



13 octobre 2022

Avis de la Sfen

Comment financer le renouvellement du parc nucléaire ?

Construire un modèle de financement afin de garantir une électricité compétitive pour la France

INTRODUCTION

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2024 a mis en place en 2019 un groupe de travail pour instruire l'option de renouveler une partie du parc nucléaire actuel par de nouvelles constructions.

Le Président de la République a annoncé le 10 février 2022 un programme industriel pour construire six EPR2 en renouvellement du parc nucléaire actuel. Un travail est aussi lancé pour étudier la construction de huit réacteurs additionnels. Le montant du programme pour les six premières tranches serait de l'ordre de 50 à 55 milliards d'euros. L'objectif est de mettre en service le premier réacteur du programme à l'horizon 2035.

Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 » (FE2050), RTE¹ a montré que le renouvellement d'une partie du socle nucléaire est la clef, en complément d'un investissement soutenu dans les énergies solaire et éolienne, pour minimiser le coût total du système électrique à l'horizon 2050. RTE a analysé des scénarios de décarbonation 2050 avec et sans renouvellement du parc nucléaire. Il a conclu que les scénarios sans renouvellement du parc nucléaire reposent, en matière de sécurité d'approvisionnement, sur des paris technologiques et sociétaux significatifs (rythmes très ambitieux de déploiement des moyens de production solaire et éolien, moyens de flexibilité de l'offre et de la demande non encore matures, baisses de prix). Il a aussi conclu que les scénarios avec renouvellement du parc nucléaire présentaient un **coût global du système électrique français inférieur de l'ordre de 10 milliards d'euros par an** à celui des scénarios sans renouvellement du parc².

Dans ses analyses de sensibilité, RTE montre que le coût total du système électrique augmente si « le coût du financement du nouveau nucléaire est significativement plus élevé que celui des

¹ <https://www.rte-france.com/actualites/futurs-energetiques-neutralite-carbone-2050-principaux-enseignements>

² Comparaison des scénarios N2 (40 GW de nucléaire en 2050) et M23 (grands parcs)

renouvelables ». La Sfen avait déjà alerté, à partir du retour d'expérience du projet Hinkley Point C (HPC) au Royaume-Uni³, sur le fait que le coût de production final de l'électricité, pour un projet nucléaire, était très sensible au coût du capital. C'est-à-dire au taux de rendement requis par les apporteurs de capitaux pour le financement du projet. Ce taux peut néanmoins être réduit par les choix de structuration du projet et les politiques publiques mises en œuvre pour l'accompagner.

L'objet du présent avis est de :

- clarifier les enjeux de financement spécifiques associés aux nouveaux projets nucléaires ;
- faire l'inventaire des différents schémas de financement développés dans l'Union européenne pour les nouvelles constructions nucléaires ;
- proposer différents outils qui permettront de minimiser le coût du capital, et ainsi les coûts de l'électricité pour la collectivité (consommateurs et contribuables).

RÉSUMÉ DE L'AVIS

1. Au-delà de leur caractère capitalistique, les projets nucléaires sont spécifiques par leur taille et par leur durée. Ils nécessitent des investissements initiaux importants, qui sont, en l'absence de cadre de régulation adapté, assortis de frais financiers élevés pendant toute la durée de construction, et ne permettent a priori pas de percevoir de revenus avant la mise en service, correspondant à une période de 10 à 15 ans. Les énergéticiens en Europe ne peuvent plus porter seuls sur leurs bilans de grands projets nucléaires, dans des marchés de l'électricité instables et libéralisés. D'autant plus que de grands projets peuvent être soumis à des retards pour des raisons politiques ou techniques. Cet horizon temporel des projets nucléaires est également incompatible avec les exigences de retour sur investissement de nombreux acteurs financiers privés.

2. Des études de cas sur plusieurs projets récents ou en cours de discussion apportent de nouvelles solutions concernant la faisabilité et les modalités d'un engagement de l'État. En France, le parc historique a été construit d'abord principalement par autofinancement, puis par emprunt porté par EDF. Les conditions d'alors (quasi-monopole, tarification) ne sont plus répliquables aujourd'hui. Le cas de Flamanville 3 a été particulièrement défavorable, avec un financement par EDF sur ses fonds propres, et un risque de marché maximal. La Finlande est un cas de financement intéressant avec une coopérative d'industriels d'électro-intensifs et de collectivités s'engageant à long terme. La Hongrie a obtenu l'aval de l'Union européenne pour un modèle de financement par prêt de l'État à faible taux, modèle que souhaite aussi mettre en œuvre la République tchèque. Enfin, les Britanniques ont monté des modèles innovants pour le nucléaire en ingénierie financière en s'inspirant de dispositifs en vigueur pour d'autres secteurs d'infrastructure (ENR, tunnels), d'abord sur le projet Hinkley Point C, puis plus récemment pour le projet Sizewell C.

3. L'État dispose de plusieurs leviers pour baisser le coût du capital, et faire diminuer significativement le prix final de l'électricité pour les consommateurs. L'État doit d'abord assurer la continuité politique sur les temps longs. Ceci est cohérent avec les principes de la politique climatique, dont le nucléaire est un des principaux leviers en France. Pour se faire, un point de passage nécessaire est de pérenniser la place du nucléaire dans la taxonomie européenne. Il doit mettre en place un cadre réglementaire, soumis à l'approbation de la Commission Européenne, qui

³ Note technique Sfen : le coût de production du nouveau nucléaire français Mars 2018

permette de financer l'outil industriel à des taux optimaux. En particulier, la couverture des risques de marché, en prix et en volume, par des mécanismes adéquats semble incontournable. Enfin, une intervention via un investissement direct ou un partage des risques de construction aurait un effet important pour baisser le coût moyen du capital. La France va donc devoir innover, et concevoir, en combinant différents outils, un schéma d'ingénierie financière qui convienne à la collectivité. La recherche d'une cible de coût moyen pondéré du capital comme optimum du point de vue de la collectivité et atteignable via un soutien de l'État pour permettre une allocation efficace des risques doit être l'objectif poursuivi.

Remerciements : le présent avis est le fruit des réflexions de la section technique 8 « Économie et stratégie énergétique » de la Sfen. Elle s'est nourrie d'abord d'un premier travail de recherche, terminé à l'été 2020, effectué par Solène Métayer, dans le cadre d'un stage de l'École Polytechnique ce travail a permis une revue de la littérature économique, ainsi que l'analyse de premières études de cas étrangers. La section a aussi pu bénéficier du contenu des échanges entre experts internationaux à l'occasion d'un séminaire virtuel organisé en janvier 2021 par l'IFNEC (International Framework for Nuclear Energy Cooperation) et l'Agence de l'Énergie Nucléaire de l'OCDE (OCDE-AEN).

Remarques : autant que faire se peut, l'année courante est donnée pour les prix. En l'absence de précision, les prix sont ceux de 2020 avant inflation.

SOMMAIRE

1. Les enjeux du financement associés aux projets de constructions nucléaires...5-13	
1.1 Un projet nucléaire a une forte intensité capitalistique	7-8
1.2 Un projet nucléaire est spécifique par sa taille	9-10
1.3 Un projet nucléaire est spécifique par sa durée	11-13
2. Les différents schémas de financement développés en Europe...14-27	
2.1 France, du parc historique à Flamanville 3, deux modèles opposés.....	14-20
2.2 Finlande : une coopérative d'industriels électro-intensifs	20
2.3 Europe de l'Est : soutien des États et règles de concurrence européennes	21-22
2.4 Les projets britanniques d'HPC et de Sizewell C : innovations dans la régulation	23-26
3. Comment maîtriser les coûts de financement...28-35	
3.1 Les leviers d'ordre politique	29-31
3.2 Les leviers réglementaires	31-34
3.3 Intervention de l'État	34-35
Annexe.....	36

1. Les enjeux du financement associés aux projets de constructions nucléaires

Pour tout investissement en capital, on doit prendre en compte, en plus du capital réel dépensé par exemple pour la construction de l'installation, le coût d'accès à ce capital. Les grands projets de construction de centrales nucléaires sont susceptibles, comme tous les projets, de faire appel à un mix de financement par emprunt et de financement par actions. Ce mix se traduira par un coût du capital (par convention, nous utiliserons dans cet avis le terme de *coût du capital* pour nous référer à la notion de coût moyen pondéré du capital (voir encadré). Lorsque les propriétaires (investisseurs en actions) utilisent leurs propres fonds pour investir, ils appliqueront leur propre coût du capital sur cet investissement. Sinon, ils recourent à l'emprunt qu'ils contractent au taux du marché, assorti d'une prime de risque spécifique au projet.

Rappel sur les notions de *coût du capital* et de *taux d'actualisation*

Taux d'actualisation : Pour réaliser un arbitrage économique entre un coût présent et un coût futur, on a recours à un taux qui traduit la préférence pour le présent. On préfère disposer d'un euro aujourd'hui plutôt que demain, **c'est l'actualisation**. Par ailleurs, on distingue l'actualisation du point de vue de la collectivité, on parle **d'approche socio-économique** et l'actualisation du point de vue des acteurs privés auquel cas l'actualisation doit refléter le **coût du capital**.

Coût moyen pondéré du capital (CMPC) ou coût du capital : Pour les acteurs privés (actionnaires et bailleurs de fonds), ce taux est fixé par les marchés financiers pour la partie dette, et par le risque intrinsèque du projet financé pour la partie fonds propre. Par principe (paradigme risque rendement), les investisseurs ne sont prêts à prendre plus de risques qu'en échange d'un rendement attendu supérieur, et tout placement sûr est assorti d'une faible rentabilité. En pondérant les taux de rendements des capitaux employés, dettes et fonds propres, pour un projet donné (par exemple une centrale nucléaire), on obtient le coût moyen pondéré du capital (CMPC). Ce coût du capital est rigoureusement le même pour tous les placements présentant un même profil de risque. En particulier, le CMPC dépend de la structure porteuse du projet, de la régulation afférente, etc. Comme on le verra, un projet d'énergies renouvelables, par exemple, bénéficie aujourd'hui de mécanismes de soutien garanti par l'État, et constitue un investissement relativement sûr.

Coût du capital et neutralité technologique dans les scénarios FE2050 : Dans son étude, RTE prend, en hypothèse de référence, le même coût du capital pour toutes les technologies, fixé à 4 %. Il n'existe pas de raison économique de fond qui justifierait une différenciation. A contrario, on ne peut utiliser des coûts d'accès au capital différents entre les technologies **sans implicitement faire des hypothèses sur les politiques de soutien qui leur seront associées** dans le futur. Ainsi, l'Agence internationale de l'Énergie (AIE)⁴ a montré que les politiques de soutien aux différentes filières de renouvelables ont impacté très fortement leurs CMPC effectifs. De la même manière, on observe pour le nucléaire au Royaume-Uni que le CPMC du projet Sizewell C pourrait être fortement réduit par rapport au projet Hinkley Point C, grâce à un nouveau mécanisme régulateur (modèle RAB hybride vs. Contract for Difference voir chap. 2.4).

⁴ AIE : World Energy Outlook 2020

Un choix contraire de la part de RTE aurait donc été particulièrement discriminant pour le nucléaire, qui ne fait aujourd'hui, à la différence des renouvelables, l'objet d'aucune politique de soutien (voir le cas de Flamanville en 2.1). En revanche, l'étude RTE présente des variantes sur le coût du capital.

Approche socio-économique du coût du capital : Pour les acteurs publics, et plus précisément du point de vue de la collectivité, il est fortement préférable de mener une étude en retenant une approche normative et homogène pour tous les investissements. Cela revient à privilégier un taux d'actualisation socio-économique unique tel que défini dans le rapport de France stratégie de 2013 (rapport Quinet) et révisé fin 2021 (rapport Guesnerie). Dans la mesure où les investissements nécessaires à la transition relèvent d'enjeux de société, l'approche socio-économique, qui inclut la valorisation des externalités positives et négatives au-delà des seuls acteurs privés, semble particulièrement pertinente.

Aujourd'hui, un investisseur privé ou un fonds de pension **bénéficie dans le secteur des énergies renouvelables de garanties de volume et de prix de vente** à 20 ans ou plus. Ces dispositifs réduisent très fortement les risques relatifs aux revenus futurs des projets. Ces projets sont soumis à une forte incertitude sur le délai de développement (autorisations administratives, concertation publique). En revanche, l'incertitude sur la durée de construction pour l'éolien terrestre et le solaire en Europe est faible (de l'ordre de deux ans), dans la mesure où la mise en œuvre de ces technologies a déjà atteint des effets de série. Un moyen de réduire le risque alors est pour les investisseurs de ne bloquer leurs fonds dans le projet qu'au lancement effectif de la construction, laissant à un tiers porteur de projet le financement du développement jusqu'à ce jalon.

Ainsi, dans sa réponse à la concertation RTE de mai 2021, la Fédération de l'énergie éolienne (FEE) recommandait de retenir les taux d'actualisation suivants : **3 % pour l'éolien terrestre (mature), et, pour l'éolien offshore (posé et flottant) 5 % en 2030 et 3 % en 2050**. Ces taux attirent les investisseurs institutionnels qui obéissent à des normes prudentielles très fortes, afin notamment de garantir les retraites par capitalisation de leurs investisseurs. Ces investisseurs ont un poids très important : les fonds de pension dans l'OCDE représentaient de l'ordre de 30 000 milliards de dollars⁵ en 2019.

