions pour dépenses futures de fin de cycle), si l'on considère 33 €/MWh pour le parc existant et les ratios ci-dessus.

Le cycle fermé en France présente l'avantage de minimiser les quantités (volumes et activités) des déchets destinés au stockage profond, minimisant par là même les risques futurs de surcoûts.

### ***Influence du prix de l'uranium***

Dans la partie amont du cycle, l'approvisionnement en uranium représente environ la moitié du coût. Au prix spot d'aujourd'hui, cela représente moins de 2 €/MWh, car le prix de l'uranium a fortement baissé sur le marché mondial, au dessous de 30 US\$/lbU3O8. Les prévisions mondiales d'offre et de demande (source WNA) laissent penser que le prix ne remontera significativement que dans une dizaine d'années. Sur le long terme cependant, le manque d'investissements dans l'extraction minière résultant de cette situation se fera sentir et le prix de l'uranium est susceptible de doubler, pour atteindre jusqu'à 60 US\$/lbU3O8 ou plus. L'incidence sur le coût total de production restera faible : 2 à 3 €/MWh. Il est à noter que les coûts OCDE/AIE de 2015 considèrent comme hypothèse de base que, sur le long terme, le prix de l'uranium est de l'ordre de 45 US\$/lbU3O8, qui est le prix moyen des 50 dernières années.

Il faut également intégrer que les variations fortes du prix de l'uranium sur le marché spot ne se font pas sentir immédiatement sur le coût de production du MWh, car les achats sont couverts par des contrats d'approvisionnement pluriannuels, conclus au minimum de quatre à six ans avant l'utilisation en réacteur.

### ***Influence du prix des autres étapes de l'amont***

Dans les autres étapes de l'amont, il faut noter ces dernières années un basculement de la technologie d'enrichissement de la diffusion gazeuse fortement consommatrice d'énergie vers la centrifugation, beaucoup plus sobre (facteur de l'ordre de 50). Ce changement de technologie au niveau mondial entraîne un prix plus faible de

**27** - Voir *supra*.

**28** - *Idem*.

**29** - « Trends in the Nuclear Fuel Cycle: Economic, Environmental and Social Aspects », OECD/NEA, 2012

l'unité de travail de séparation qui commence à se traduire dans le coût du cycle actuel. C'est une modification structurelle irréversible à la baisse, mais qui affecte seulement une partie du coût du cycle.

## 6.2. Exemple du parc américain

Le parc américain est plus âgé que le parc français. À ce jour, 84 des 99 réacteurs ont obtenu le renouvellement de leur licence à 60 ans et 3 ont demandé une extension à 80 ans. Le total des augmentations de capacité autorisées sur l'ensemble des réacteurs est de 7,3 GWe.

Selon des données du Nuclear Energy Institute, les coûts « O&M + fuel » des centrales aux États-Unis montrent des différences de coûts pour les électriciens selon que l'unité est seule sur son site ou bien que l'opérateur possède plusieurs centrales. En 2016, on constate un surcoût de l'ordre de 10 US\$/MWh pour une unité unique sur un site en comparaison avec un site avec plusieurs unités, cette différence provenant surtout des coûts opératoires et des investissements de maintenance. Lorsqu'un opérateur possède plusieurs unités, il peut légèrement abaisser ses coûts de fonctionnement et d'investissements de maintenance de l'ordre de 3 US\$/MWh. En France, l'opérateur EDF possède l'intégralité de la flotte et il n'y a pas d'unité isolée, les coûts opératoires et de maintenance sont naturellement les plus bas possibles.

Année-US\$/MWh	2002	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Combustible</b>	5,8	5,09	6,85	7,19	7,57	7,84	7,31	6,95	6,76
<b>Capital</b>	3,97	5,88	9,28	10,20	10,91	8,32	8,29	8,07	6,74
<b>Opération</b>	18,85	19,21	20,92	22,18	21,77	21,22	21,21	21,11	20,43
<b>Total</b>	28,62	30,18	37,05	39,58	40,25	37,37	36,81	36,13	33,93

**Tableau 6.2** Variation des coûts de fonctionnement et de combustible en US\$/MWh de 2002 à 2016. (Source : NEI).

En %	Combustible	Capital	Opération	Total
<b>2002-2016</b>	+16,6 %	+69,8 %	+8,4 %	+18,6 %
<b>2012-2016</b>	-10,7 %	-38,2 %	-6,2 %	-15,7 %

**Tableau 6.3** Variation des coûts de fonctionnement et de combustible en pourcentage. (Source : NEI).

On constate une forte augmentation des coûts totaux de production de 2002 à 2016, ainsi qu'une décroissance depuis 2012. Les coûts totaux en monnaie courante sont néanmoins plus élevés de 19 % en 2016 par rapport à 2002. Car depuis 2003, le parc aux États-Unis a subi les évènements suivants :

- Remplacement des couvercles de cuve pour de nombreux réacteurs.
- Remplacements de générateurs de vapeurs.
- Augmentation de capacité de production.
- Préparation de l'extension de la durée d'exploitation de 40 à 60 ans avec un rehaussement des standards suite à l'accident de Fukushima.
- Augmentation de la protection des sites.

Depuis 2012, on note particulièrement la fin des gros investissements sur le parc pour les augmentations de capacité et les extensions de durée d'exploitation de 40 à 60 ans, ce

qui a provoqué une baisse relative des coûts de production. Récemment, les centrales nucléaires aux États-Unis sont entrées en compétition sur les marchés de l'électricité avec les centrales à gaz à cycle combiné et ont été amenées à des actions de réduction des coûts. Un programme a été développé par les électriciens, « *Delivering the Nuclear Promise*<sup>30</sup> », avec pour objectif une réduction de 30 % des coûts de production au-dessous de 40 US\$/MWh, la valeur de 2012, pour atteindre 28 US\$/MWh. En 2016, la valeur avait déjà été réduite à 34 US\$/MWh. Le programme a mis en œuvre une série d'actions pour mieux organiser et simplifier le fonctionnement des réacteurs.

### 6.3. Conclusion

Les coûts d'exploitation, de combustible et de démantèlement sont très maîtrisés et leur impact sur le coût total du MWh reste limité. Pour l'exploitation, l'exemple du parc américain montre aussi que des gains de productivité ont été réalisés, après une période de hausse significative, pour un parc plus âgé que le parc français. Quelle que soit la génération de réacteurs, la part du cycle du combustible dans le coût du MWh étant faible, celui-ci est peu sensible aux variations des coûts du prix de l'uranium et des services associés.

Dans le cas du démantèlement et des déchets, quelle que soit la génération de réacteurs, les dépenses restent faibles au regard des coûts totaux. Pour les futurs réacteurs de troisième génération, l'expérience reste bien entendu à construire. Elle bénéficiera des acquis industriels actuels, et aussi des choix de concepts qui ont été faits, notamment la taille des réacteurs (les équipes d'exploitation étant elles-mêmes peu sensibles à ce paramètre, générant des effets d'échelle) ; les progrès dans la conduite (permis par une information de nouvelle génération) ; les progrès de maintenance (notamment prédictive) ; les progrès sur les interventions (rendus possibles par la modélisation numérique) ; et l'amélioration possible du facteur de charge (qui est un des objectifs des concepteurs).

<sup>30</sup> – Voir : <https://www.nei.org/Issues-Policy/Delivering-the-Nuclear-Promise>

## 7. Le poids du financement de l'investissement face aux risques

Le financement du nucléaire du futur joue de façon déterminante sur le coût du kWh. Ce financement est fortement influencé par la nature des risques (des risques élevés induisant un taux de retour attendu élevé des investissements et donc un coût du capital plus élevé) et par l'organisation mise en place, laquelle distribue les risques selon les différentes parties prenantes. Les États jouent en la matière un rôle fondamental, car ils peuvent décider de porter eux-mêmes une partie plus ou moins forte des risques (pour mettre en place les conditions de développement des technologies choisies ou pour faciliter une stratégie offensive à l'export). Les États peuvent aussi mettre en place des stratégies qui transfèrent les risques vers les consommateurs finaux.

