



LIVRE BLANC

Le nucléaire en 3 actes

Acte I

**Garantir la sécurité
d'approvisionnement électrique**

Avant-propos

La Sfen a pour ambition de réfléchir à la place du nucléaire pour notre avenir commun.

Société savante, elle a la volonté d'éclairer le débat, de stimuler les esprits et de faire avancer la recherche de solutions intelligentes.

La Sfen a décidé de publier ce livre blanc à l'attention des candidats à l'élection présidentielle 2022, ainsi qu'à celle de tous les décideurs publics.

Il est le fruit des réflexions des différents groupes et sections de la Sfen, sur la base de travaux déjà publiés ou en cours.

Il comprend 3 actes. Ce premier acte est consacré à « garantir notre sécurité d'approvisionnement électrique ». Il a vocation à éclairer le débat pendant l'élection à venir et au-delà.

La Sfen

La Société française d'énergie nucléaire (Sfen) est une association scientifique et technique à but non lucratif, qui rassemble 4 000 professionnels, ingénieurs, techniciens, chimistes, médecins, professeurs, et étudiants, des sites industriels et des organismes de recherche nucléaire français. Sa mission est le développement des connaissances de toutes celles et ceux qui s'intéressent à l'énergie nucléaire.

Contact presse

Ludovic Dupin
Directeur de l'information

—

06. 47.43.93.48

ludovic.dupin@sfen.org

1.1

**Réévaluer le calendrier de fermeture
des réacteurs nucléaires d'ici 2030**

p. 1 à 3

1.2

**Mettre en place un nouveau mécanisme
de rémunération du nucléaire**

p. 5 à 9

1.3

**Recherche & développement : adapter les
installations aux enjeux de long terme**

p. 11 à 15

1.4

**Europe : renforcer les dispositifs communs
de prospective, d'alerte et de concertation**

p. 17 à 19

1.5

**Lancer un programme de construction
d'une série d'au moins trois paires d'EPR2**

p. 21 à 24

Introduction

L'électricité est, plus que jamais, indispensable dans nos vies et nos économies. Certains besoins, comme l'éclairage ou les communications, ne peuvent être satisfaits que par l'électricité.

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité stipule qu'il a pour objet de « garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général ».

Selon le ministère de la Transition écologique, la sécurité d'approvisionnement électrique peut se définir comme « la capacité du système [électrique] à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché »^{4,5}.

Impératif de continuité de service

La peur des coupures de courant, qui avait disparu de la vie des Français et des Européens, redevient une préoccupation. Ainsi, une étude du CSA⁶ pour EDF montre que, si on interrogeait en 2020 les Français sur les sujets qui les préoccupaient le plus sur l'énergie, seulement 14 % mettaient alors le « risque de pénurie d'électricité en période de grand froid » en première ou seconde position. Cette part a atteint 21 % (soit un Français sur cinq) en 2021.

En Allemagne, les autorités de l'État de Rhénanie du Nord-Westphalie ont organisé⁷ début octobre 2021 leur première « Journée de la protection contre les catastrophes », avec des instructeurs de la ville de Bonn enseignant aux citoyens comment s'en sortir « en cas de panne de courant prolongée ».

Il est vrai qu'aux États-Unis, les délestages au Texas en février 2021, ont marqué l'opinion. Causées par une hausse de la demande (grand froid) et une indisponibilité de nombreux moyens de production, 4,5 millions⁸ de personnes ont été privées d'électricité pendant plusieurs jours. Le coût a été à 195 milliards de dollars et à plus de 150 décès directs ou indirects.

Exigence d'un « coût raisonnable

Cette question est aussi revenue au cœur de l'actualité, avec la crise des marchés du gaz à l'automne 2021. Il a entraîné une hausse rapide et massive des prix de gros de l'électricité en Europe. Elle a montré le manque de résilience de l'Union face aux aléas énergétiques, et la nécessité de préparer des trajectoires robustes pour faire face à des crises imprévisibles.

Le fonctionnement du marché européen du marché de l'électricité, déjà fragilisé par le développement des énergies renouvelables variables, a montré, dans ces conditions, certaines limites. En France, le parc nucléaire a protégé en grande partie les particuliers de la volatilité des prix, en alimentant le marché par une quantité importante d'énergie à un prix stable et compétitif.