Les mêmes investisseurs n'aiment pas, de manière générale, financer des projets de très long terme, comportant des incertitudes, sans avoir des garanties très solides. Ce qui est, comme on va le voir, le cas du nucléaire.

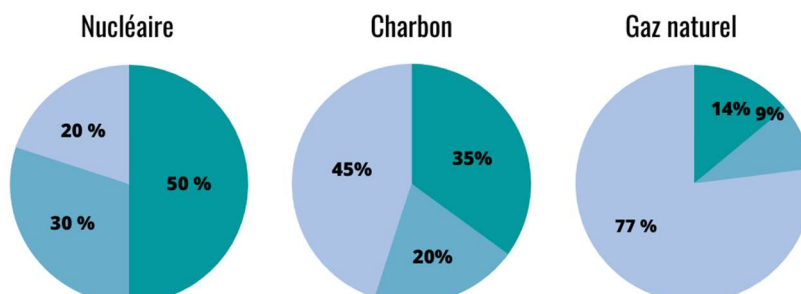
1.1. Un projet nucléaire a une forte intensité capitalistique

Comparé aux centrales thermiques à charbon ou à gaz (voir figure ci-dessous), un réacteur nucléaire présente, dans ses coûts de production, une part de coûts variables correspondant au combustible assez faible (de 10 à 20 % selon le taux d'actualisation retenu) et une part élevée de coûts fixes. Ces coûts fixes correspondant à l'investissement initial dans la construction de l'installation et en second lieu aux coûts fixes d'exploitation-maintenance. En ce sens, il se rapproche, dans son modèle

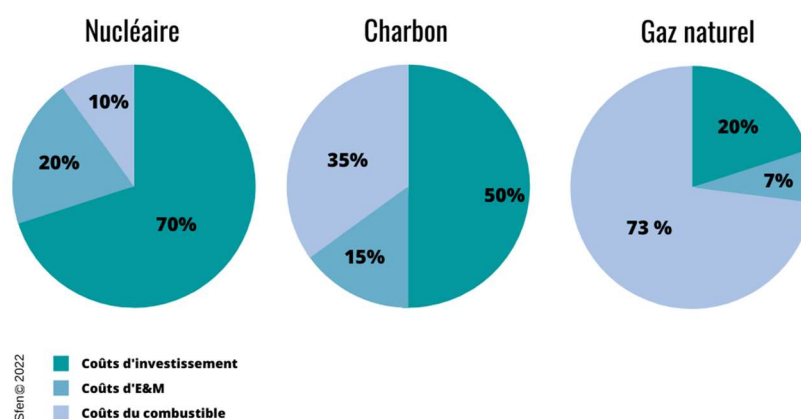
⁵ <https://www.oecd.org/pensions/Pension-Funds-in-Figures-2020.pdf>

économique, de celui des énergies renouvelables, dont les coûts variables sont encore plus faibles. Pour le nucléaire et les renouvelables, on parle de projets capitalistiques.

Actualisation à 5%



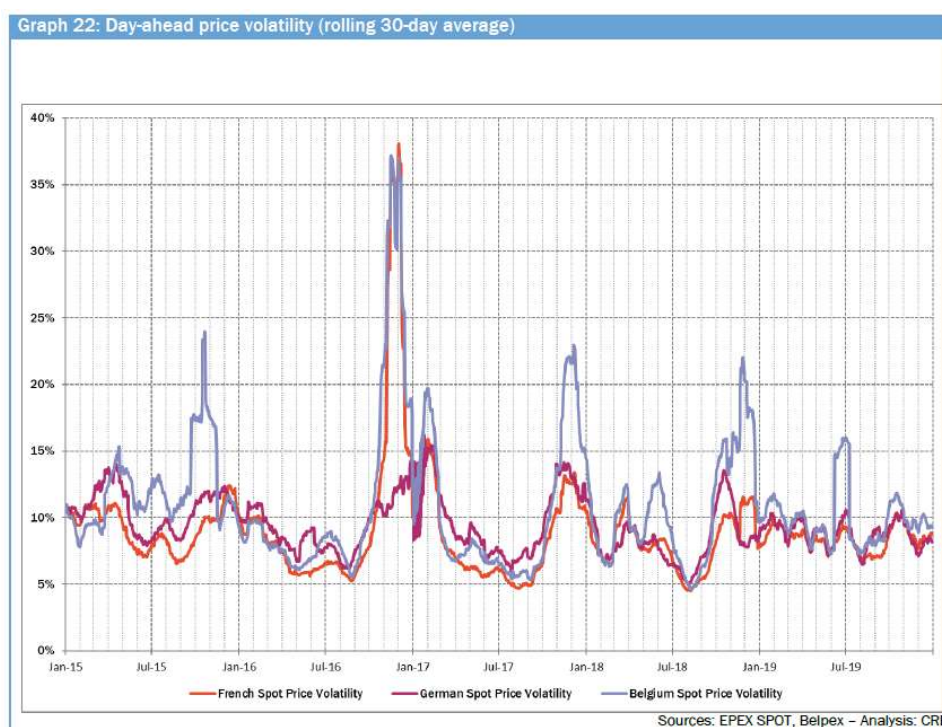
Actualisation à 10%



Deux questions se posent à l'investisseur pour s'assurer que **la rémunération, liée à la vente d'électricité sur les marchés de gros, permettra de rémunérer le coût du capital investi**, et donc fournir le rendement attendu : le volume d'électricité que l'électricien pourra vendre sur le marché, et le prix. Les incertitudes sur l'un comme sur l'autre constituent ce qu'on a l'habitude d'appeler *le risque de marché* :

- Risque marché sur le facteur de charge des équipements de production** : Dans un marché européen qui donne la priorité sur le réseau aux installations dont le coût marginal de production est le plus faible, les centrales nucléaires sont sollicitées de manière prioritaire sur le réseau par rapport aux centrales à charbon et à gaz, mais derrière les renouvelables. Avec la croissance de la part des renouvelables variables dans le mix électrique, le nucléaire devrait être de plus en plus amené à moduler sa production de manière flexible, à des moments où la demande est faible et la production solaire ou éolienne forte (par exemple, l'été en milieu de journée). Si le marché permet ainsi à la collectivité d'optimiser l'utilisation d'un mix diversifié, c'est bien l'investisseur qui porte ici seul le risque. À noter que ce risque n'est que très peu compensé par la mise en place de mécanismes de capacité.

- Risque marché sur les prix du marché de gros :** Un retour sur les dix dernières années sur le marché de gros français a montré une grande instabilité des prix sur le marché de gros. Ainsi les moyennes mensuelles ont pu descendre sous les 15€/MWh en avril 2020, en période de confinement dans la quasi-totalité des pays européens, en raison de la première vague de Covid-19. A contrario, elles ont pu dépasser les 170€/MWh à l'automne 2021. Pour un réacteur EPR produisant jusqu'à 13TWh/an d'électricité, une diminution de 20€/MWh du prix de gros représente un manque à gagner de 260 millions d'euros par an. Or depuis 2022, les prix spot de l'électricité, et surtout ceux sur les marchés à terme, connaissent une envolée dont des analyses montrent qu'elles ne suivent pas les fondamentaux techniques⁶. Ceci abonde dans le sens de l'existence d'un risque prix sur le marché.



⁶ Voir par exemple: Rapport CRE « Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023 »

1.2. Un projet nucléaire est spécifique par sa taille

Selon une étude récente⁷, les coûts moyens de construction des premiers réacteurs de troisième génération dans le monde vont de moins de 3200USD/kWe (Corée, Chine) à de 8600USD/kWe (tête de série France et États-Unis).

Type	Country	Unit	Construction start	Initial announced construction time	Ex-post construction time	Power (MWe)	Initial announced budget (USD/kWe)	Actual construction cost (USD/kWe)
AP 1000	China	Sanmen 1, 2	2009	5	9	2 x 1 000	2 044	3 154
	United States	Vogtle 3, 4	2013	4	8/9*	2 x 1 117	4 300	8 600
APR 1400	Korea	Shin Kori 3, 4	2008	5	8/10	2 x 1 340	1 828	2 410
EPR	Finland	Olkiluoto 3	2005	5	16*	1 x 1 630	2 020	>5 723
	France	Flamanville 3	2007	5	15*	1 x 1 600	1 886	8 620
	China	Taishan 1, 2	2009	4.5	9	2 x 1 660	1 960	3 222
VVER 1200	Russia	Novovoronezh II-1 & 2	2008	4	8/10	2 x 1 114	2 244	**

* Estimate. ** No data available.

Notes: MWe = megawatt electrical capacity. kWe = kilowatt electrical capacity.

Source: NEA (2020).

L'étude montre que ces coûts sont assez peu dépendants du choix de la technologie parmi les technologies disponibles, mais plutôt de deux autres facteurs. En premier lieu, ils dépendent beaucoup de l'environnement socio-économique du pays de construction. À noter que la Corée et la Chine bénéficient de programmes nucléaires continus et des dynamiques de la construction d'un premier parc nucléaire. L'un comme l'autre profitent aujourd'hui de l'effet de série. C'est dans ce contexte que le réacteur Funqing 5, première réalisation de la technologie chinoise Hualong-1, qui a divergé en décembre 2021, a nécessité moins de six ans de construction.

En prenant un coût de série de 4500€/MWe⁸, soit un objectif considéré comme atteignable en Europe et aux États-Unis, on voit que la construction de 10 GW de nucléaire demande une mise de fonds initiale, hors coûts de financement, de l'ordre de 45 milliards d'euros. Une étude de Standards & Poor sur les capitalisations des énergéticiens européens montre qu'aucun n'est aujourd'hui à même⁹ de porter seul sur son bilan des projets de cette taille.

⁷ Projected costs of generating electricity, OECD NEA December 2020

⁸ Estimation antérieure à 2020, donc ne tenant pas compte de la hausse généralisée du prix des matières premières.

⁹ <https://www.oecd.org/pensions/Pension-Funds-in-Figures-2020.pdf>

Ranking ¹		Company (trading symbol-exchange)	Country	Market cap as of 09/30/20 (€B)	Change in market cap from (%) ²	
09/30/20	09/30/19				06/30/20	09/30/19
1	1	● Enel SpA (ENEL-MIL)	Italy	75.40	-3.4	8.2
2	2	● Iberdrola SA (IBE-MAD)	Spain	65.58	-1.2	8.1
3	4	● Ørsted A/S (ORSTED-CPSE)	Denmark	49.38	14.4	37.5
4	5	● National Grid PLC (NG.-LSE)	U.K.	34.49	-9.8	2.0
5	6	● Electricité de France SA (EDF-ENXTPA)	France	27.97	9.9	-10.6
6	3	● Engie SA (ENGI-ENXTPA)	France	27.56	3.8	-23.7
7	9	● E.ON SE (EOAN-XETRA)	Germany	24.58	-5.9	5.7
8	8	● innogy SE (IGY-XETRA)	Germany	24.22	0.0	-2.4
9	7	● Endesa SA (ELE-MAD)	Spain	24.17	4.1	-5.4
10	11	● RWE AG (RWE-XETRA)	Germany	21.63	13.1	22.6
11	14	● EDP - Energias de Portugal SA (EDP-ENXTLS)	Portugal	16.55	7.1	27.8
12	12	● VERBUND AG (VER-WBAG)	Austria	16.22	17.1	-7.0
13	10	● Fortum Oyj (FORTUM-HLSE)	Finland	15.35	2.2	-20.4
14	18	● EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EBK-XETRA)	Germany	14.63	10.2	38.5
15	13	● SSE PLC (SSE-LSE)	U.K.	13.73	-11.4	-3.5
16	16	● Terna-Rete Elettrica Nazionale SpA (TRN-MIL)	Italy	12.00	-2.4	1.3
17	15	● Veolia Environnement SA (VIE-ENXTPA)	France	10.21	-8.0	-20.6
18	20	● Suez SA (SEV-ENXTPA)	France	9.88	51.5	10.9
19	17	● CEZAS (CEZ-PSE)	Czechia	8.65	-13.6	-16.3
20	19	● Red Eléctrica Corporación SA (REE-MAD)	Spain	8.63	-3.6	-14.2

Industry ● Electric utilities ● Multi-utilities

Data compiled Oct. 5, 2020.
 Analysis includes publicly traded electric utilities and multi-utilities companies headquartered in Europe. The industry is classified according to S&P Global Market Intelligence's Global Industry Classification Standard.
¹ Ranking is based on market capitalization converted to euros as of specified dates.
² Market capitalization percentage change is calculated based on the reported currency of the stock price.
 Source: S&P Global Market Intelligence

Actuellement, un tel projet d'infrastructure n'égalé par sa taille en France que le **projet du Grand-Paris Express**, piloté par la Société du Grand Paris, établissement public créé¹⁰ en 2010. Le projet prévoit, entre autres, la conception et la réalisation de quatre nouvelles lignes de métro autour de la capitale pour une mise en service entre 2024 et 2030. Il représente un investissement de plus de **36¹¹ milliards d'euros**²⁰¹², financé par des recettes fiscales franciliennes, le recours à l'emprunt auprès d'investisseurs publics et des levées de fonds sur les marchés financiers dans le cadre de programmes labellisés « vert ».