### 7.1. Attirer les investisseurs

Outre les risques inhérents à la réalisation du projet (coût, délai, performance, réglementation, etc.), les investisseurs font face à d'autres risques liés au marché et à sa prévisibilité. Le risque principal est celui d'une chute des prix et d'une valorisation de la production inférieure à ce qui est prévu. D'autres sont de nature politique (cf. *infra*). Le taux de rentabilité exigé par les investisseurs sera d'autant plus élevé que le projet leur apparaîtra risqué. Ainsi, en Europe, l'investissement dans un (ou deux) EPR - et plus généralement dans une nouvelle unité nucléaire - est soumis à plusieurs sources de risques aujourd'hui :

- **Risque de marché** : le prix moyen du kWh sur le marché de gros européen a été divisé par deux en dix ans (passant de 60 à 30 €/MWh), sous l'effet combiné du prix du charbon en baisse, des excès de capacité résultant des investissements subventionnés dans les renouvelables et de la stagnation de la demande.
- **Risque politique** : remise en cause possible par changement de majorité, mouvements d'opposition retardant le chantier.
- **Risque technique** : dépassements possibles de délai et de coût de construction, comme observés sur Olkiluoto 3 en Finlande, Mochovce 3 & 4 en Slovaquie, et Flamanville 3 en France.

Le temps de retour sur l'investissement est supérieur à dix ans pour ces projets. Leur valeur économique se révélant sur le long terme, cela accentue la sensibilité au risque politique et au risque de prix. Le coût du capital (WACC : *Weighted Average Cost of Capital*) se situera donc plutôt vers une valeur de 10 % (c'est le cas pour le projet Hinkley Point C au Royaume-Uni).

---

A *contrario*, pour les projets de centrales solaires PV au sol en France, le taux retenu se situe plutôt entre 3 et 6 %, au vu des risques faibles :

- Risque de marché faible du fait de la prime ajoutée au prix de gros et de la priorité sur le réseau.
- Risque politique minimal, du fait du consensus général à l'égard de cette filière.
- Risque technique faible : la durée de construction est bien plus courte (deux ans), la technologie se standardise et les coûts entrants (équipements, études) sont orientés à la baisse.

Un projet EPR concentre des risques de natures variées dans un projet de plusieurs milliards d'euros (donc à des montants unitaires élevés), alors qu'un projet PV à 15 millions d'euros avec soutien par les tarifs d'achat sera peu risqué et que le risque de construction de grands parcs peut se diversifier plus aisément.

On peut donc se trouver en face d'un cercle vicieux : plus le risque perçu est élevé, plus le WACC augmente et le financement de l'investissement est coûteux, plus le coût total du projet augmente et plus le risque de marché augmente... Ainsi, à titre d'exemple, le coût du kWh de Hinkley Point au Royaume-Uni est-il multiplié par deux quand le taux d'actualisation passe de 3 % à 10 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet Hinkley Point).

Les montants financiers nécessaires pour ce type de projets peuvent nécessiter de faire appel à plusieurs sources de financement mais peuvent également faire porter un risque sur le bilan de la société qui porte le projet. Ainsi, pour attirer les investisseurs vers la construction de réacteurs nucléaires, un moyen est de diminuer les taux en « dé-risquant » les projets ou en transférant tout ou partie des risques.

Dans ce qui suit, on illustre d'abord en 7.2 et 7.3 l'importance des risques à prendre en compte dans ces projets, justifiant la « prime de risque » demandée par les investisseurs potentiels. On présente ensuite en 7.4 et 7.5 les réponses apportées à la question du partage des risques en Finlande et au Royaume-Uni. On en déduit enfin quelques conclusions à tirer pour de futurs projets en France.

## 7.2. Risque projet : influence de la durée du chantier sur le coût total du projet Flamanville

Cette influence est majeure. Le graphique de la figure 7.1 décrit l'influence d'un retard de trois ans sur le temps de retour (date où les recettes équilibrent les dépenses). En effet, les descriptions précédentes montrent qu'un allongement de la durée des chantiers joue fortement sur les coûts et induit des pertes dues aux intérêts financiers qui courent sur la période plus longue. De plus, le réacteur ne produit que plus tard. Ces deux effets induisent un décalage majeur de la date de retour. Dans cette figure, le décalage est d'une dizaine d'années pour trois ans de retard. La maîtrise des plannings et/ou un portage de risque spécifique (transférant tout ou partie de ce risque à un agent tiers) sont des facteurs majeurs dans le « dé-risquage » économique des projets nucléaires, et donc dans leur faisabilité.

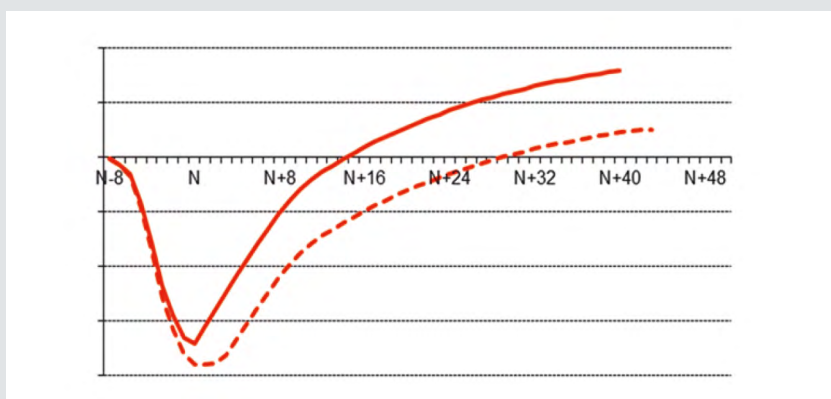


Figure 7.1 Impact sur le temps de retour d'un retard de trois ans dans la mise en service de Flamanville 3. (Source : EDF).

## 7.3. Risque prix sur le marché européen de l'électricité

Le risque de marché est celui que porte le vendeur de faire face à une situation très différente de ses anticipations initiales. Par exemple, un prix très déprimé. Le marché électrique est souvent complexe et très différent selon les lieux et la réglementation. En Europe, une part du marché reste régulée et une part croissante est déterminée par l'équilibrage d'une bourse entre offre et demande (marché de gros), en respectant des règles strictes, elles-mêmes sujettes à des changements réguliers et qui nécessiteront des ajustements majeurs, tant les défauts du marché sont importants, notamment son incapacité à conduire les investisseurs de long terme vers un parc bien dimensionné et économiquement efficace.

Le diagramme suivant restitue l'évolution du prix du MWh vendu sur le marché de gros européen, marché sur lequel vendent les producteurs à l'entrée du réseau de transport de l'électricité. Entre 2011 et 2016, le prix a été divisé par deux, passant d'environ 60 €/MWh à environ 30 €/MWh. Les EPR d'Olkiluoto et de Flamanville ont été décidés bien avant 2011 (respectivement 2003 et 2007) dans un contexte où le prix de l'électricité était supposé se maintenir et même augmenter sous le double effet du prix du gaz en hausse et de la politique climatique induisant un prix d'émission du



CO<sub>2</sub>. C'est le contraire qui s'est produit. Aujourd'hui s'ajoute à cela la perspective d'un effet négatif des productions croissantes à coût marginal nul (éolien, solaire), faisant baisser en moyenne annuelle le prix sur le marché de gros. On voit donc la difficulté de parier sur un prix moyen de vente du MWh pendant la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire. Pour un EPR produisant 13 TWh/an, une diminution de 20 €/MWh représente un manque à gagner de 260 millions par an. Comment une entreprise peut-elle risquer un investissement de plusieurs milliards d'euros dans ce contexte ?