Cette électricité profite aussi bien aux offres réglementées qu'à certaines offres de marché. Lors de la même période, le prix de l'électricité pour les consommateurs particuliers espagnols a quadruplé en quelques semaines⁹.

⁴ Mtes PPE 2020

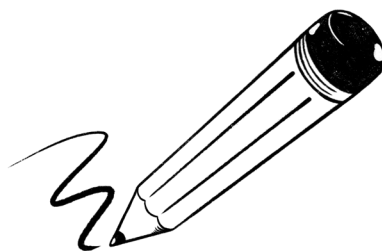
⁵ Ce critère a été reformulé de manière plus technique dans le code de l'énergie (articles L 141-7 et D 141-12-6) « la sécurité d'approvisionnement électrique vise à éviter la défaillance du système électrique selon un critère, fixé par le ministère chargé de l'énergie, tenant compte du coût de l'énergie éventuellement non distribuée »

⁶ CSA Echantillon national représentatif de 2021 personnes âgées de 18 ans et plus, enquête du 18 janvier au 8 février 2021

⁷ News 24, Octobre 2021

⁸ Wikipedia : 2021 Texas power crisis

^{9,10} SAGES (2019)



Leviers disponibles concrètement

La sécurité d’approvisionnement des systèmes électriques repose aujourd’hui à la fois :