1.3. Un projet nucléaire est spécifique par sa durée

Avant le démarrage du projet lui-même, il y a une **phase préalable**, dans laquelle le porteur du projet investit, entre autres, dans les études nécessaires à la décision d'engagement. Ces études peuvent mobiliser, pour des projets de cette taille, plusieurs centaines d'ingénieurs pendant plusieurs années et représenter un investissement de plusieurs centaines de millions d'euros. En France, cette charge est portée aujourd'hui par EDF. Au Royaume-Uni, le gouvernement britannique a annoncé fin janvier une contribution de 100 millions¹² de livres pour accompagner le développement du projet de Sizewell C porté par EDF Energy. Plus récemment, Boris Johnson a annoncé une nouvelle contribution de 700 millions de livres¹³.

¹⁰ Loi 2010-597 du 3 juin 2010

¹¹ Société du Grand Paris : l'essentiel du Grand Paris Express

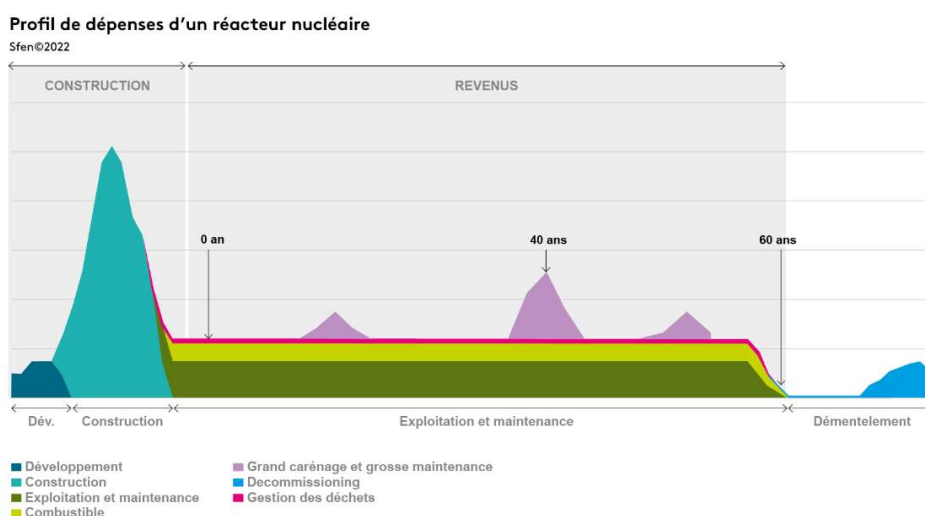
¹² <https://www.gov.uk/government/news/government-readies-sizewell-c-nuclear-project-for-future-investment>

¹³ <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/UK-government-allocates-more-funding-to-Sizewell-C>

La première phase du projet proprement dit d'une durée estimée à cinq ans en France, est celle dite de développement qui consiste en la préparation du chantier et la réalisation des études nécessaires pour franchir les étapes réglementaires nécessaires avant le « premier béton ». Tout d'abord, l'exploitant désigné a besoin de quelques mois pour constituer son dossier de demande réglementaire d'autorisation de création d'une Installation nucléaire de base (INB) et de permis de construire. Puis cette phase de préparation passe par 4 axes d'activités en parallèle : l'atteinte de maturité du design, l'analyse du rapport préliminaire de sûreté, la préparation du site choisi et enfin les autres autorisations administratives.

La seconde phase est celle de la **construction** proprement dite, à partir de l'obtention du permis de construire. Cette phase commence par la préparation du site. Dans le cas du projet comme la construction d'une paire d'EPR à Penly, la préparation nécessitera des travaux de débroussaillages, reprofilage de la falaise, terrassements, construction de digues et de premiers ouvrages souterrains avant l'étape dite de *premier béton*, où les effectifs sur site seront de l'ordre de 1500 personnes¹⁴. Ensuite, le chantier comportera trois moments : le génie civil, les montages et les essais d'ensemble jusqu'au démarrage. L'ensemble de la construction devrait durer de 8 à 10 ans, avec des effectifs sur site de 3000 personnes en moyenne, avec un pic à 7500 personnes.

La figure suivante récapitule les différents coûts encourus par les investisseurs pendant l'ensemble de vie du réacteur, du début de la phase de développement jusqu'au démantèlement. Pendant les premiers 10 à 15 ans, les investisseurs sont amenés à **financer les dépenses** de développement, puis celles de construction, ainsi que des frais financiers (intérêts intercalaires¹⁵) selon le schéma retenu. Ces dépenses représentent environ deux tiers des coûts sur l'ensemble le cycle de vie du réacteur, sans que l'exploitant ne touche aucun revenu du réacteur, puisque ce dernier ne produira de l'électricité qu'une fois mis en service. Le modèle d'activité se caractérise par un investissement initial important et de coûts d'exploitation très peu dépendant des coûts de combustible (l'uranium ne représente que 5 % des coûts de production de l'électricité). Le réacteur, une fois démarré, offrira donc à l'investisseur une grande prédictibilité de ses coûts pendant la période d'amortissement. Il faut rappeler que, sous réserve d'une autorisation renouvelée tous les dix ans par l'autorité de sûreté nucléaire après réexamen de l'installation, un réacteur EPR est conçu pour fonctionner pendant 60 ans au moins.



¹⁴ Webinaire Sfen janvier 2022 : <https://new.sfen.org/replay/replay-session-les-etapes-jusquau-premier-beton/>

¹⁵ Les intérêts intercalaires sont les frais financiers liés à la durée de construction

Les chantiers nucléaires, d'une durée longue, peuvent de surcroît subir des retards, et présente donc un *risque construction*, comme on va le voir. Il faut noter que ce risque construction, et l'augmentation des coûts de construction associée n'est pas une donnée exogène sur laquelle on ne peut rien. La Sfen a montré qu'on peut le réduire significativement en mettant en place un véritable programme industriel de plusieurs paires, cadencé dans le temps, avec des effets de série. Dit autrement, la mise en place d'un programme industriel permet de faire baisser le risque, sa perception par les financeurs et donc le coût du capital. Deux grands types de raison peuvent faire déraiser le planning :

- **Les raisons politiques**

Le projet, dans sa phase de développement, voire lorsque la construction a démarré, peut être remis en cause lors d'un changement de majorité politique, ou retardé par des mouvements d'opposition. En phase de développement, un climat d'incertitude politique est susceptible de renchérir la prime de risque demandée par les investisseurs, et par ricochet le coût du capital, et à terme le coût de l'électricité pour la collectivité. Un tel climat d'incertitude est même de nature à entraver l'investissement. Le cas extrême du risque politique est celui de la centrale nucléaire de Zwentendorf, située près de Vienne en Autriche. En 1977¹⁶, alors que la centrale est achevée, le peuple autrichien, consulté par référendum, vote contre la mise en service de la centrale avec une courte majorité de 50,8 % contre sa mise en service. La centrale est donc maintenue à l'arrêt. À la suite de ce référendum, le parlement autrichien vote en 1978 une loi de non-utilisation de l'énergie nucléaire (Atomsperrgesetz).

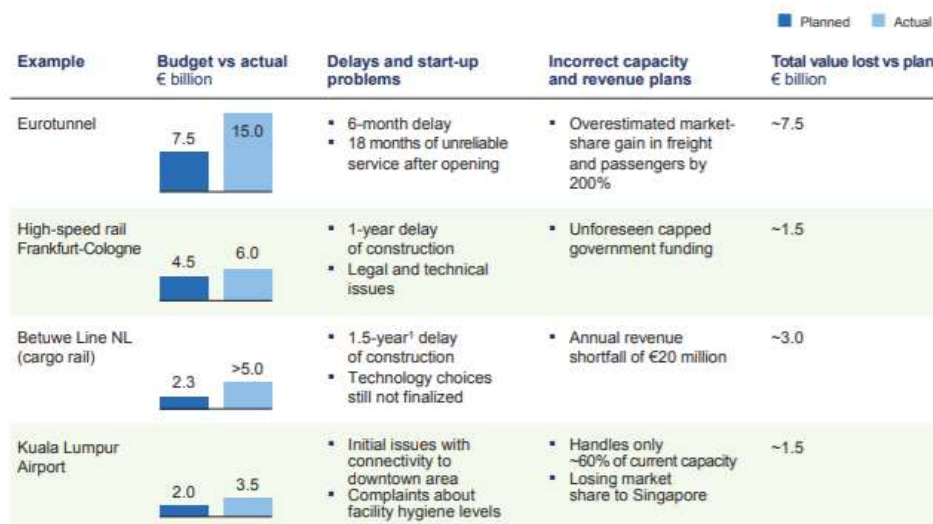
- **Les raisons techniques**

Les premiers chantiers, têtes de série (« First of a kind » en anglais, Foak), de réacteurs de troisième génération en Europe (OL3, FLA3) ont connu des dépassements de délai, qui se sont traduits directement par des dépassements de coûts de construction. 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.

¹⁶ Source : Wikipedia

La figure ci-dessous donne un exemple des dérapages qu'ont connu certains grands projets industriels. Ceci permet de mettre en perspective les retards observés sur les projets EPR européens (OL3, FLA3) pour lesquels, par ailleurs, la nécessité de remettre en route de la chaîne industrielle a été un facteur aggravant.

Exhibit 2 Large-scale projects face many challenges.



¹ Project still not finalized and costs could go even higher.

Source: Annual reports; Reuters; Jane's Airport Review; McKinsey analysis

Quelques exemples illustratifs cités dans une étude de Mc Kinsey¹⁷ montrent la comparaison de coûts des projets entre les premières estimations et les réalisations dans le cadre de larges projets complexes. Pour réduire le risque construction, le principal levier est, comme on l'a dit, la mise en place d'un programme industriel de plusieurs paires, générant des effets de série. Cet effet est dès aujourd'hui visible et démontré sur le chantier britannique d'Hinkley Point, où les gains de planning sur le génie civil de la seconde unité, par rapport à la première unité, sont de l'ordre de 30 %.

Aussi, dans le cadre de la préparation du futur programme français, la filière a travaillé sur plusieurs leviers pour diminuer le risque construction, sur la base des retours d'expérience des chantiers de Taishan, de Flamanville, et d'Hinkley Point. Le modèle EPR2 a été conçu pour offrir la même sûreté, mais être plus simple à construire. Le programme Excel, lancé en 2019, vise à ce que la filière industrielle retrouve son plus haut niveau de rigueur pour « fabriquer et construire bon du premier coup ». Il comprend plusieurs volets, dont un sur le développement des compétences et un autre sur de nouveaux schémas contractuels.

En conclusion, un projet EPR concentre des risques de natures variées dans un projet de plusieurs milliards d'euros. On peut se trouver rapidement face à un cercle vicieux : plus le risque perçu par les investisseurs est élevé, plus le coût du capital augmente et plus le risque marché augmente. Pour diminuer les taux, on verra (chapitre 3) qu'un des moyens est de « dérisquer » les projets ou de répartir les risques sur plusieurs acteurs, par exemple les consommateurs, ou l'État.

¹⁷ Mc Kinsey 2013 « A risk management approach to a successful infrastructure project

2. Les différents schémas de financement développés en Europe

L'analyse du modèle de financement du parc historique, ainsi que les études de cas de financement de plusieurs projets nucléaires récents ou en cours de discussion apportent un certain nombre d'enseignements concernant les formes d'engagement de l'État, leurs conséquences sur le coût du capital et in fine le coût de production actualisé.

2.1. France, du parc historique à Flamanville 3, deux modèles opposés

2.1.1. Le financement du parc historique : un contexte de consensus politique et d'engagement des États

La construction des parcs nucléaires nationaux (France, États-Unis, Japon, etc.) a été réalisée dans un contexte de financement bien particulier, plus aisé qu'aujourd'hui, en grande partie non reproductible. Pendant les Trente Glorieuses, le Fonds de Développement Economique et Social (FDES), d'abord créé pour soutenir la reconstruction d'après-guerre, se charge du financement de tous les grands projets d'infrastructure par endettement public direct. Ce fut le cas pour le programme hydraulique financé à hauteur de 85 % par le FDES. Même s'il en sera autrement pour le nucléaire historique, les modalités de financement sont un sujet de second ordre ainsi que le rapporte Claude-Pierre Brossolette, directeur du Trésor de 1971 à 1974, s'adressant au ministre Valéry Giscard d'Estaing: « le problème n'est pas de savoir si c'est par le budget qu'on fera l'effort ou [...] par des prêts bonifiés ou par le marché [...] le problème est que [...] l'on doit engager tout de suite 10 milliards de dépenses »¹⁸. Ainsi, « dans les années 1970 et 1980, le financement était disponible pour un déploiement rapide et étendu de la capacité nucléaire, même s'il s'agissait alors d'une nouvelle technologie avec un retour limité », rapporte l'OCDE¹⁹.