#### **7.4. La réponse finlandaise : le modèle Mankala**

L'entreprise finlandaise TVO, qui fut la première au monde à investir dans un EPR, bénéficie d'un statut particulier. Certes, c'est une entreprise privée vendant son électricité sur le marché de gros concurrentiel, mais elle présente une originalité double : ses actionnaires sont principalement de gros consommateurs d'électricité et elle ne doit pas dégager de profit, c'est une coopérative. Ses actionnaires s'engagent à acheter l'électricité de TVO au prix coûtant (CMA) soit pour leurs propres besoins (papiers, industrie chimique, etc.), soit pour la revendre sur le marché de gros (Fortum, actionnaire à 25 % de TVO), soit pour la revendre à ses habitants (ville d'Helsinki, actionnaire à 8 %, et autres municipalités). Ce schéma, nommé *Mankala model*, n'est pas spécifique à TVO, il s'appliquait en 2010 à 42 % de la production nationale finlandaise d'électricité. Il présente pour les actionnaires les avantages suivants :

- Un prix d'achat du MWh stable à long terme, non soumis à la volatilité du prix sur le marché de gros, avec en outre la sécurité d'approvisionnement ; ceci est important pour un industriel exploitant une installation fortement consommatrice (électrolyse par exemple).
- Le partage du risque d'investissement entre plusieurs investisseurs-consommateurs, particulièrement appréciable pour des acteurs de taille modeste ne pouvant investir seuls dans une grosse unité de production (qu'il s'agisse d'une centrale nucléaire, hydraulique ou au charbon).
- En conséquence, une excellente valorisation par les agences de notation qui prennent en compte la solidarité effective entre les actionnaires.

Le projet EPR d'Olkiluoto a été financé à 75 % par des emprunts, émis par TVO, par ses actionnaires et par l'agence française de crédit à l'exportation ; les 25 % restants provenant du capital propre des actionnaires. Le coût résultant du capital (WACC) n'est pas public mais les études économiques publiées en Finlande (Lappeenranta University) sur la compétitivité du nucléaire suggèrent un taux d'actualisation de 5 %. Le statut de TVO, limitant une partie des risques, permet bien de tableur sur un coût du capital modéré.

On peut noter qu'un autre investissement dans une centrale nucléaire a été décidé plus récemment (avec le réacteur russe AES2006 de 1 200 MW) par Fennovoima, un consortium d'industriels finlandais électro-intensifs. L'autorisation de construction doit être délivrée en 2019 et les travaux de préparation du site (Hanhikivi) ont commencé. L'investissement est estimé entre 6 et 7 milliards d'euros, financé à 20 % par les actionnaires et à 80 % par emprunt, il bénéficiera notamment d'un cofinancement de 2 milliards par le fonds souverain russe.

## 7.5. Influence des risques sur les taux d'actualisation : illustration par le projet Hinkley Point

Il est utile de résumer le contexte dans lequel l'investissement de deux EPR à Hinkley Point a été décidé :

- Risque politique faible du fait du consensus entre les formations politiques sur le programme énergétique et de la bonne acceptation du nucléaire dans l'opinion publique anglaise.
- Risque marché limité par la législation mise en place : les *Contracts for Difference* (CFD) applicables à tous les projets d'énergie bas carbone, garantissant une valeur moyenne de prix de vente par une compensation des variations de prix sur le marché de gros.
- Risque technique encore élevé, au regard des autres projets EPR en cours en retard et de la mise à niveau nécessaire de l'industrie nucléaire anglaise, fortement contributrice au projet.

Le principe des *Contracts for Difference* (CFD) passés entre les producteurs d'électricité décarbonée et un acheteur centralisé, entreprise *ad hoc* créée par l'État, libère le projet des risques liés à la volatilité des prix sur le marché de gros. Le niveau du prix consenti pour une longue durée (92 £/MWh sur 32 ans pour Hinkley Point), ou « strike price », résulte soit d'une procédure d'appel d'offres décernant le contrat au mieux disant, soit d'une négociation entre le porteur du projet (EDF Energy pour Hinkley Point) et l'État quand il n'y a pas d'offre concurrente opposable. Aucune entreprise à capitaux privés n'aurait pris le risque d'un tel investissement - rappelons-le, de l'ordre de 23 milliards d'euros - si le prix de vente sur la durée d'exploitation de l'installation n'était protégé par une disposition de type CFD ou de type contrat de vente à long terme, positionnant dans les deux cas le prix de vente moyen au niveau du coût moyen actualisé de production. Et même dans ces conditions, le gouvernement anglais a considéré comme justifié le taux d'actualisation relativement élevé de 9 % retenu par EDF Energy pour déterminer le « strike price » nécessaire à la rentabilité du projet.

Cependant, le débat public au Royaume-Uni montre combien il est difficile de faire accepter qu'une installation soit rémunérée à 112 €/MWh quand le prix de gros se situe à 40 ou 50 €... La question se pose pour les projets nucléaires futurs au Royaume-Uni, ceux d'EDF Energy comme ceux de ses concurrents. Certes, on s'attend à un coût de construction plus faible pour les futurs projets, mais il est hautement souhaitable que le WACC de ces projets se situe bien au dessous de 10 %.

Pratiquement, ce ne sera possible qu'en faisant porter une partie des risques par l'État. Réduire ainsi le coût de financement de ces projets permet ensuite de limiter le niveau de prix garanti par une procédure de type CFD.

La figure suivante illustre la grande sensibilité du prix garanti (« strike price ») du projet Hinkley Point au taux de rendement attendu pour l'investisseur. Si celui-ci est un investisseur public (confondu avec l'État anglais), il est possible de retenir un taux de l'ordre de 2 %, soit un « strike price » de quelques dizaines d'€/MWh. Le statut privé de l'investisseur (consortium mené par EDF) et la nature des risques associés amènent à un taux attendu de près de 10 %, et un « strike price » de l'ordre de 100 £/MWh. On voit l'importance de l'architecture contractuelle et de la nature du risque porté par

les parties prenantes. Compte tenu de la nature stratégique de ces projets, il est socialement efficace que les projets se fassent, ce qui nécessite une garantie de l'État, et donc des tarifs *in fine* modestes, ou (ce qui est symétrique) une sensibilité *in fine* réduite du tarif au coût de construction (partie gauche du graphique). Ainsi, l'analyse la Cour des comptes anglaise montre que, dans la plupart des scénarios, les coûts de construction pourraient être considérablement dépassés avant que les coûts pour les consommateurs ne remettent en cause l'accord actuel, avec une augmentation des coûts pour les consommateurs. Par exemple, la Cour a supposé que le gouvernement aurait financé le projet et exigé un rendement de 2 % (nominal, équivalent à son coût d'emprunt), dans ce cas, les coûts de construction pourraient dépasser 400 % et 600 % pour correspondre au coût total du contrat Hinkley Point C ! En supposant que le gouvernement aurait besoin d'un rendement de 6 % (nominal), la Cour calcule que les coûts de construction pourraient dépasser de 75 % à 100 % les valeurs nominales.

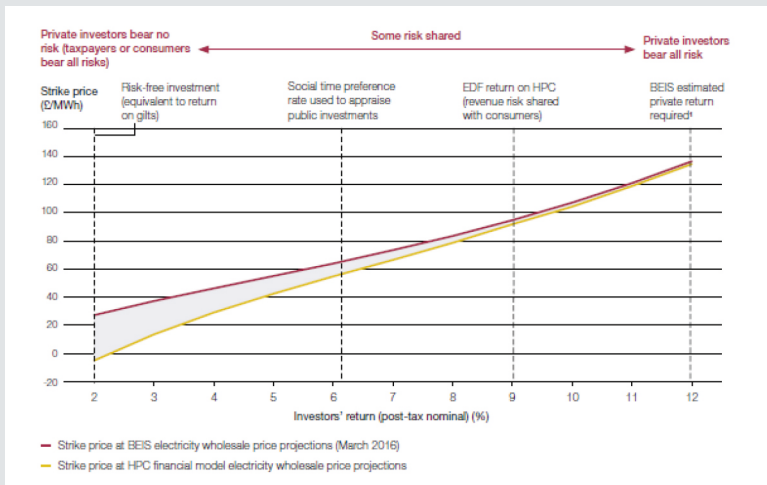


Figure 7.3 Sensibilité du prix garanti en fonction du taux de rendement de l'investisseur, selon la Cour des comptes anglaise<sup>31</sup>.