Sur un mix de moyens de production diversifié

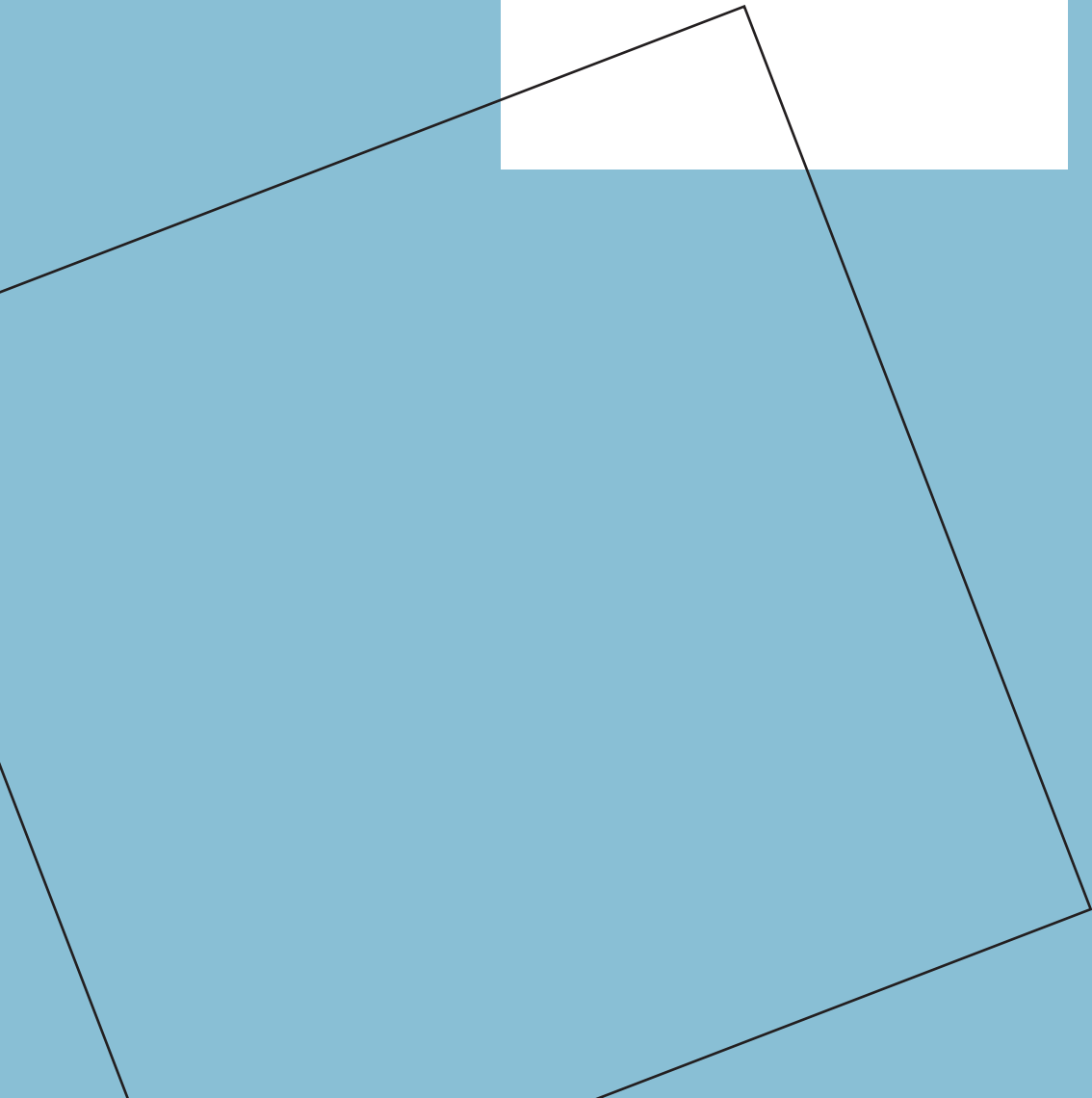
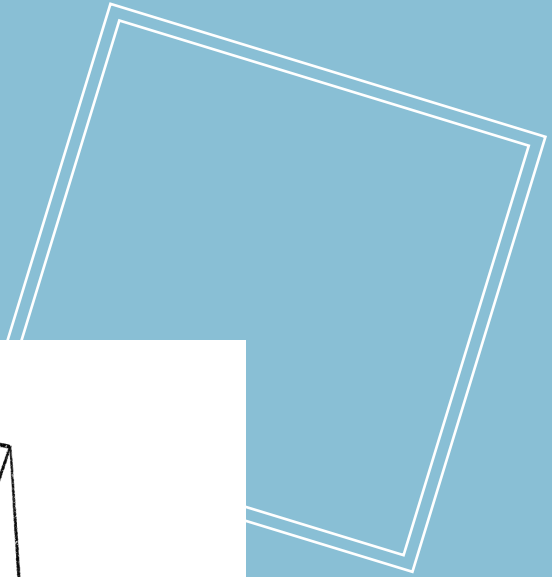
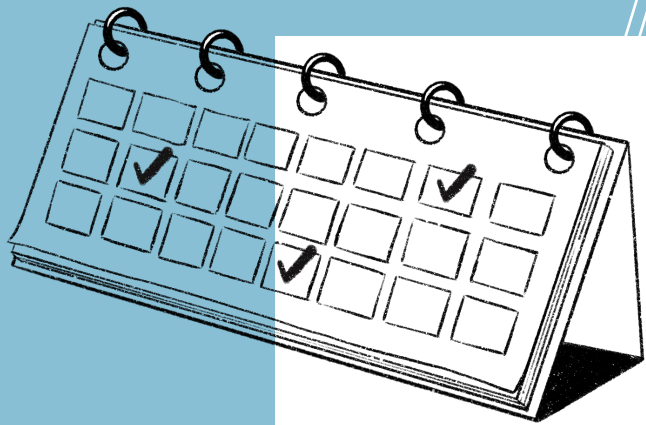
S’ils participent à la sécurité d’approvisionnement, les outils variables comme le solaire et l’éolien produisent de manière indépendante de la demande. En l’absence de stockage à grande échelle, la part dans le système électrique **de moyens de production pilotables** est déterminante pour la continuité de service. Ils permettent d’équilibrer l’offre (la production) et la demande (consommation) d’électricité. En France, le parc nucléaire, avec les moyens hydrauliques, qui est à la fois pilotable et bas carbone, constitue le socle de notre sécurité approvisionnement.

Sur la part nationale des importations de combustibles pour produire de l’électricité.

En France, cette part est quasi nulle. En revanche, notre pays peut s’affranchir des variations conjoncturelles des prix en constituant **des stocks de combustibles importés**. Il est d’autant plus facile de stocker de l’uranium que sa densité énergétique est très élevée, beaucoup plus élevée que le pétrole, le gaz ou le charbon dont les stocks sont contraints par des limites physiques.

Ainsi, la France dispose de 10 ans de stock stratégique d’uranium, ce qui correspond à 10 ans de production de son parc nucléaire actuel. En comparaison, les réserves d’hydrocarbures représentent moins de six mois de la consommation annuelle française¹⁰.