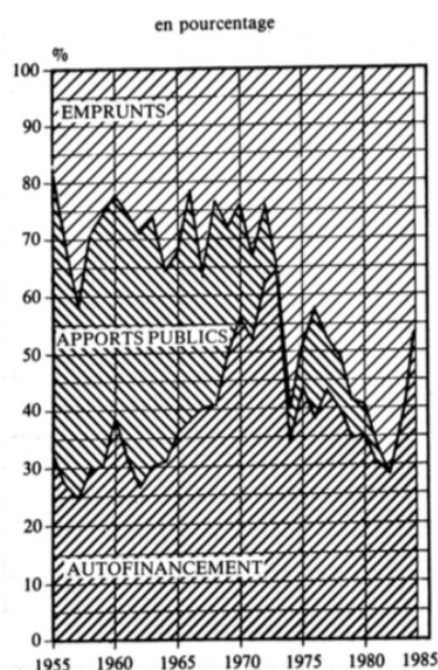
Les premiers réacteurs nucléaires dans les années 60 ont été financés directement par les États pour démontrer l'efficacité de cette nouvelle source énergétique, et pour soutenir des activités militaires afférentes (comme la propulsion navale). La situation était d'autant plus simple que la majeure partie des utilities était des entreprises publiques, et la question énergétique était une responsabilité directe des gouvernements. « La fourniture d'électricité était généralement vue comme un monopole naturel », explique l'OCDE. Les services publics comme l'électricité bénéficiaient de revenus garantis, de fait, pour couvrir leur coût.

Dans ce contexte, les industriels ont bénéficié d'un cadre réglementaire et financier clair avec une visibilité à long terme. Ainsi, le programme nucléaire historique français, lancé initialement sous les présidences Pompidou et Giscard d'Estaing, a fait l'objet, pendant la construction des 58 réacteurs, **d'un véritable consensus politique parmi les gouvernements successifs**. Pas moins de 43 réacteurs nucléaires ont été mis en service sous la présidence de François Mitterrand.

¹⁸ Archives orales du Ministère de l'Economie et des Finances.

¹⁹ The Financing of Nuclear Power Plants - https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_14380/the-financing-of-nuclear-power-plants?details=true

Au total, le parc de 58 réacteurs nucléaires français construits entre le début des années 1970 et le début des années 2000 a connu deux phases de financement : une phase d'autofinancement avant 1974, et un financement par emprunt après 1974. Au global, c'est l'emprunt qui couvre la majeure partie des besoins en financement d'EDF.



Structure du financement d'EDF de 1955 à 1985 (Source : Bergougnoux, 1999)

- Avant 1974 : la phase d'autofinancement

Au total, le parc de 58 réacteurs nucléaires français construits entre le début des années 1970 et le début des années 2000 a connu deux phases de financement : une phase d'autofinancement avant 1974, et un financement par emprunt à partir de 1974.

Au début des années 1970, EDF était une entreprise d'État verticalement intégrée détenant le quasi-monopole de la production et de la fourniture d'électricité, et opérant dans un cadre réglementaire structuré. Le choix entre la technologie française graphite-gaz qui a les faveurs du CEA et celle à eau légère sous licence américaine, prônée par EDF, est alors acté. En effet, le 13 novembre 1969, le Conseil tranche pour la filière à eau légère. La même année EDF reçoit l'autorisation de construire deux réacteurs à Fessenheim²⁰. Un an plus tard, la première centrale à Chooz est mise en service. L'accélération du programme nucléaire a été d'abord l'objet d'un contrat de programme, conclu pour une durée de cinq ans sur la période 1971-1975, signé entre l'État et EDF dans le cadre du 6^e plan quinquennal²¹. Les objectifs d'investissement ont été révisés par des avenants successifs, jusqu'à 7,5 milliards de francs courants pour l'année 1975 ce qui correspond à un programme nucléaire de 8000 MW.

²⁰ <https://www.vie-publique.fr/eclairage/271540-la-politique-du-nucleaire-civil-chronologie>

²¹ http://temis.documentation.developpement-durable.gouv.fr/pj/4439/4439_2.pdf | Un espoir pour les entreprises publiques : b | les contrats de programme : O.R.T.F., Electricité de France, S.N.C.F., 1970-1974 / c | par Philippe Comte.

Au-delà des aspects techniques (choix de la filière) et politiques (indépendance énergétique et rayonnement technique de la France), la décision du nucléaire est motivée par le calcul économique²² qui permet d'objectiver la décision publique. En effet, EDF identifie alors sa mission de service public avec la minimisation du coût du kWh²³. Or, dans un contexte alors de hausse des prix du fuel (le charbon étant plus cher avant le choc pétrolier), même en prenant une actualisation à 10 % et une durée de vie à 20 ans, le nucléaire est compétitif dans les scénarios d'EDF²⁴. Plus tôt en 1967, dans un rapport conjoint EDF-CEA (Horowitz-Cabanius, du nom des auteurs), avec une actualisation à 7 % mais un contexte de marchés fossiles plus apaisé, les estimations sont les suivantes : 3,3 c€/kWh pour le thermique contre 2,7 c€/kWh pour le nucléaire (eau légère).

La lettre de mission de l'État à EDF stipule, qu'en matière tarifaire, l'établissement jouira de la **liberté de fixation de ses tarifs** « dans la limite compatible avec la volonté clairement exprimée par le gouvernement de voir la hausse générale des prix contenue à un niveau modéré ». C'est-à-dire à un niveau qui lui permet de couvrir ses coûts. Dans un contexte de croissance des ventes d'énergie (basse tension) supérieure à 10 %, **l'entreprise est en mesure d'assurer sur ses ressources propres les deux tiers de ses investissements (63 %)**, et de conduire sans aide de l'État l'exécution de son programme de construction.

En 1970, la dotation en capital de l'État (le contribuable) ne représentait que 550 M de francs alors que l'entreprise investissait plus de 5,1 milliards de francs, soit moins de 10 %. Ensuite, « le montant en francs courants des ressources extérieures diminue chaque année [...] ; le désengagement financier du Trésor public est devenu total en 1973, et EDF n'a reçu cette année-là aucun apport public : c'est sur le marché financier qu'elle a trouvé les deux milliards non couverts par autofinancement, en deux emprunts qui ont été souscrits sans qu'elle ait eu recours à la garantie de l'État. Il n'est pas superflu de rappeler qu'en 1962 et 1963, les apports de fonds publics avaient été de l'ordre de deux milliards par an »¹⁹ et représentaient de l'ordre du tiers de la structure de financement d'EDF (cf. figure supra).

- **À partir de 1974 : le financement par emprunt**

À partir de 1974, le premier ministre Pierre Messmer lance un plan de 13 centrales nucléaires de 1 000 MW chacune, soit 13 000MW au total, pour un montant de 13 milliards de francs courants répartis sur 5 à 6 ans. Cette période correspond à la reprise de participation de l'Etat dans le financement d'EDF (cf. figure). Elle culmine en 1976 à 20 %, avant de devenir complètement nulle en 1982. La part d'autofinancement chute également drastiquement (cf. figure supra) des deux tiers, au tiers du financement d'EDF.

Avec l'accélération du programme, les besoins de trésorerie d'EDF explosent (cf. figure infra). Le gouvernement **donne alors l'autorisation à EDF d'emprunter pour l'équivalent de 40 milliards²⁵ d'euros**. La stratégie de l'EDF se concentre notamment sur l'émission de papier commercial (dettes de

²² Dans lequel EDF aura développer une expertise, notamment sous l'impulsion de Marcel Boiteux, ingénieur-économiste.

²³ Cyrille FOASSO, Thèse de doctorat en Histoire : Histoire de la sûreté de l'énergie nucléaire civile en France (1945-2000). Partie 3, chapitre 8.

²⁴ Cécile FRAYSSE, « Du pétrole à l'atome : étapes et financement de la transition énergétique française post-1973 »

²⁵ OCDE-AEN : The Financing of Nuclear Power Plants Dec 2009

court terme) sur les marchés américains, adossée à une dette de moyen terme sur les marchés européens. Ces prêts ne bénéficient pas de la garantie de l'État, ou en tout cas n'ouvrent droit à aucune obligation contractuelle de l'Etat français, mais sont obtenus sans difficulté du fait de la notation triple AAA de l'entreprise (dû en partie au sentiment des investisseurs de soutien du gouvernement à

	Emprunts en devises d'EDF		Solde de la balance des paiements courants (mdF)
	en mdF	en % des emprunts de l'année	
1973	0,1	4 %	+ 6
1974	3,4	64 %	- 19
1975	2,1	39 %	+ 11
1976	3,7	69 %	- 16
1977	3,8	50 %	- 2
1978	1,8	19 %	+ 32
1979	4	26 %	+ 22
1980	6,5	31 %	- 18
1981	10	35 %	- 26
1982	13,9	47 %	- 79
1983	13	35 %	- 30

l'électricien et à sa bonne santé financière). Cette stratégie d'endettement aboutit à **un taux d'intérêt réel d'environ 1 %**²⁶.

Dettes d'EDF de 1973 à 1983 (Source : Bergougnoux, 1999)

Le cabinet Sia Partners²⁷ décrit le système aval de tarification de la façon suivante : « Les prix de l'électricité étaient déterminés par le coût de développement d'un ensemble de centrales auquel était ajouté un taux de rendement du capital (entre 8 et 9 %²⁸). Ainsi, les consommateurs supportaient la plupart des risques, tout en bénéficiant de tarifs avantageux rendus possibles grâce aux investissements initiaux de l'État ».

Dans le contexte d'un marché libéralisé et d'une notation abaissée à BBB+ (Agence Fitch) en janvier 2022, ce mode de financement n'est pas reproductible aujourd'hui pour un programme de plusieurs d'EPR en France.

- Les participations d'énergéticiens européens

Il est intéressant de noter qu'EDF a établi, lors de la construction du parc, des contrats d'allocation de production sur 10 tranches de production en participation avec des énergéticiens européens²⁹. Cette part est restée modeste, de l'ordre de 1,5 GW au total :

²⁶ Allocution de Marcel Boiteux devant la Commission des Finances du Conseil économique et social. Ce taux tient compte de l'inflation d'alors.

²⁷ Le financement est-il devenu une limite au développement d'un projet nucléaire ? - SIA Partners, Sept 2017

²⁸ Ce coût du capital est à mettre au regard de l'inflation de l'époque (à 13 % en 1980 à environ 3 % après 1985)

²⁹ EDF Document de référence financier 2014

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP regroupant Alpiq, Axpo et BKW (15 %)
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %)
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg 1 (17,5 %)
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel 2 (12,5 %)
- Chooz B1-B2 : EDF Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %)

Le principe de ces contrats d'allocation de production était, pour une tranche donnée, de mettre à disposition de partenaires la part de l'énergie leur revenant, en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation, des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction. Dans ces opérations, les partenaires **ont partagé avec EDF les risques industriels** lors du développement du parc (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

2.1.2. Le financement de Flamanville 3 : un environnement politique compliqué, puis stabilisé

La France a entrepris en 2005 la construction d'un cinquante-neuvième réacteur nucléaire sur le site de Flamanville avec un EPR, tête de série de ce modèle, dans un contexte de remise en route de la chaîne industrielle de la filière nucléaire en France.

Le rapport Folz³⁰ a documenté le manque de continuité stratégique de l'État durant la genèse du projet avec de nombreux « stop and go ». Le travail de conception du nouveau réacteur franco-allemand de 1993 à 1997, a été suivi par une mise en sourdine des activités de 1997 à 2002 du fait de l'arrivée au pouvoir d'un gouvernement non favorable au nucléaire, puis un redémarrage des activités avec le changement de majorité politique en 2002. À ce moment, la Cour des comptes, dans son rapport de juillet 2020, note « une précipitation » des décisions, comme si les acteurs tenaient à profiter d'une fenêtre d'opportunité qui pourrait se clore, à la prochaine élection.

Une fois démarré, le projet, bien que discuté, n'a pas été remis en cause dans les changements de majorité successifs.

- Un financement sur fonds propres

En 2005, un accord a été trouvé pour que l'électricien italien Enel participe à hauteur de 12,5 % dans le projet de Flamanville. Il s'agissait de partager les risques et les bénéfices de ce projet dont le coût était alors estimé à 3,3 milliards d'euros. Mais en 2012, à la suite de la décision du gouvernement italien de ne pas relancer de programme électronucléaire dans le pays, Enel se retirera du projet.

EDF a finalement entièrement porté le financement de la construction de Flamanville 3 sur fonds propres. L'entreprise a porté non seulement le développement, mais aussi tous les dépassements liés à la construction d'une tête de série, ainsi que la remise en route de la chaîne industrielle nucléaire française, qui n'avait pas construit depuis quinze ans. Les frais de construction ont été réévalués par EDF en janvier 2022 à 12,7 milliards d'euros³¹. Les intérêts intercalaires ont été évalués par la Cour des

³⁰ JM Folz « la construction de l'EPR de Flamanville », octobre 2019

³¹ En euro constant de 2015.

comptes à 4,22 milliards d'euros en juillet 2020, soit un montant de l'ordre de 30 % des coûts de construction.