31 - Department for Business, Energy & Industrial Strategy, « Hinkley Point C », National Audit Office, HC 40 SESSION 2017-18 23 JUNE 2017.

On touche ici à la notion de « valeur économique » plus large que celle de « rentabilité » de tels projets. Cette notion a été soulignée par les autorités britanniques pour justifier le « strike price » de Hinkley Point, supérieur à ceux de projets d'éolien sur terre et de certains grands projets photovoltaïques au sol :

- Ces unités de production variables, pour produire la même quantité d'électricité que Hinkley Point C, impliquent sur les réseaux des coûts d'adaptation (connexion) et d'équilibrage (besoin de back-up, de moyens externes flexibles).
- La valeur économique des projets nucléaires doit prendre en compte les valeurs implicites liées à « la fiabilité » d'un moyen de production offrant une capacité prédictible pendant 60 ans ; à « la diversité » des technologies auxquels le parc de production fait appel, gage de sécurité ; à « la valeur d'option que représente la première paire de réacteurs » en ouvrant la voie aux projets suivants.
- Les autres technologies bas carbone (éolien offshore, centrales à combustible fossile avec captation du CO<sub>2</sub>) souffrent de coûts plus élevés.

Cette valeur économique déborde du cadre strict du projet et de son porteur, justifiant que l'État ou d'autres acteurs prennent en charge une part du risque. Une alternative moins risquée, et moins coûteuse tant que le prix du CO<sub>2</sub> émis reste inférieur à 20 €/t, consisterait à mettre en service des unités nouvelles au gaz à cycle combiné sans captation du CO<sub>2</sub>. Mais de telles décisions seraient en contradiction totale avec la stratégie bas carbone française, anglaise et européenne.

Ces développements ne visent pas à affaiblir l'usage du « strike price », qui est un outil très intéressant, mais à rappeler qu'il s'inscrit dans un contexte jouant aussi un rôle de grande ampleur sur les conditions économiques de développement des énergies bas carbone. Cet outil, qui limite le risque de marché pour l'investisseur, ne permet pas à lui seul de gérer l'ensemble des questions posées.

## **7.6. Implications pour de futurs projets en France : nécessité d'un « État stratège »**

Par rapport au projet Hinkley Point, on peut tenter de situer le contexte actuel en France dans lequel seront décidés des EPR pour renouveler le parc :

- Risque politique plus élevé : une proportion plus forte de la population souhaite l'arrêt de la filière nucléaire.
- Risque de marché plus élevé en l'état, si le contexte de marché européen ne s'est pas amélioré (30 €/MWh) et si aucune mesure similaire aux CFD n'était instaurée.
- Risque technique plus faible par le retour d'expérience des quatre EPR qui auront démarré entre-temps.
- Montant de l'investissement en jeu du même ordre de grandeur que Hinkley Point si l'on retient une paire d'EPR à construire sur un même site.

Beaucoup d'acteurs et analystes plaident aujourd'hui pour une réforme profonde du marché de l'électricité européen, afin que celui-ci émette des signaux à plus long terme pour encourager les investissements, et pour une modification des politiques de soutien aux énergies renouvelables, qui court-circuitent le marché aujourd'hui et le mettent en péril doublement, par les surcapacités résultantes et par l'affaïssement

du prix de gros moyen (rappelons en effet que les unités de production par l'éolien et le solaire ont un coût marginal de production quasiment nul, déterminant donc un prix de marché nul dès qu'elles sont en position marginale, ce qui devient plus fréquent lorsque leur part augmente dans le mix énergétique). Mais il n'est pas garanti que ces recommandations auront été suivies d'effets au moment où devra être décidée la première paire d'EPR devant démarrer vers 2030.

Dans les années 1980, la décision de l'« État stratège » a été, d'une part, de lancer le vaste plan que nous connaissons et, d'autre part, de financer les investissements nucléaires d'EDF de façon originale. EDF était alors une entreprise publique et monopole d'État, et elle a fait directement et largement appel aux emprunts sur les marchés internationaux, avec des taux bas permis par la garantie de l'État et sa situation de monopole. Cette solution a été préférée à un emprunt sur les marchés français. EDF était alors sans ambiguïté l'opérateur appliquant la politique énergétique de l'État français. Aujourd'hui le monopole n'existe plus ; la politique énergétique française implique d'autres opérateurs ; et EDF, comme les autres producteurs, « subit » le prix du MWh sur le marché européen.

Dans ce contexte de marché européen, l'exemple du Royaume-Uni montre néanmoins que l'État garde une certaine marge de manœuvre à partir du moment où il a bien défini ses priorités : en l'occurrence, il s'agit de combiner politique climatique ambitieuse, sécurité énergétique et politique industrielle. En France comme au Royaume-Uni, la valeur économique de nouveaux projets nucléaires doit être appréhendée dans toute son extension, quand on la considère en concurrence de projets d'énergies renouvelables, comme c'est le cas aujourd'hui dans le contexte de la transition énergétique. Outre les arguments avancés par les autorités britanniques autour du projet Hinkley Point rappelés en 7.5, il est clair que le maintien et le développement de l'industrie nucléaire française, troisième filière nationale en termes d'emplois, constitue un enjeu majeur. Et cet enjeu s'étend à la capacité d'exportation encore bien réelle de cette filière, en termes à la fois de MWh exportés (Europe) et d'équipements exportés (Chine, Inde et autres pays). C'est un enjeu économique mais aussi stratégique, car l'indépendance énergétique d'un pays n'est assurée que s'il dispose d'une maîtrise technologique et industrielle suffisante, ce qui est le cas en France pour la filière nucléaire, et ce beaucoup plus que pour toute autre filière décarbonée. L'État devrait donc prendre en charge une partie du risque, avec pour conséquence bénéfique un coût de financement plus faible, et ainsi le maintien d'un coût du MWh modéré, comme l'a montré la Cour des comptes anglaise. Il s'agit donc bien d'étendre au nucléaire une politique d'ores et déjà appliquée aux énergies renouvelables, justifiée non seulement par les objectifs de climat et de sécurité énergétique, mais aussi par les objectifs de compétitivité et de développement industriel du pays.

La préparation du renouvellement du parc français impose donc de mener une réflexion sur le montage public/privé qui permettra de réduire drastiquement le coût de son financement.

## 7.7. Conclusion

Les modalités de financement pèsent considérablement sur le coût de production du nucléaire. Actuellement, les taux attendus par les industriels, compte tenu des marchés, des coûts, des risques, de la réglementation et de la gouvernance afférente sont, en Europe et aux États-Unis, nettement plus importants pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables. Il importe donc avant tout de rendre les projets nucléaires moins risqués pour diminuer ces taux de rendement attendus.

Les principaux leviers de diminution des risques économiques, qui font l'objet des paragraphes suivants, sont ainsi :

- La maîtrise grandissante des coûts et délais de construction : ce que la continuité dans le design, l'effet d'apprentissage sur toute la chaîne industrielle et l'existence d'un programme ou palier vont faciliter.
- La visibilité sur les marchés de l'électricité : incluant des dispositifs de régulation favorables aux investissements dans toutes les technologies non carbonées qui sont toutes très capitalistiques. Le nucléaire en fait partie (exemple du Royaume-Uni). Pour ces technologies, il apparaît socialement optimal de transférer une partie du risque à l'État.



## 8. Diminuer les risques de marchés pour motiver les investisseurs

Au cours des dernières années, le financement des nouveaux projets nucléaires est devenu un frein majeur pour leur développement, en particulier dans les pays ayant libéralisé leur secteur électrique. En effet, le nucléaire est, à l'instar des autres énergies bas carbone, une technologie dont la structure de coûts est dominée par les investissements durant la phase de construction. En l'absence de politiques incitatives, ces moyens de production se retrouvent donc exposés aux risques de marchés (risques de quantité vendue et de prix), ce qui rend plus difficile leur financement.

Ces risques de marchés sont multiples mais peuvent essentiellement être résumés en deux catégories :

- D'un côté, les risques d'investissements classiques (délais de construction, prix et volume de vente) conduisent les électriciens à favoriser les moyens de production moins capitalistiques, c'est-à-dire principalement les centrales à gaz.
- De l'autre, les risques réglementaires qui peuvent également être significatifs mais parfois difficiles à appréhender dans un contexte de marché (délais administratifs, incertitudes sur les évolutions réglementaires ou les orientations de politique énergétique, etc.).

À cela s'ajoute un marché de l'électricité en Europe structurellement en crise, avec une baisse tendancielle des prix qui ont été divisés par près de deux entre 2008 et 2016, passant en moyenne de 65 à environ 30 €/MWh. Cette situation est pour partie liée aux politiques de subvention aux énergies renouvelables qui, dans un contexte de demande électrique stagnante, ont contribué à cette baisse, mais aussi à une plus grande volatilité des prix de l'électricité<sup>32</sup>, avec notamment l'apparition de prix négatifs. La baisse du prix du gaz sur le marché européen explique également une partie de cette tendance. La conséquence est non seulement une augmentation des risques de marchés, mais également une réduction significative de la valorisation boursière des électriciens européens, ce qui limite d'autant leur capacité de financement sur bilan. Ces risques impactent donc directement la disponibilité et le coût des sources de financement.



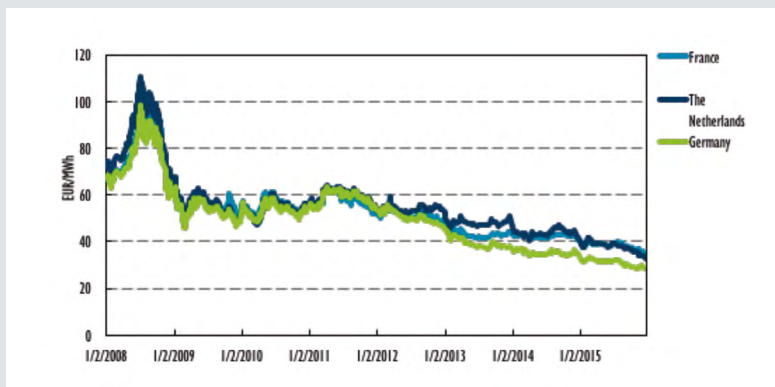


Figure 8.1 Historique du prix du MWh sur le marché européen. (Source : AIE).

Afin de lancer de nouveaux projets nucléaires (ou renouvelables) nécessaires pour atteindre à moindre coût les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, il est donc nécessaire de mettre en place de nouveaux montages qui partagent les risques entre les investisseurs, les consommateurs et l'État. C'est aujourd'hui le cas pour les projets solaires ou éoliens qui bénéficient de mécanismes de soutien (tarifs d'achat, appels d'offre), qui garantissent les prix et les volumes de vente. En revanche, le nucléaire ne bénéficie pas, en France, de ces mesures de soutien, ce qui entraîne une distorsion de la concurrence.

Pour ce faire, deux axes complémentaires se dégagent :

- **Soutien aux investissements bas carbone avec la mise en place d'un prix du CO<sub>2</sub> crédible** et durable pour le secteur électrique.
- **Sécurisation des prix de vente de l'électricité au travers de contrats de long terme**, notamment sur la base du modèle utilisé au Royaume-Uni pour le projet Hinkley Point C.

32 – Voir : <http://www.creden.univ-montp1.fr/downloads/cahiers/CC-16-07-115.pdf> (article *Revue de l'énergie*, 2016).

### 8.1. Réforme du prix du carbone pour le système électrique

Le marché européen des quotas d'émission de CO<sub>2</sub> (ETS) n'est pas incitatif aujourd'hui avec un prix inférieur à 10 €/tCO<sub>2</sub>. Une proposition de réforme est actuellement envisagée pour résorber le surplus de permis d'émission lié aux règles d'allocations initiales. Cette proposition inclut la création d'un stock régulateur (Market Stability Reserve) et d'un plafond d'émission plus restrictif.

De nombreux experts<sup>33</sup> s'interrogent sur l'efficacité de cette proposition de réforme pour permettre une remontée crédible et durable du prix du CO<sub>2</sub> dans les prochaines années. En particulier, les récentes négociations n'intègrent pas directement les nouveaux objectifs issus de l'accord de Paris sur le climat (COP21). De même, l'impact dépressif sur le prix des quotas des politiques spécifiques en faveur de l'efficacité énergétique ou des énergies renouvelables ne sont pas pris en compte explicitement et contribuent au surplus de quotas d'émission<sup>34</sup>.

Dans ce contexte, la mise en œuvre d'une trajectoire crédible pour le prix du CO<sub>2</sub> du système électrique passe par l'instauration d'un prix plancher de l'ordre de 20 à 30 €/tCO<sub>2</sub> d'ici 2020.

Idéalement, une telle réforme pourrait certes être envisagée à long terme au niveau du marché ETS et prendre la forme d'un « corridor de prix ». Dans la pratique, la difficulté des négociations en cours à Bruxelles suggère qu'une approche plus pragmatique pourrait consister à instaurer dans un premier temps une taxe carbone spécifique au secteur électrique au travers d'une initiative limitée à la France, ou de préférence concertée avec les pays européens volontaires<sup>35</sup>.

Une telle réforme permettrait d'envoyer un signal prix de long terme en faveur des investissements bas carbone. En parallèle, il permettrait à court terme de renchérir le coût de production des énergies fossiles, et donc d'inciter à une moindre utilisation des centrales à charbon en Europe au profit des centrales à gaz, moins émettrices de CO<sub>2</sub>. La compétitivité du nucléaire par rapport aux énergies fossiles s'en trouverait renforcée.

### 8.2. Contrats de long terme pour sécuriser les financements de projets bas carbone

En complément de l'instauration d'un prix du carbone significatif, les investissements fortement capitalistiques tels que le nucléaire ou les renouvelables ont besoin d'une visibilité sur le prix de l'électricité sur la durée d'exploitation de l'unité.

Il est donc nécessaire de mettre en œuvre des contrats de long terme entre fournisseur et consommateur, un tel dispositif apportant une réponse satisfaisante aux deux parties : prix de vente sécurisé sur une longue période justifiant l'investissement chez le fournisseur et assurant la stabilité des coûts chez le consommateur. Le schéma finlandais appliqué à l'entreprise TVO va même un cran plus loin, les grands consommateurs d'électricité (industrie du papier, municipalités, etc.) étant à la fois clients et actionnaires de TVO et payant le kWh au coût moyen de production.

Dans cette perspective, la réforme du marché de l'électricité au Royaume-Uni offre au travers de la création d'un « contrat pour différence » une réponse pragmatique et transposable en France afin de réduire les risques de marchés liés à la volatilité des prix de l'électricité. Il correspond à un prix garanti à long terme (par exemple sur les 30 à 35 premières années de fonctionnement), avec une compensation du consom-

mateur en cas de prix de marché supérieur (et inversement).

Ce mécanisme permet ainsi de limiter le biais des marchés de l'électricité en faveur des investissements de court terme dans les centrales à gaz, et d'établir un cadre concurrentiel équilibré pour le développement du nucléaire et des renouvelables.

Un tel mécanisme est en pratique assez semblable aux appels d'offres dont bénéficient actuellement les projets éoliens ou solaires PV. Il pourrait également être envisagé pour financer au meilleur coût le programme de prolongation de la durée de fonctionnement du parc nucléaire existant – le « grand carénage ». Là encore, il s'agirait d'une solution « gagnant-gagnant » pour les consommateurs et l'exploitant.