- Une participation d'industriels électro-intensifs

Dans le cadre de la première phase du projet Exeltium (cf. encadré ci-dessous), une « avance en tête » fut versée à EDF d'un montant de 1,75 milliards d'euros en mai 2010. Cette prime, financée à 90 % par de la dette et 10 % sur fonds propres apportés par les actionnaires-clients, constitue un droit d'entrée pour bénéficier de la fourniture de 148 TWh d'électricité sur 24 ans. Le prix de vente négocié avec EDF en amont constitue le deuxième volet de financement du projet (en plus de la prime). « La philosophie du projet Exeltium consiste à donner accès aux électro-intensifs [entre autres] au renouvellement du parc, [...], en l'occurrence une petite série d'EPR, pour l'instant limitée à un seul exemplaire »³², l'EPR de Flamanville. Ainsi, le prix de l'électricité négocié tenait compte de l'investissement pour la construction de l'EPR mais n'impliquait aucune prise de capital directe dans le projet, et donc aucune participation au risque technique. L'apport de 1,75 milliards d'euros ouvre au droit d'acheter l'énergie du parc nucléaire présent et futur pendant les vingt-quatre ans à un prix négocié³³. Sans pouvoir se prononcer plus avant, faute d'étude existante, on peut dire que l'impact de l'accord sur le coût du capital de Flamanville³ est resté très modeste. Toutefois, nous mettons l'emphase sur ce projet dans cet avis, pour insister sur l'existence d'une base de départ pour des montages ultérieurs de ce type impliquant certaines tranches du futur parc.

Le consortium Exeltium : Exeltium est un consortium créé en 2006. Il rassemble aujourd'hui 27 industriels électro-intensifs. Leur approvisionnement électrique est un enjeu de compétitivité majeur : il représente entre 15 et 50 % de leur coût de production. Le projet repose sur un montage financier, similaire à la structure projet du modèle Mankala (cf. point 2.2. et 3.2.2. ci-dessous), à savoir : des contrats de long terme passés pour la fourniture d'une électricité en ruban et à prix fixe entre les associés-clients d'Exeltium, et un ou des producteurs, en l'occurrence ici, EDF. Initialement, le contrat passé avec EDF portait sur 311 TWh d'électricité sur une période de 24 ans en contrepartie d'une avance de 4 milliards d'euros et d'un prix reflétant les coûts de production d'EDF. Avec la crise de 2008, les liquidités étant plus difficilement accessibles, le contrat a été scindé en deux phases dont la première portait sur 148 TWh sur 24 ans avec une avance de 1,75 milliards d'euros.

- Un projet exposé aux risques de marché

La Cour des comptes³⁴ a évalué le coût de production au MWh entre 110 et 120 € pour l'EPR de Flamanville. Très supérieure à l'estimation initiale. Flamanville 3 n'a pas bénéficié d'un tarif d'achat garanti pour son électricité. Lorsqu'EDF a engagé le chantier, rien n'avait été décidé sur la rémunération de l'électricité produite. À ce jour, il n'est toujours pas clair si l'électricité produite par Flamanville 3 sera vendue sur le marché de gros, où, comme on l'a vu, les prix sont très fluctuants, ou sur la base d'un prix fixe.

La Cour des comptes recommande alors de « calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et d'en assurer le suivi ». Cette question est liée bien sûr à la maîtrise des coûts, mais aussi à la nécessité de pouvoir prédire les prix de vente futurs de l'électricité, et de

³² <https://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-eelectricite/14-15/c1415005.asp>

³³ L'accord fut passé avant la loi NOME et l'instauration de l'ARENH. Le prix est fixé entre 47 € et 52 €/MWh, soit a minima 5 euros de plus que le prix de l'ARENH.

³⁴ Cour des comptes « la filière EPR » juillet 2020

permettre des modalités de financement adéquates. Ainsi, la Cour note qu'EDF « **ne pourra plus s'engager sans garantie sur le revenu que lui procurera l'exploitation de ses réacteurs** ». L'entreprise devra donc bénéficier d'un système similaire aussi à celui dont bénéficient dès aujourd'hui les énergies solaires et éoliennes en France, ou le projet de la centrale nucléaire d'Hinkley Point C au Royaume-Uni.

2.2. Finlande : une coopérative d'industriels électro-intensifs

Le principe dit de « Mankala » est un modèle coopératif développé en Finlande dans les années 1960 pour faciliter l'investissement dans des capacités de production d'électricité hydraulique, éolienne et nucléaire, c'est-à-dire des infrastructures très capitalistiques. Historiquement, la première infrastructure à avoir bénéficié de ce modèle est un barrage hydraulique de 25 MW, nommé « Mankala », situé dans le sud-est du pays.

Selon ce principe, les investisseurs, souvent des électrointensifs (industries et collectivités), sont propriétaires d'une société à responsabilité limitée ou « limited liability company » (LLC). Cette dernière vend à ses actionnaires l'électricité au coût de production puisque l'entreprise ne doit pas dégager de profit, c'est une coopérative. Ainsi, au lieu de se partager la rente liée à la vente de l'électricité produite sur les marchés, les investisseurs reçoivent directement l'électricité en sortie de la centrale au prorata de leur participation financière au projet. Le modèle Mankala permet aux investisseurs de partager le risque, donc de réduire le risque individuel, et de bénéficier d'une stabilité de prix sur le long terme. Aujourd'hui, il est quasi hégémonique en Finlande puisqu'il couvre environ 2/5 de l'électricité totale et 2/3 de l'électricité d'origine nucléaire³⁵.

L'EPR d'Olkiluoto 3, récemment démarré³⁶, a été financé selon ce principe. Pour rappel, il a fait l'objet d'un contrat de livraison « clef en main » entre l'exploitant TVO et un consortium associant Areva et Siemens pour un montant de 2,28 milliards d'euros. Il a été lancé en 2005, avec une mise en service prévue en 2009. Il a connu des retards et des surcoûts, avant de diverger fin décembre 2021. Le coût total pour la partie TVO est estimé à 5,7 milliards d'euros³⁷, montant qui n'inclut pas les dépassements de coûts portés par le consortium.

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 n'est pas public, mais les études économiques publiées en Finlande (Lappeenranta University) sur la compétitivité du nucléaire suggèrent un taux d'actualisation implicite de 5 % (Sfen, 2018). Il faut noter néanmoins que, par la nature du contrat, les actionnaires faisaient porter la majeure partie du risque de construction sur le consortium formé par AREVA et Siemens.

³⁵ https://www.ifnec.org/ifnec/upload/docs/application/pdf/2018-11/s3_3_fin_korteniemi.pdf

³⁶ <https://new.sfen.org/rgn/olkiluoto-3-demarrage-premier-epr-europe/>

³⁷ TVO_Report-of-the-Board-of-Directors-and-Financial-Statements_2020.pdf

2.3. Europe de l'Est : soutien des États et règles de concurrence européennes

2.3.1. Le projet Paks 2 en Hongrie

La Hongrie a le projet d'agrandir la centrale de 2 gigawatts avec deux réacteurs VVER de fabrication russe, chacun d'une capacité de 1,2 gigawatts, sur le site de Paks, situé à 100 km au Sud de Budapest. Le site accueille déjà quatre réacteurs nucléaires en exploitation par la société étatique MVM, lesquels représentent 50 % de la production électrique de la Hongrie. Le projet, évalué à 12,5 milliards d'euros a été attribué en 2014 en négociation de gré à gré à Rosatom. Les deux nouveaux réacteurs seront construits et opérés par une société séparée, MVM Paks II, 100 % détenue par l'État. Ils sont destinés à remplacer progressivement les réacteurs existants et apporter une capacité supplémentaire.

Le financement de la conception et de la construction sera assuré directement par l'État hongrois auprès de MVM Paks II. La Hongrie a contracté un prêt interétatique de la Russie de 10 milliards d'euros dont le début du remboursement, initialement prévu en 2026, a été repoussé récemment en 2031³⁸. Les nouvelles unités fonctionneront **aux conditions du marché** sans montant fixe de revenus ni prix garanti³⁹. Selon des présentations publiques de Rosatom, le taux de rémunération du capital sur le projet serait finalement de 3 %, pour un coût final de l'électricité estimé à moins de 55€/MWh.

Ce schéma de financement a fait l'objet d'un examen de plus de deux ans par la Commission européenne, de 2015 à 2017. La Hongrie a pris plusieurs engagements substantiels pour éviter que l'utilisation de fonds publics ne génère pas, conformément aux règles de l'UE en matière d'aides d'État, de distorsions sur le marché de l'électricité. Ainsi, **les bénéfices potentiels réalisés par Paks II ne pourront pas être utilisés pour réinvestir dans la construction ou l'acquisition de capacités de production supplémentaires**. Aussi, pour assurer la liquidité du marché, Paks II vendra au moins 30 % de sa production totale d'électricité sur les marchés. Le reste de la production totale d'électricité de Paks II sera vendu par Paks II à des conditions « objectives, transparentes et non discriminatoires au moyen d'enchères ».

La Hongrie a déjà **modifié son cadre réglementaire pour permettre le début de certains travaux dès début 2021** (base de montage, terrassement, consolidation des sols et la fosse de travail). Une disposition mise en place en attendant que l'ensemble du projet ne reçoive le feu vert définitif pour le début de la construction courant 2022, pour une mise en ligne vers 2030

2.3.2. Le projet Dukovany 5 en République tchèque

Le projet Dukovany 5 prévoit la construction d'un réacteur de 1200 MW sur le site de Dukovany, en renouvellement de réacteurs qui y sont actuellement en exploitation. Le début d'exploitation du réacteur est prévu pour 2036. Son financement repose sur trois piliers⁴⁰ :

- i. **Un prêt étatique.** Le projet sera financé en partie par un prêt⁴¹ de l'État à Elektrarna Dukovany II, une structure projet entièrement détenue par le groupe CEZ, opérateur

³⁸ Reuters, 29 Avril 2021

³⁹ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261529/261529_1713906_26_2.pdf

⁴⁰ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_4244

⁴¹ RGN, République tchèque, le financement assuré pour l'extension de la centrale nucléaire de Dukovany Juin 2020

historique contrôlé à 70 % par l'État. Ce prêt, qui sera issu directement du budget de l'État, doit couvrir 100 % du coût total de la centrale, estimé aujourd'hui à environ 7,5 milliards d'euros et porterait sur une durée de 30 ans. Afin de garantir un financement à faible coût, le taux d'intérêt des investissements de l'État sera égal à 0 % pendant toute la durée de construction puis 2 %.

- ii. **Un prix de vente fixe.** En parallèle, une nouvelle loi doit définir un cadre légal afin d'établir un prix garanti à long terme, assurant le remboursement du prêt, et passé entre la structure projet et une contrepartie étatique pour la durée d'exploitation de la centrale, soit 60 ans a priori. Le mécanisme autorise des ajustements de prix qui devrait se situer entre 50 et 60 €/MWh⁴².
- iii. **Une protection financière.** Enfin, un mécanisme de protection de l'électricien CEZ, assimilable à la garantie de paiement du RAB britannique (cf. 2.4.1.), en cas d'imprévu (par exemple un changement politique).

Les plans doivent être approuvés par la Commission européenne pour garantir qu'ils respectent les règles de l'UE en matière d'aides d'État. La République tchèque a notifié la Commission européenne en mars 2022.

2.4. Les projets britanniques d'HPC et de Sizewell C : innovations dans la régulation

Dès 2006 le gouvernement britannique a lancé un travail sur sa stratégie énergétique de long terme, incluant à la fois le développement du nucléaire et des renouvelables. Alors que le pays avait été un des premiers à libéraliser son marché de l'électricité, il a entrepris de vraies réflexions pour la mise en place d'un cadre réglementaire innovant. Ce cadre a servi pour le lancement de la construction d'HPC. Le retour d'expérience le conduit aujourd'hui à mettre en place, pour le projet Sizewell C, de nouveaux mécanismes.

2.4.1. Hinkley Point C

Hinkley Point C (HPC) est une extension de la centrale nucléaire de Hinkley Point, au Royaume-Uni. Deux réacteurs de type EPR sont actuellement en construction, depuis décembre 2018. Nuclear New Build Generation Company (NNBG) est le propriétaire de la centrale. Créée en 2009, l'entreprise est en charge de la construction et de l'exploitation de la centrale. Elle est détenue à 66,5 % par EDF, et à 33,5 % par China General Nuclear Power Group (CGN).

En 2008, la philosophie du gouvernement britannique reposait sur deux principes. Le premier est le recours exclusif aux investissements privés, sans aucune participation financière directe du gouvernement. Le second est que le nucléaire ne devait pas être traité différemment des autres énergies bas carbone.

⁴² Article 64 de la publication du journal officiel de l'UE du 5 août 2022 : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=OJ:C:2022:299:TOC>

Le CfD ('Contract for Difference'), qui avait été mis en place pour les énergies renouvelables, était le seul cadre de financement existant à l'époque, et fut donc adapté pour le financement des projets nucléaires. Ce mécanisme, comme on le verra au chapitre 3.2, garantit un prix de vente fixe, dit 'strike price' aux producteurs afin de leur offrir une plus grande certitude quant au niveau de revenus tout en maintenant le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité.