### 8.3. Conclusion

La réduction des risques de marchés pour permettre le financement des investissements dans les projets nucléaire (et plus généralement les différents moyens de production bas carbone) passe en premier lieu par une réforme des règles de marchés, avec à la fois une trajectoire de prix crédible et durable pour les émissions de CO<sub>2</sub>, et une sécurisation des revenus au travers de contrats de long terme (par exemple de type CFD). Ces réformes sont à même de produire un cadre qui intègre les avantages du nucléaire dans la perspective d'un accès à une énergie programmable avec une forte sécurité d'approvisionnement, tout en émettant très peu de gaz à effet de serre. Elles permettraient, comme nous l'exposons dans le chapitre sur l'actualisation, de réconcilier les prises de décisions « décentralisées » des investisseurs avec l'optimum social, dont l'État est le garant. Ce mécanisme est quasi identique à celui qui est actuellement en place pour les EnR, à deux différences près, propres à la technologie nucléaire : la longueur de ses temps caractéristiques et la taille des installations (qui induit un risque spécifique en cas de non-atteinte des objectifs).

**33** – Par exemple : <https://www.euractiv.com/section/emissions-trading-scheme/opinion/the-case-for-a-price-floor-in-the-eu-ets/>

**34** – Voir : [https://www.i4ce.org/wp-content/uploads/2017/09/17-09-I4CE-Enerdata-IFPEN\\_EU-ETS-post-2020-reform-last-call\\_Policy-Brief.pdf](https://www.i4ce.org/wp-content/uploads/2017/09/17-09-I4CE-Enerdata-IFPEN_EU-ETS-post-2020-reform-last-call_Policy-Brief.pdf)

**35** – Voir : <http://www.theshiftproject.org/fr/cet-article/prix-du-carbone-the-shift-project-appelle-a-une-meilleure-integration-des-politiques-fra>

## 9. Conséquences pour l'investissement nucléaire futur nécessaire au renouvellement du parc

Les orientations en matière de mix de production électrique français sont principalement à chercher dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et sa déclinaison en cours en termes de programme de capacités pour les dix ans à venir (Programmation pluriannuelle de l'énergie ou PPE). L'objectif principal de la loi est de diminuer les émissions de gaz à effet de serre nationaux. Pour ce qui concerne l'électricité, il s'agira principalement d'arrêter les centrales à charbon (ce qui devrait être fait en 2022). Au-delà, le mix électrique national doit rester l'un des plus décarbonés du monde, avec des émissions de gaz à effet de serre de l'ordre de 10 à 30 g d'équivalent CO<sub>2</sub>/kWh, afin qu'il puisse servir à la décarbonation de l'économie via une utilisation accrue de l'électricité. La loi précise une volonté de réduction de la part du nucléaire qui ne jouera pas sur la performance d'émission<sup>36</sup>, mais vise un autre objectif : diversifier le parc électrique.

L'objectif de long terme du nucléaire dans le mix énergétique national n'est pas fixé, mais une trajectoire de stabilisation, à long terme, avoisinant 50 % semble prudente à ce jour<sup>37</sup>. Pour réaliser un tel objectif, il faudra donc étaler le renouvellement du parc actuel sur les prochaines décennies, et le maintien d'une partie significative de nucléaire dans le mix suppose de s'y préparer activement aujourd'hui. Il s'agit donc à la fois d'une question de souveraineté nationale et de politique de l'emploi au regard des 220 000 salariés de cette filière<sup>38</sup>. Garder l'option ouverte nécessite donc de construire des réacteurs nouveaux, ce qui pose la question de la date, du choix de concept et du rythme souhaitable pour ces constructions.

Le choix de la date est donc lié principalement au maintien de l'option nucléaire à long terme et donc au maintien des compétences dans l'industrie française. Vu les engagements actuels à l'étranger et la mise en service prochaine de Flamanville 3, il convient de commander de nouvelles tranches sans délai. Compte tenu des délais administratifs et industriels pour le passage à la dimension industrielle « post-FOAK », une mise en service en 2030 au plus tard serait cohérente avec cette stratégie. À cet horizon, de nouveaux réacteurs contribueront à démarrer le renouvellement du parc.

Le choix du concept est lui-même très lié à celui de la date... Il faut amortir le concept. Et disposer de quantités suffisantes à construire pour bénéficier d'effet d'échelle et de stabilité des commandes. Par ailleurs, la date de réalisation définit le temps laissé à l'ingénierie et la recherche pour finaliser le concept au niveau de détail voulu. EDF et sa filiale Framatome travaillent à l'optimisation d'un EPR, qui pourrait entrer en service en 2030. Il semble qu'au moins trois paires de cet EPR optimisé seraient à même d'offrir un bon compromis avant de passer au palier suivant.

Le choix du rythme de construction est d'abord lié au besoin de l'équilibre offre/demande du système électrique, aux objectifs de mix et de rythme d'arrêt des réacteurs existants.

Concernant l'adaptation de la cadence de construction aux capacités du tissu industriel, celle-ci est considérée acceptable si le nombre de chantiers est relativement stable autour d'un plateau, et si les variations sont limitées en amplitude pour éviter des à-coups sur la capacité industrielle. Au plan industriel, il apparaît en effet (cf. *supra*) que concevoir et mener un programme de plusieurs réacteurs, organisé comme tel avec l'ensemble des acteurs, est le meilleur moyen pour bénéficier des différents effets favorables identifiés plus haut.

Le programme d'exportation actuel de réacteur ne permet pas un flux suffisant, tant en nature (tous les postes ne sont pas concernés) qu'en nombre de réacteurs par an. S'il est difficile de se baser sur un flux minimum précis, l'examen du passé en France et des expériences étrangères montre qu'une durée de 18 mois entre deux tranches d'une même paire et une durée de 3,5 à 4,5 ans entre deux paires pourraient être des paramètres optimaux. On l'a vu plus haut, c'est la construction de paires qui permet de maîtriser les coûts de façon efficace.

Au total, la garantie de pouvoir disposer du nucléaire dans le long terme, à un coût maîtrisé, passerait par un programme de construction avec la mise en service, à partir de 2030, d'une première paire, suivie d'une série de réacteurs. Un tel programme sur une quinzaine d'années se monterait ainsi à trois ou quatre paires au total.

**36** – C'est d'ailleurs l'inverse qui est vrai, comme le montre le dernier bilan prévisionnel du RTE. Une baisse rapide de la part du nucléaire serait de nature à augmenter sensiblement les émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique national : de l'ordre de 20 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>/an à l'horizon 2025.

**37** – Une étude menée par l'université d'Athènes avec le modèle PRIMES (utilisé très régulièrement par la Commission européenne), qui sera publiée prochainement par la SFEN, chiffre la part du nucléaire français à très long terme de l'ordre du tiers de la production nationale.

**38** – Voir notamment le dossier de la ST8 sur l'emploi dans la transition énergétique : [http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/bilan\\_emplois\\_de\\_la\\_transition\\_energetique\\_-\\_un\\_argument\\_a\\_manier\\_avec\\_precaution\\_-\\_sfen.pdf](http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/bilan_emplois_de_la_transition_energetique_-_un_argument_a_manier_avec_precaution_-_sfen.pdf). Le dossier sur l'emploi nucléaire dans les régions françaises : [http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/sfen-cahier-des-regions\\_-\\_le\\_nucleaire\\_au\\_service\\_de\\_la\\_reussite\\_des\\_territoires\\_-\\_2017.pdf](http://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/sfen-cahier-des-regions_-_le_nucleaire_au_service_de_la_reussite_des_territoires_-_2017.pdf)

Ce programme répondrait à des préoccupations importantes des différents acteurs concernés :

1. Pour les consommateurs d'électricité, c'est la possibilité de prolonger les avantages actuels d'un parc électrique offrant à la fois un prix bas et stable du kWh comparé à la moyenne des prix européens, une grande sécurité de fourniture en permanence et une empreinte carbone faible.
2. Pour l'opérateur, c'est la possibilité de maintenir sa capacité et sa performance, de rester au plus haut niveau de la sûreté nucléaire et de rentabiliser les investissements passés dans la troisième génération, de disposer d'une supply chain performante.
3. Pour les gestionnaires de réseaux français et européens, c'est le maintien d'une composante de production pilotable, favorable à la stabilité des réseaux (en tension et fréquence) et en même temps flexible.
4. Pour l'État français, c'est la possibilité de maintenir et développer une filière industrielle forte et reconnue mondialement, avec tous les bénéfices qui en résultent : sur les emplois, sur la balance commerciale et sur la performance française dans le cadre des engagements de la COP21 (Stratégie bas-carbone).

Décider un tel programme se heurte néanmoins aujourd'hui à plusieurs difficultés :

- L'état présent du marché européen de l'électricité, surcapitaire, entraînant des prix de vente très bas (moins de 40 €/MWh). De tels niveaux, qui sont peut-être appelés à durer plusieurs années, sachant que la consommation d'électricité stagne, et que les ajouts de capacités subventionnées se poursuivent, ne permettent aucunement d'investir raisonnablement des nouveaux outils de production bas carbone sans cadre adapté (prix garantis notamment).
- Le fort besoin capitalistique de l'industrie nucléaire qui met les bilans des entreprises sous tension, dans la situation de réorganisation actuelle de la filière, qui n'est pas encore pleinement stabilisée.
- Le scepticisme par rapport à la technologie EPR (et plus généralement la troisième génération, cf. AP1000 aux États-Unis), dû aux dépassements de délai et de budget pour les projets Olkiluoto et Flamanville.

Il appartient d'abord aux pouvoirs publics de se prononcer sur les deux premiers points. Le troisième est de la responsabilité de la filière, qui doit prouver qu'elle sait démarrer les réacteurs (les premiers vont démarrer en 2018) et que leurs coûts vont baisser avec des risques industriels associés réduits. Les pouvoirs publics ont eux aussi un rôle majeur à prendre dans le portage des risques, comme ils le font pour les autres technologies bas carbone.



## 10. Conclusion générale

Les premiers réacteurs de troisième génération (EPR, AP1000, AES2006, etc.) vont bientôt être connectés au réseau<sup>39</sup> et devront prouver leur capacité à fonctionner de façon sûre et efficace. Cette étape est attendue avec sérénité par les exploitants et elle sera déterminante pour que d'autres réacteurs du même type soient décidés et construits dans le monde. La construction de ces premiers réacteurs en Europe et aux États-Unis a révélé des hausses importantes des coûts. Des facteurs structurels et conjoncturels ont poussé à ces hausses :

- Des raisons génériques à l'ensemble de l'industrie (coûts des facteurs de production, coûts des matières premières, normes environnementales) ont contribué à ces hausses lors des dix dernières années, et ont également impacté les filières gaz et charbon.
- Des facteurs propres à la filière nucléaire ont aussi joué :
  - L'effet de « premier de série » (*First of a Kind*) inhérent à tout équipement complexe et innovant comme un réacteur de troisième génération.
  - Certains choix technologiques économiquement pénalisants (dont les systèmes de sûreté).
  - Supply chain à redémarrer : les constructions de réacteurs s'étaient interrompues (États-Unis, puis Europe, notamment) dans les dernières 20 à 30 années, avec pour conséquence les difficultés inhérentes à la remise en marche de l'ensemble sous de nombreux aspects (gestion de grands projets, calage des schémas contractuels avec les fournisseurs, besoins d'investissement et de formation spécifiques à la filière nucléaire).

La baisse des coûts de production sur les projets futurs est un impératif majeur auquel tous les industriels du nucléaire s'attèlent, partout dans le monde, avec des premiers résultats. Les trois composantes du coût total les plus déterminantes sont :

- Le coût de construction initial, déduit du design et des modes de construction retenus.
- La tenue des délais sur le chantier.
- Le financement du projet.

Les zones de progrès sur les coûts de construction des réacteurs de troisième génération sont bien identifiées et font l'objet de plans d'amélioration très importants. Les principales actions de progrès sont les suivantes :

- Stabilisation du référentiel de sûreté et processus de contrôle par l'autorité de sûreté.
- Organisation de la supply chain.
- Intégration des retours d'expérience des projets en voie de finalisation.
- Mise en œuvre de nouvelles techniques et méthodes pour réoptimiser les concepts.
- Nouvelle organisation des montages contractuels pour faire porter chaque type de risque par l'entité la mieux adaptée, généralement sous le pilotage des États.



---

D'autres facteurs de réduction de coûts joueront « mécaniquement », comme par le passé :

- Effet de paire pour les prochains EPR (Royaume-Uni, France), par rapport à des tranches uniques comme Olkiluoto 3 et Flamanville 3.
- Effet de série, dérivant de la visibilité et du rythme de construction.

L'analyse fournie dans cette note montre l'importance de s'inscrire dans un programme structuré et stable pour bénéficier des baisses de coûts induites par les effets de série. Ce programme comporterait une première paire vers 2030, puis deux à trois autres paires dans la décennie.

De nombreuses solutions peuvent aussi être mises en œuvre pour réduire le coût du financement :

- *Contracts for Difference* selon le modèle anglais, ou « premiums » (analogues à ce qui est largement pratiqué pour les EnR) ajoutés au prix de marché (mécanismes qui permettent de réduire les risques pour les investisseurs, quel que soit le moyen de production électrique).
- Réduction du taux de rentabilité demandé au projet, en cas de baisse ou de partage du risque avec l'État selon une politique d'accès à des prêts à taux réduit pour toutes les énergies bas carbone.

**39** – Rappelons que c'est déjà le cas pour le concept russe VVER 1200.

Pour évaluer la contribution de chaque filière de production, d'autres coûts et bénéfices doivent être pris en compte :

- Les « coûts de système » au sein des mix électriques (connexions au réseau, équilibrage de la tension et de la fréquence, backup, stockage, etc.) très faibles pour le nucléaire.
- La contribution à la sécurité d'approvisionnement en électricité.
- L'empreinte environnementale, et en premier lieu les émissions de gaz à effet de serre.
- L'impact sur l'emploi.

Une évolution des règles des marchés électriques apparaît indispensable pour correctement rémunérer les services rendus par chaque filière, et ceci inclut le besoin d'un prix plus élevé des émissions de CO<sub>2</sub>.

En France, avec le concept d'un EPR optimisé développé par EDF, une baisse des coûts « overnight » d'investissement de l'ordre de 30 % semble atteignable pour la SFEN. L'objectif de réduire de plusieurs années la durée de construction des réacteurs, par rapport à Flamanville 3, ce qui dépend du site des tranches à construire, est à lui seul porteur de réductions de coût parmi les plus significatives. La construction de paires joue aussi de façon directe. Les autres postes du coût de production (exploitation et combustible, principalement), peuvent être réduits, mais dans une moindre mesure. De surcroît, si l'on met en place une réduction des risques et du financement adaptée, des baisses de coût actualisé CMA/LCOE du kWh jusqu'à un facteur de l'ordre de 50 % permettent de prendre la mesure des progrès envisageables.

Au total, de nombreuses actions sont en cours pour mobiliser au maximum ces gisements d'économie. Ceux-ci seront (à tout le moins partiellement) combinés à l'avenir dans l'objectif de ramener les coûts du nucléaire « de série » dans le domaine de compétitivité avec les moins chers des moyens de production programmable : en l'occurrence la fourchette basse des coûts des centrales à cycle combiné gaz, en y intégrant un prix de carbone de quelques dizaines d'euros par tonne de CO<sub>2</sub><sup>40</sup>. Le nucléaire de troisième génération est donc à même de permettre de conserver au mix électrique un socle pilotable, très flexible et très peu émetteur de gaz à effet de serre, s'articulant avec les énergies renouvelables telles que le solaire et l'éolien, et permettant le développement de ces énergies variables.