HPC est financé intégralement par les deux investisseurs EDF et CGN, par l'apport de capitaux propres uniquement dans un cadre qui inclut plusieurs mécanismes dont :

- un contrat pour différence (CfD). Le prix d'exercice fut fixé à 92.50€/MWh, et est indexé sur l'inflation. La durée du CfD est de 35 ans.
- des garanties d'emprunt à hauteur de deux milliards pour les obligations émises par NNBG dans le cas où l'entreprise en aurait besoin (dont les industriels ne feront finalement pas usage)
- une garantie de paiements à NNBG dans le cas d'un changement de politique publique, qui conduirait à la fermeture de la centrale.

Ce cadre, considéré comme une aide d'État, a été approuvé par la Commission européenne en octobre 2014. Il consiste en un prix garanti (strike price)⁴³, au travers d'un CfD, d'une durée de 35 ans après la mise en service de la centrale.

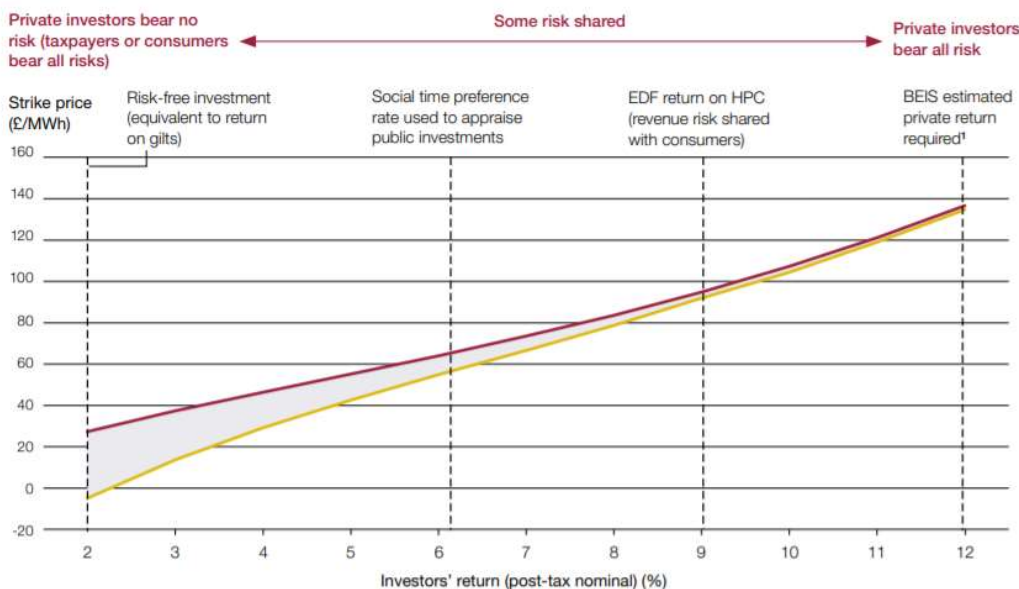
L'accord a été initialement critiqué pour un prix de l'électricité qui serait « trop élevé ». Le strike price négocié par EDF est fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh et sera réduit à 89,50 £₂₀₁₂/MWh si la centrale de Sizewell est approuvée, correspond, au moment de l'accord, à un montant de l'ordre de 2 à 3 fois les prix sur les marchés européens. Quelques années après, en pleine crise des marchés de l'électricité partout en Europe, on constate en pratique des prix sur les marchés à terme et spot établis qui pourraient rester durablement au-delà de 100 €/MWh.

Une autre critique est venue de la Cour des comptes britannique. Même s'il permet d'adresser les risques de marché, le nouveau cadre réglementaire laisse cependant l'essentiel du *risque construction* aux industriels. Ceci se traduit en pratique par une prime de risque très élevée, et donc un coût du capital élevé, de l'ordre de 9 %. Le graphique suivant illustre la sensibilité du prix garanti (strike price) au coût du capital.

⁴³ <https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c>

Strike price sensitivity to investors' return

The strike price is related to the investors' return, which varies according to the risk sharing arrangements



Sensibilité du prix de l'électricité au taux de retour sur investissement (Source : National Audit Office)

Le rapport de la Cour des comptes britannique en conclut que même si les industriels sont engagés à supporter les risques de construction, et même si du coup les consommateurs sont protégés contre les dépassements de coûts, « **les consommateurs pourraient finir par payer plus pour l'électricité de HPC que si le gouvernement avait partagé ces risques.** »⁴⁴ La question posée par la Cour est celle d'un optimum pour la collectivité dans son ensemble, à atteindre en trouvant le bon partage entre le consommateur et le contribuable. Le modèle RAB constitue, de ce point de vue, un progrès « d'ingénierie financière ».

2.4.2. Sizewell C

Sizewell C (SZC) est un projet d'extension de la centrale nucléaire de Sizewell dans le Suffolk au Royaume-Uni. Le projet comprend la construction de deux nouveaux EPR, répliques exactes du projet HPC. Il s'agit pour Sizewell C de bénéficier d'un effet de série en mutualisant une partie importante de la conception et en bénéficiant des effets d'apprentissage déjà visibles sur la seconde unité d'HPC. Les bénéfices de cette réplification sont attendus à la fois sur le coût et la tenue du planning. EDF Energy a obtenu le 20 juillet 2022 le 'Development Consent Order' (assimilable au permis de construire) auprès du gouvernement britannique.

Souhaitant tirer les leçons de HPC, le gouvernement britannique a travaillé sur un nouveau cadre de financement, le modèle RAB (Regulatory Asset Base), inspiré de mécanismes mis en œuvre pour le financement du Thames Tideway Tunnel (TTT). Il s'agit un projet d'infrastructure de rénovation du système d'assainissement des égouts de Londres, dont la construction a démarré en 2016.

⁴⁴ <https://www.bbc.com/news/business-42065837>

Le terme de RAB (Return Asset Based) désigne pour définir les revenus autorisés du secteur privé dans des investissements hors du marché concurrentiel (réseaux de distribution par exemple). Dans ce cadre, les revenus des investisseurs basés sur leurs dépenses sont révisés périodiquement par un régulateur indépendant qui estime si les dépenses d'investissement de capital (CAPEX) sont conformes aux projections acceptées ex ante.

Le modèle permet d'abaisser le coût du capital, et donc le coût final du projet pour la collectivité (consommateur et contribuable) en répartissant le risque de construction :

- entre les consommateurs et les industriels, jusqu'à un certain plafond situé au-delà de l'estimation ciblée lors de la décision d'investissement. Le niveau du plafond est préalablement fixé ;
- avec l'État au-delà du plafond ;
- en assurant un versement des revenus dès la phase de construction.

Le RAB⁴⁵ conduit donc les consommateurs à supporter une partie des coûts dès la phase de construction afin de bénéficier en retour d'une réduction significative du coût de production via la réduction des coûts financiers (intérêt intercalaires). La répartition du risque de surcoûts entre investisseurs, consommateurs et contribuables et le deuxième levier de réduction des coûts du fait de la baisse de la prime de risque exigée par les investisseurs. Dit autrement, en acceptant de porter une partie des risques de construction, le consommateur bénéficie d'une électricité plus compétitive, y compris dans un scénario où ces surcoûts viendraient à se matérialiser.

En plus de la mise en place du nouveau cadre d'investissement confirmée par la promulgation du 'Nuclear Energy (Financing) Act' le 31 mars 2022, le gouvernement britannique a annoncé le 28 octobre 2021 dans un document budgétaire **qu'il est prêt à injecter « jusqu'à 1,7 milliard de livres (...) pour permettre une décision finale d'investissement dans ce projet nucléaire de grande échelle d'ici la fin de la législature (2024, ndr) »**. Dans ce contexte, une première contribution de 100 millions de livre a été versée par le gouvernement britannique à EDF Energy en janvier 2022, suivie d'une deuxième contribution de 700 millions de livres annoncée par Boris Johnson en septembre 2022¹². La décision finale d'investissement est prévue en 2023.

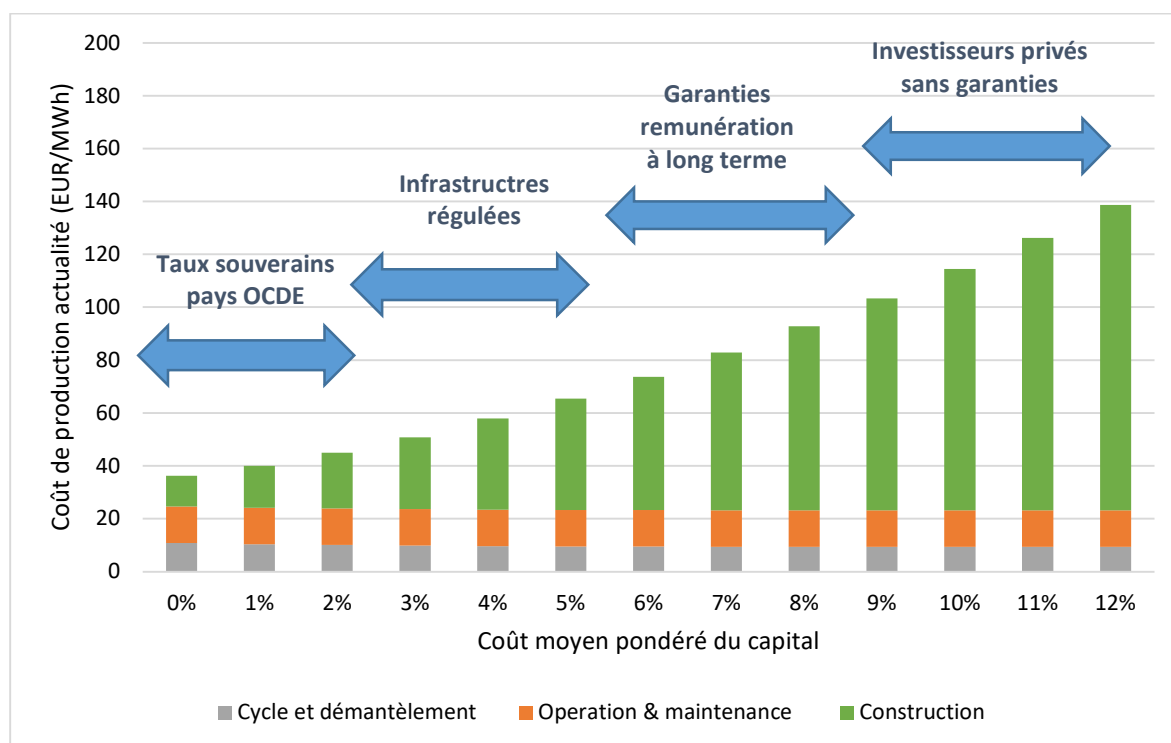
⁴⁵ Ce cadre de financement RAB est comparable au système encore appliqué dans les Etats des Etats-Unis qui n'ont pas libéralisé leur marché d'électricité. Des Public Utilities Commissions (PUC) évaluent le taux de rentabilité acceptable d'une 'utility' et par conséquent pilotent le prix du kWh en arbitrant entre les intérêts des consommateurs et ceux des producteurs.

		Hinkley Point C (2018 – 2027)	Sizewell C (2027 - 2034)	Dukovany5 (2029 – 2036)
Modèle et sources de financement		Financement privé (EDF & CGN) CfD : prix de vente de 92,50€/MWh (indexé sur inflation) ; durée 35 ans Garantie du gouvernement jusqu'à 2 milliards de livres sur les obligations	Modèle RAB Sources de financement privées (dont fonds de pension) et prise de participation de l'État envisagée	Financement Etatique Financement par un prêt du gouvernement tchèque, 100 % du coût d'investissement. Accords d'achat d'électricité entre CEZ et le gouvernement tchèque (type CfD)
Allocation des risques	Risques de construction et exploitation	Industriels	Partagés entre investisseurs, consommateurs et Etat	Mécanisme de protection de l'industriel
	Risques de marché	Consommateurs	Consommateurs	Consommateurs
Rôle et engagement du gouvernement	Soutien financier direct	-	Possible prise de participation	Prêt de l'État couvrant 100 % du projet avec taux d'intérêt attractif (0 % pendant la phase de construction, 2 % pendant la phase d'exploitation)
	Soutien financier indirect	Garantie de prêts (option non exercée par EDF)	-	-
	Soutien non financier	Garantie du prix d'achat d'électricité (CfD) sur 35 ans	Garantie financière pour dépassements des coûts au-delà d'un plafond Garantie de retour sur investissement pendant la construction et l'exploitation	Garantie du prix d'achat d'électricité (CfD) ou 60 ans
Coût de production actualisé (EUR/MWh)		102 EUR/MWh (92.5 £/MWh) (2012)	44-66 EUR/MWh (40-60 £/MWh) (2012)	48-70 EUR/MWh (2020)

3. Comment maîtriser les coûts de financement

Selon les informations transmises par le gouvernement lors de la concertation réalisée par RTE, on peut estimer le montant à financer pour le programme à venir de trois paires d'EPR2. Le coût par unité serait de l'ordre de 8,5-9 milliards d'euros, pour un coût total de l'ordre de 50 à 55 milliards d'euros au total pour 3 paires d'EPR2 (10 GW). La construction s'étalant sur 20 à 25 ans environ, cela revient finalement à un besoin de financement de 2 à 2,5 milliards d'euros par an.