La décision d'un programme de construction de réacteurs doit aussi être analysée dans une optique d'assurance en univers très incertain. Le mix électrique de la France et de l'Europe en 2050 dépend d'un grand nombre de facteurs techniques, économiques, sociaux et géopolitiques très difficiles à anticiper. Aux plans économique et technique, qui nous intéressent ici, il apparaît que nous sommes confiants dans les capacités de l'industrie nucléaire à atteindre en bonne part les objectifs décrits plus haut (avec des marges d'erreur de la dizaine de pour cent mais pas plus). Or, les incertitudes qui pèsent sur les autres énergies sont d'un ordre bien supérieur, même s'il ne fait guère de doute que les coûts des EnR vont continuer à baisser à bon rythme. Les cours futurs du gaz, le prix du carbone, la faisabilité et les coûts du CCS, le développement du biogaz et son gisement ultime, les possibilités de mise au point de stockages intersaisonniers de l'énergie, les hybridations et couplages entre systèmes énergétiques, la dynamique et la géographie de la demande future, les designs de marchés, la trajectoire de nos voisins, l'urgence ou non d'une sécurité d'approvisionnement renforcée, les effets redistributifs des politiques énergétiques nationales et territoriales... la liste des « drivers » de premier ordre très incertains est très longue, comme le souligne régulièrement le Conseil mondial de l'énergie. Le nucléaire permet d'assurer de la stabilité. Il est présent à long terme dans de très nombreux scénarios mondiaux, tels que ceux de l'AIE<sup>41</sup>. Il permet de disposer d'un jeu de technologies disponibles qui, à défaut, se limiterait pratiquement aux EnR variables avec un nombre considérable de technologies nouvelles complémentaires à mettre en place. Un tel choix serait aujourd'hui très risqué s'il était radical. L'assurance en la matière est possible et simple à organiser, à un coût très raisonnable, certainement encore très inférieur à celui des autres énergies bas carbone<sup>42</sup>. Cette action est essentiellement de la responsabilité de l'État.

**40** - À titre illustratif, avec un CO<sub>2</sub> entre 30 et 50 €/t, et un prix du gaz entre 6 et 10 €/Mbtu, le coût complet de la production d'un cycle combiné à gaz se situerait entre 70 et plus de 100 €/MWh. Dans cette fourchette, le nouveau nucléaire sera largement compétitif.

**41** - Les travaux de l'AIE de 2015 établis pour la COP21 montrent d'ailleurs que plus la décarbonation mondiale est forte, plus la part du nucléaire et son niveau absolu en TWh (même si la consommation baisse) sont importants (voir la RGN, N°1, 2017). Une part de 20 % dans la production mondiale d'électricité est aussi un des résultats de l'étude de l'ONU « Deep decarbonization Pathway Project » (<http://www.iddri.org/Projets/The-Deep-Decarbonization-Pathway-Project>) et de l'étude « Decarbonization Wedges » de l'ANCRE (voir le site web de cette alliance : <https://www.allianceenergie.fr/rapport-ancre-decarbonization-wedges-paru/>). Pour atteindre ces niveaux mondiaux, le nucléaire sera majoritairement développé dans des pays ou territoires déjà en capacité de gérer ce développement, comme la France et l'Europe.

**42** - Il suffit pour s'en convaincre de considérer que le coût annuel de la transition du système électrique allemand est de l'ordre de 25 milliards d'euros, soit le coût de construction d'environ quatre réacteurs nucléaires ré-optimisés. À ce rythme, en 10 ans, il serait possible de construire un système électrique « zéro carbone » en France.

L'État est en effet un acteur clé en matière de décarbonation du système énergétique. C'est déjà le cas pour les énergies nouvelles. C'est aussi le cas, historiquement, pour le nucléaire, qui s'inscrit au départ dans une démarche publique fortement stratégique d'indépendance énergétique et de stabilité des coûts. S'y sont ajoutés des objectifs en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> et de polluants, ainsi que l'inscription dans une logique de filière nationale<sup>43</sup>. Cette logique publique perdure, car toutes les cartes ne sont pas dans les mains de la filière nucléaire. Ainsi, pour réduire les coûts en mettant en œuvre la meilleure gouvernance contractuelle et un portage des risques économiques socialement efficace, avec une optimisation de la répartition des rôles entre les pouvoirs publics commanditaires et les acteurs industriels, le rôle de l'État reste essentiel.

**En résumé, il apparaît possible, via le nouveau nucléaire, de garantir à la France un socle d'approvisionnement électrique décarboné, flexible, à coût maîtrisé et prévisible à l'horizon 2050. Les objectifs décrits dans cette note pour fonder ce nouveau nucléaire sûr et compétitif, issus de résultats historiques solides et du retour d'expérience capitalisé depuis cinq à dix ans, sont atteignables, mais à certaines conditions. Pour y parvenir, les auteurs attirent l'attention sur l'importance d'une décision rapide d'un programme de construction de réacteurs en France<sup>44</sup>, avec mise en service d'une première paire aux alentours de 2030. Puis d'un programme de six à huit réacteurs au total. Une révision des cadres contractuels apparaît également nécessaire : elle est aussi en bonne part de la responsabilité de l'État. S'il n'était pas décidé de construire cette « assurance nucléaire », soit l'option nucléaire sera devenue impossible dans le long terme, soit les futurs réacteurs construits sur sol français et européen dépendront d'hypothétiques conditions d'accès aux filières restantes, probablement chinoise et russe.**

<sup>43</sup> - Notamment avec la création du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN), sous les auspices de l'État.

<sup>44</sup> - De l'ordre de six, soit trois paires. Un tel programme, axé sur le nouveau concept d'EPR que Framatome finalise, permettrait d'atteindre un rythme suffisant pour l'industrie supérieur à une tranche par an, compte tenu des exportations attendues. Ce rythme apparaît très raisonnable en référence aux réalisations des années 1980 (rythme significativement supérieur à trois tranches par an). Il permettra le début du renouvellement du parc, tout en laissant des marges significatives pour adapter la puissance du nouveau parc (à l'horizon 2050) aux réalités techniques, économiques et sociales de cet horizon encore lointain.





# Rejoignez-nous

**sfen.org**

---



---

**103 rue Réaumur  
75002 Paris**

Suivez chaque semaine l'actualité de la filière en vous abonnant à notre newsletter «RGN l'Hebdo» sur [sfen.org](https://sfen.org)

**Dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), la SFEN a analysé les différents paramètres permettant à la France de disposer de l'option nucléaire à l'horizon 2050. Cette note permet de mieux comprendre la composition du coût de production de l'EPR et les leviers d'actions permettant d'assurer sa compétitivité dans la durée.**

**L'État a un rôle à jouer** - La SFEN propose d'engager avec les pouvoirs publics une réflexion sur le montage industriel et financier d'un programme de diminution des coûts du nucléaire de troisième génération. Un facteur clé consistera à optimiser la répartition des rôles entre les pouvoirs publics commanditaires et les acteurs industriels qui seraient chargés d'en exécuter la réalisation. Il revient à l'Etat, garant des intérêts stratégiques du pays, de préserver un socle d'approvisionnement électrique décarboné, flexible, compétitif et prévisible à l'horizon 2050.

**Le calendrier** - Cette réflexion doit être menée sans délai avant 2020 pour tenir l'objectif de mise en service d'une première paire de réacteurs à l'horizon 2030. Cette première paire s'inscrirait dans un programme industriel d'une série d'EPR, que le retour d'expérience conduit à dimensionner à trois paires de réacteurs au minimum.

**Les bénéfices attendus** - Une telle approche programmatique donnerait à l'ensemble de la chaîne industrielle, des grands acteurs aux PME, la visibilité et le cadencement nécessaires pour investir dans les chaînes de fabrication et les compétences et pour bénéficier des effets de série dès les premières réalisations. Ce programme industriel permettra à la France de maintenir dans les meilleures conditions l'option nucléaire pour piloter la décarbonation de son économie et le renouvellement de son mix électrique à l'horizon 2050.