Le coût de ce programme n'apparaît donc pas comme un problème en soi à l'échelle de la nation. En revanche, il l'est à l'échelle d'une entreprise comme EDF, qui ne peut plus porter seule sur son bilan ce type de projet. Dans les différents cas étudiés, l'État disposait de plusieurs leviers pour baisser le coût du capital, lesquels pouvaient faire baisser au total très significativement le prix final de l'électricité pour les consommateurs.



Il existe un lien fort entre le coût du capital et le prix de l'électricité. Le graphique ci-dessus illustre l'impact du coût du capital sur le coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Electricity, LCOE) d'une centrale nucléaire. Ainsi on constate que :

- le financement par prêt de l'État, dans les cas hongrois et tchèque, permet au projet de bénéficier de taux souverains et de fournir un prix de l'électricité sous les 40 euros ;
- dans le cas de HPC, la garantie de rémunération de long terme n'a pas permis d'éviter un coût du capital supérieur à 9 %, ce qui s'est traduit par un prix garanti élevé ;
- le projet Sizewell C combine plusieurs dispositifs pour permettre d'atteindre un coût du capital de l'ordre de 4 à 5 %, avant prise en compte de l'inflation et dans un modèle très optimisé.

EDF a déjà annoncé, au cours de l'instruction sur le futur programme français, pour objectif d'atteindre **des coûts de production de l'électricité inférieurs à 70€/MWh**. Pour cela, la France doit mettre en

place un schéma permettant **un coût du capital compris entre 4 et 5 %**. Les schémas mis en place dans les autres pays, riches d'enseignements, ne peuvent s'appliquer tels quels en France, pour diverses raisons liées entre autres à la position unique d'EDF.

La France va donc devoir innover, et concevoir, en combinant différents outils, un schéma d'ingénierie financière qui lui convienne. Elle dispose pour cela de trois types de leviers : des leviers d'ordre politique, des leviers d'ordre réglementaire, et enfin des leviers directs.

- Rappelons qu'il est rationnel et efficace que l'État contribue à accompagner la construction de nouveaux réacteurs, de la même façon qu'il aide et soutient aujourd'hui les EnR pour des montants élevés. Le niveau du taux d'actualisation public à retenir pour le système électrique (rappelons les 4 % utilisés par RTE) est très significativement inférieur au coût du capital pour les électriciens (qui se monte plutôt à 6 à 8 points si aucun mécanisme additionnel n'est mis en œuvre) ;
- le nucléaire apporte au pays de nombreuses externalités positives en termes de sécurité d'approvisionnement, d'indépendance énergétique, mais aussi en termes d'emplois et de formation. Le nucléaire est, à plusieurs égards, un atout indispensable à la réindustrialisation du pays.

3.1. Les leviers d'ordre politique

3.1.1. Assurer la continuité politique sur le temps long

Si l'intention est confirmée par l'élection présidentielle, le programme doit encore franchir plusieurs jalons importants avant le permis de construire, qui n'est pas attendu avant 5 ans. Le premier béton est actuellement prévu pour 2027 et la première mise en ligne en 2035. EDF a annoncé un espacement de 4 ans entre chaque site, et de 18 mois entre chaque unité sur un même site, pour un programme de trois paires qui ne s'achèverait donc pas avant 2045, soit dans 25 ans. Pendant cette période, la France est susceptible de connaître pas moins de cinq alternances politiques.

Le programme va donc être soumis au risque politique qui, comme on l'a déjà vu, est susceptible d'engendrer des surcoûts. D'abord des surcoûts de construction : les chantiers doivent suivre un certain cadencement pour optimiser l'allocation des ressources humaines et matérielles, et maintenir les compétences. S'ils s'arrêtent, les équipes immobilisées doivent toujours être financées, et parfois peuvent être réorientées de manière définitive vers d'autres projets. Mais le risque politique peut augmenter le coût du capital, dans la mesure où les investisseurs, s'ils n'ont pas confiance dans le climat politique d'un pays, vont demander des primes plus élevées, ou peuvent même décider de ne pas investir.

Même si aujourd'hui plusieurs candidats ont mis le projet à leur programme, il est important de chercher un consensus national sur le projet, qui ne doit plus, une fois lancé, être l'objet d'enjeux partisans. L'histoire a montré que c'était possible. Ainsi, en 1981, le programme commun de la gauche⁴⁶, s'il stipulait que « l'approvisionnement énergétique du pays sera diversifié », précisait que le programme nucléaire se poursuivrait pour les centrales en cours de construction.

⁴⁶ <https://www.monde-diplomatique.fr/mav/124/A/51865>

La France, même si elle n'a plus de plans quinquennaux, dispose aujourd'hui, dans des secteurs stratégiques comme la Défense, de la capacité d'engager des programmes sur des temps longs, par exemple par des lois de programmation, et par des prises de commande sur des temps longs auprès des industriels. La question de notre approvisionnement en électricité, ainsi que l'ensemble de la politique nationale de transition énergétique (objectif de neutralité carbone) et écologique (biodiversité), appelle cette capacité à agir sur le long terme avec continuité et planification pour l'horizon 2050.

Le choix de n'engager la construction que de 10 GW dans un premier temps, alors que la France nécessitera certainement à l'horizon 2050 entre 30 et 50 GW de nucléaire, participe à la volonté de rester sur une décision sans regret. Elle permettra en particulier de consolider l'option nucléaire, et la capacité de la France, et de l'Europe, de construire de nouveaux réacteurs de manière performante. Quelles que soient les performances futures des moyens alternatifs, renouvelables et moyens de flexibilité, les six premiers EPR trouveront leur place et participeront à l'équilibre des réseaux électriques français et européens à l'horizon 2040.

Le débat public, étape indispensable d'un point de vue légal, doit permettre une discussion sur ces sujets, ainsi qu'un débat parlementaire, et l'inscription du programme dans la loi en 2023.

3.1.2. Pérenniser la place du nucléaire dans la taxonomie européenne

En Europe, le mouvement en faveur de la finance verte vise à orienter les investisseurs vers des projets qui favorisent la lutte contre le changement climatique et permettent d'adapter l'économie au réchauffement. À terme, la finance verte doit devenir la finance majoritaire dans l'Union. À cette fin, la Commission européenne a mis en place une taxonomie sur les activités vertes. Ce classement doit permettre aux investisseurs de faire état de la performance écologique de leurs participations à des projets dans le cadre de leur 'reporting' extra financier. Ce faisant, les activités incluses au sein de cette taxonomie bénéficieront d'un accès simplifié à une large base d'investisseurs, ce qui mécaniquement diminuera le coût du capital des projets. Sans compte que, au-delà de son champ initial, la taxonomie influera sur d'autres grandes politiques européennes, comme l'éligibilité aux fonds de l'Union européenne et les autorisations sur les aides d'État.

La taxonomie a été pensée sur la base de critères scientifiques. Le Centre de recherche de la Commission européenne (CCR-JRC), mandaté en 2021 pour étudier de manière approfondie l'empreinte environnementale du nucléaire, a conclu que cette énergie répondait à tous les critères de la taxonomie. C'est-à-dire favoriser au moins l'un des six objectifs de la taxonomie (atténuation du changement climatique, adaptation au réchauffement, protection de l'eau, économie circulaire, prévention des pollutions et protection de la biodiversité), sans porter atteinte aux autres. C'est le principe du « Do No Significant Harm ». Dans son rapport, le JRC a conclu que, tout en favorisant de manière évidente la lutte contre le changement climatique, l'énergie nucléaire présentait des impacts environnementaux comparables, voire moindres, que ceux des autres technologies incluses dans la taxonomie.

Pourtant, les débats sur l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie a pris un tour politique entre les États membres favorables au nucléaire et les États opposés. Le 3 février 2022, la Commission a publié une proposition d'acte délégué qui inclut désormais l'atome entre dans la taxonomie, ce qui marque

un grand pas positif. Cette proposition a été validée par le vote du Parlement en juillet 2022. Cependant, le nucléaire est désormais considéré comme une « énergie de transition », ce qui n'est pas fondé sur une base scientifique, mais est le résultat d'un compromis politique.

Parce que le nucléaire est classé « énergie de transition », les projets doivent satisfaire un certain nombre de critères techniques, lesquels peuvent être l'objet d'évolutions périodiques, et créer des incertitudes pour les investisseurs.

La France doit continuer avec ses partenaires son action auprès de la Commission européenne pour que le nucléaire soit inclus pleinement au sein de la taxonomie en tant qu'énergie durable afin d'offrir aux investisseurs une visibilité et une stabilité de long terme, qui permette de baisser durablement le coût de financement du nucléaire.

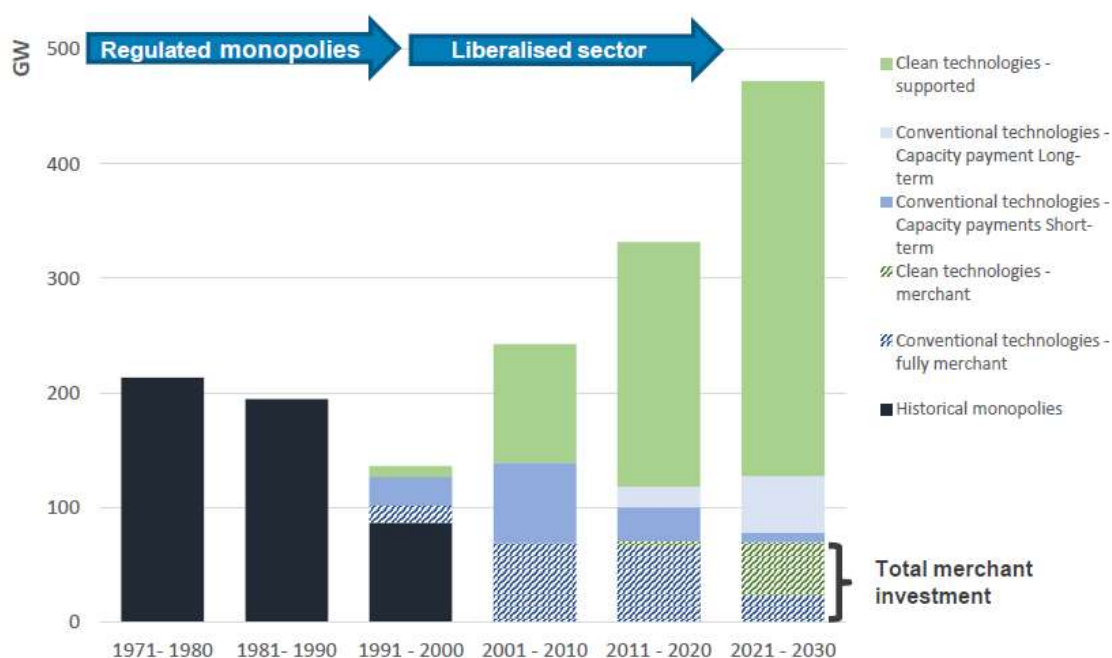
Il est impératif en particulier que **les projets nucléaires puissent bénéficier d'un référentiel technique stable**. Selon l'article 19.5 de la réglementation de juin 2020, les énergies de transition sont soumises à un réexamen de leurs conditions techniques (clause de revoyure) « au moins tous les trois ans [...] en fonction des progrès scientifiques et technologiques ». Cela pose une incertitude préjudiciable dans le référentiel réglementaire et technologique, alors qu'en moyenne un projet nucléaire depuis la déclaration d'intention jusqu'à la mise en service demande entre 10 et 15 ans. La compétitivité du nucléaire reposant de plus sur la construction en série de paires d'EPR, il est inimaginable que chaque nouvelle paire fasse l'objet d'instructions aux conditions techniques différentes. Cela induirait une instabilité et un manque de visibilité incompatible avec des politiques d'investissements à long terme.

3.2. Les leviers réglementaires

Le nucléaire présente, comme les énergies renouvelables, une forte intensité capitalistique, et est particulièrement sensible au risque marché.

Une étude réalisée par Compass-Lexecon⁴⁷ montre que, si dans les années 2005-2010, une petite part des nouveaux investissements a été réalisée dans le marché dérégulé de l'électricité (principalement au Royaume-Uni, et sur des centrales à gaz) cette part n'a fait que diminuer depuis 2010. En 2020, l'essentiel des investissements est couvert par des contrats de long terme publics (par exemple des contrats d'obligation d'achat ou contrats de type Contract for Difference-CFD) ou privés (par exemple 'power purchase agreement' - PPA) c'est-à-dire hors marché.

⁴⁷ Séminaire IFNEC-NEA Ibid



Mises en service de moyens de production en Europe et cadre réglementaire au moment de la prise de décision (source : Compass-Lexecon, IFNEC-NEA seminar, 2021)

La France, pour son nouveau programme nucléaire, doit mettre en place de nouveaux mécanismes de rémunération qui permettent de diminuer le risque marché.

3.2.1. Contract for Difference (CfD)

Le CfD est un contrat bilatéral, de long terme, passé entre un producteur d'électricité qui vend son électricité sur un marché commun centralisé et le plus souvent une entité tierce (généralement dépendante de l'état) qui joue le rôle de contrepartie.

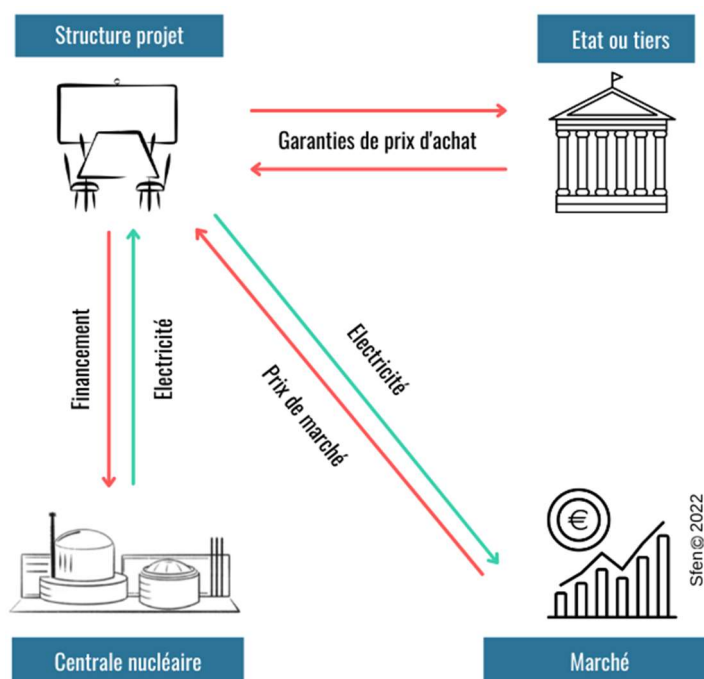
Concrètement, sur l'ensemble des volumes produits, le producteur est assuré d'un prix de vente fixe, on parle de « strike price ». On peut alors distinguer deux cas : (1) lorsque le prix de marché est inférieur au « strike price », (2) lorsque le prix de marché est supérieur au « strike price ». Dans le premier cas, le CfD engage la contrepartie à verser le différentiel de prix au producteur. Dans le deuxième cas, c'est le vendeur qui est obligé par le contrat à verser à la contrepartie l'excédent perçu lors de la vente d'électricité sur les marchés. Le mécanisme du CfD permet à l'État de partager le risque que le prix de l'électricité soit insuffisant pour rembourser les investissements sur une période donnée.

Ce mécanisme a l'avantage de fonctionner hors marché, et n'introduit donc pas de perturbation exogène : toutes choses égales par ailleurs, le CfD ne modifie pas le prix de gros, et n'est pas un facteur de distorsion de marché. Ceci est vrai dans la théorie économique, en particulier si l'acteur concerné n'exerce pas quelque forme de pouvoir de marché.

Le CfD n'est pas une garantie de rentabilité puisque la garantie ne s'applique que sur les volumes écoulés sur les marchés. Par ailleurs, l'adoption des CfD, pour se couvrir contre le risque de prix,

présente de nouveaux risques tels que le risque de marge (strike qui s'avère être trop élevé), ou des coûts de gestion relativement élevés liés aux processus de contrôle sous-jacents (Alao et Cuffe, 2021).

Plusieurs exemples d'application du CfD sur les marchés de l'électricité existent, le point important étant qu'ils ont tous été approuvés par la Commission européenne alors qu'il s'agit d'aide d'état. Nous avons présenté ci-dessus le cas de HPC, dans lequel le vendeur est l'exploitant EDF et l'acheteur, une contrepartie étatique. La figure ci-dessous reprend pour les cas (1) et (2) les différents flux financiers et physiques entre les acteurs concernés par le mécanisme :



Modèle de financement par le contrat au différence (source : SFEN)

3.2.2. Les participations d'industriels et d'énergéticiens

La crise du marché européen de l'électricité à l'automne 2021, liée à l'augmentation des prix du gaz, a remis sur la table la question d'une réforme des marchés de l'électricité.

Elle a particulièrement touché :

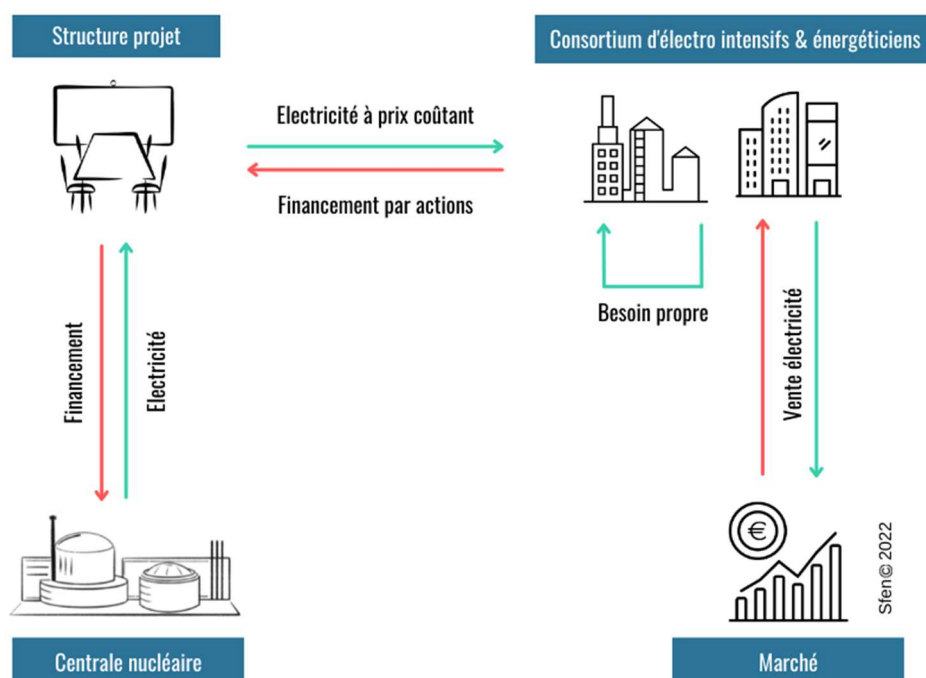
- les industriels électro-intensifs, pour qui l'électricité peut représenter jusqu'à 30 % du coût de production ;
- les fournisseurs alternatifs, certains en difficulté. Tous sont généralement critiqués pour bénéficier des avantages du parc nucléaire historique, via l'Arenh, sans en porter les coûts d'investissement ni les risques d'exploitation.
- On a vu, dans le chapitre 2, que des mécanismes existent pour associer ces acteurs au financement des investissements nucléaires. Lors de la construction du parc nucléaire, EDF avait noué des partenariats avec des énergéticiens étrangers qui, en échange d'un partage des risques de construction et de leur quote-part des coûts d'exploitation, bénéficient de droits de tirage. C'est ce modèle de coopérative Mankala en Finlande qui permet à des

industriels et des municipalités de bénéficier de droits de tirage à prix coûtant, en échange de leur investissement dans la construction d'un réacteur.

À l'heure où de nombreux industriels vont engager, comme ArcelorMittal à Dunkerque, des plans d'investissement importants pour décarboner leurs process industriels (via l'hydrogène bas carbone produit par électrolyse par exemple), il est important de pouvoir à la fois garantir leur sécurité d'approvisionnement et leur donner une visibilité sur le long terme.

La France doit mettre en place, en accord avec les autorités européennes de la concurrence, un cadre réglementaire qui permet à la fois de répondre aux besoins des clients industriels et des fournisseurs alternatifs, tout en partageant une partie des risques avec l'investisseur. Le projet Exceltium constitue une première base de travail pour de tels partenariats avec les industriels.

Modèle de coopération entre énergéticien et industriel (source : SFEN)



3.3. Intervention de l'État

3.3.1. Un État investisseur

Un moyen efficace de réduire le coût moyen du capital est que l'État décide de co-financer un projet nucléaire en investissant des capitaux publics dans l'entreprise porteuse de la maîtrise d'ouvrage.

Pour rappel, la doctrine de l'État actionnaire présentée dans le PLF 2020⁴⁸ consiste désormais en la mise en œuvre d'une politique plus sélective de l'actionnariat public, recentré autour de trois axes prioritaires. En premier lieu, les entreprises stratégiques qui contribuent à la souveraineté de notre pays (défense et nucléaire). En second lieu, les entreprises participant à des missions de service public ou d'intérêt général national ou local. Enfin, les interventions dans les entreprises lorsqu'il y a un risque systémique. Le nucléaire répond aux trois priorités.

⁴⁸ Cour des Comptes : La gestion des participations financières de l'État durant la crise sanitaire - février 2022

Cet investissement public peut passer par **un apport de capital à l'opérateur porteur des compétences de maîtrise d'ouvrage**, s'il a vocation à être public comme EDF, ou dans un véhicule dédié propriétaire des nouveaux réacteurs, dont l'État devient alors en partie propriétaire.

L'intervention de l'État dans le financement d'un projet nucléaire peut également se traduire par **l'octroi de prêts publics à l'opérateur chargé de la maîtrise d'ouvrage du programme**. Dans le cas de la France, cette voie semble toutefois limitée par le niveau de dette déjà élevé d'EDF.

La contribution de l'État au financement d'un projet nucléaire peut passer par des **crédits d'impôt en phase de construction**.

Un enjeu fondamental, dans ce schéma, est de trouver le bon équilibre entre

- l'intérêt d'une participation publique significative, laquelle présente l'avantage de réduire le coût moyen du financement ;
- et l'apport de l'opérateur du parc nucléaire existant. Ce dernier porte en effet des compétences industrielles nécessaires à l'exercice de la maîtrise d'ouvrage, ainsi que le système technique et réglementaire associé.

3.3.2. Partage du risque de construction

Dans le mécanisme actuellement en discussion pour Sizewell C, une négociation est en cours sur la question du partage du risque de construction entre le porteur du projet et l'État. Ce partage prend la forme d'un seuil de dépassement maximal, fixé à l'avance, au-delà duquel l'État prend en charge financièrement le dépassement. La contrepartie de ce partage, parce qu'il contribue là encore à un coût du capital plus bas, pourrait être, dans le cadre d'un mécanisme de CfD, un strike price plus bas pour l'industriel. Il faut rappeler que cet arbitrage, entre le contribuable et le consommateur, a été jugé par la Cour des comptes britannique, comme on l'a vu, dans son retour d'expérience sur HPC, comme étant un meilleur optimum social à l'échelle de la collectivité. C'est en effet cet arbitrage qui permet d'obtenir pour la collectivité un coût minimal et donc un prix faible (sinon le plus faible possible).

ANNEXE

MODALITÉS DE RÉMUNÉRATION AU SEIN DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité instaure, entre autres, un dispositif de soutien à l'électricité produite à partir des énergies renouvelables : l'obligation d'achat. Concrètement, sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, EDF, et les distributeurs non nationalisés sont tenus de conclure, si les producteurs de renouvelables intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité à prix fixe, pour une durée maximale de 15 ans. La mise en œuvre de ce dispositif entraîne pour les acheteurs (EDF et les autres distributeurs) des surcoûts qui sont intégralement compensés par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

En 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) réforme le financement des charges de service public. Cette réforme comporte deux volets : d'une part, les charges de service public sont désormais intégrées au budget de l'État. D'autre part, la CSPE est fusionnée à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), sous le nom de CSPE. Par ailleurs, guidée par les lignes directrices européennes sur les aides d'État exigeant des énergies renouvelables qu'elles soient progressivement exposées à la concurrence du marché, la LTECV de 2015 introduit une refonte fondamentale des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables existants. Les tarifs d'achat (« feed-in-tarifs ») qui constituaient jusque-là, le principal mécanisme de soutien, seront progressivement remplacés par un mécanisme dit de compensation qui n'est rien d'autre qu'un CfD. Pour l'heure, les dispositifs de soutien conservent l'obligation d'achat pour les petites installations renouvelables notamment telle que définie dans la loi du 10 février 2000.

Ainsi, aujourd'hui, les modalités de rémunération des renouvelables sont de deux types :

1. Dans le cadre de l'obligation d'achat, l'électricité injectée sur le réseau par les installations qui ouvrent droit à ce mécanisme, est rachetée à un prix fixe par EDF ou les distributeurs non nationalisés (cf. supra). Cette modalité de rémunération, en guichet ouvert, vise notamment les installations de faibles capacités raccordées au réseau de distribution.
2. Dans le cadre du complément de rémunération, introduit par la LTEVC, les producteurs bénéficient d'un CfD qui leur permet de bénéficier d'un niveau de rémunération de référence. Ce niveau de référence est fixé selon le type d'installations par la puissance publique (guichet ouvert) ou dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence (appel d'offres). Le complément de rémunération, qui correspond au différentiel entre le prix de marché sur lequel est vendue la production renouvelable et le niveau de prix fixé ex ante, est par définition variable. Les consommateurs finaux supportent les coûts découlant de l'obligation des fournisseurs de payer l'électricité d'origine renouvelable injectée sur le réseau.