Valérie Faudon
Déléguée générale de la Sfen



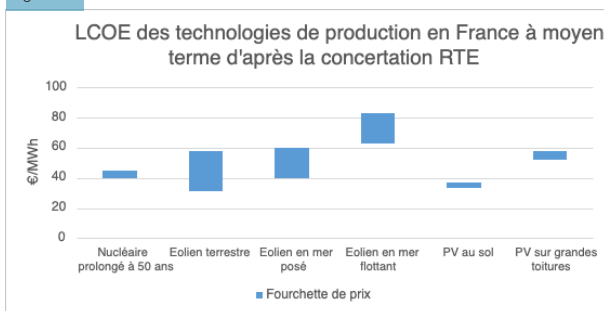
1.1

Réévaluer le calendrier de fermeture des réacteurs nucléaires d'ici 2030

Une étude¹¹ publiée par l'AIE et l'OCDE-AEN en décembre 2020 avec des données collectées sur 234 centrales électriques dans 24 pays conclut que l'exploitation des réacteurs nucléaires dans la durée est la solution de production d'électricité la plus compétitive aujourd'hui dans le monde.

Au niveau français, sur la base de la concertation menée par RTE à l'occasion du cadrage de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » (FE2050), la Cour des Comptes a établi une fourchette entre 40 et 45 €/MWh¹² en 2030 pour le coût de production du nucléaire prolongé à 50 ans. Ce montant reste très compétitif (figure 1) par rapport aux autres énergies, malgré les gains réalisés par les énergies renouvelables.

Figure 1



Source : Cour des Comptes/RTE pour le nucléaire et RTE FE2050 pour les renouvelables.

Cependant, considérer les seuls coûts de production est désormais insuffisant. Avec la croissance de la part des énergies renouvelables intermittentes, il est nécessaire de prendre en compte les coûts complets des mix électriques.

En plus de la production, il faut donc calculer les coûts d'équilibrage du réseau (coûts systèmes), qui sont bien plus élevés quand il s'agit d'intégrer des énergies variables (solaire, éolien) que pour des énergies pilotables (nucléaire, hydroélectricité). La compétitivité du nucléaire s'en trouve renforcée.

¹¹ Projected Costs of Electricity, OCDE-NAE, décembre 2020

¹² L'analyse des coûts du système de production électrique en France, Cour des Comptes, décembre 2021

¹³ Décret du 21 avril 2020

Une trajectoire de fermeture anticipée de 12 réacteurs

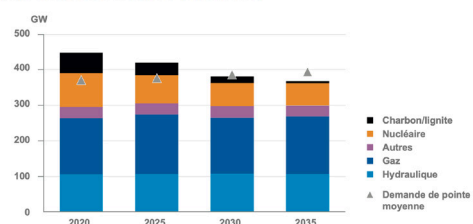
La loi Énergie-Climat du 8 novembre 2019 a fixé à 50 % l'objectif de la part de production nucléaire dans le mix électrique à 2035. En plus de l'arrêt définitif des deux tranches nucléaires de Fessenheim en 2020, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)¹³ a prévu la mise à l'arrêt définitif à partir de 2027, et potentiellement dès 2025, de 12 réacteurs de 900 MW avant 2035. L'activation de l'option de fermeture de deux réacteurs à l'horizon 2025-2026 est conditionnée à certains critères, dont celui de la sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, la loi « Climat et Résilience »¹⁴ d'août 2021 (article 84) impose désormais à l'État de tenir compte, lorsqu'il décide de fermer un réacteur nucléaire, des objectifs de sécurité d'approvisionnement et de réductions des émissions de gaz à effet de serre.

Des perspectives dégradées, et la nécessité de reconstituer des marges

En janvier 2021, France Stratégie¹⁵ (figure 2) évaluait à 110GW la puissance pilotable qui devait être retirée du réseau européen d'ici 2030-2035, sur un total de 550GW en 2020. L'institution alertait que, dès 2030, la France et les pays limitrophes ne disposeraient plus de suffisamment de moyens de production d'électricité pilotables pour satisfaire toutes les demandes de pointes moyennes.

Prévision de capacités électriques pilotables de la France et des pays européens limitrophes (2020-2035)

Figure 2



Lecture : la demande de pointe moyenne pour la France est celle évaluée par RTE dans son bilan prévisionnel et pour les autres pays par les organismes accrédités correspondants.

Source : France Stratégie d'après des hypothèses de RTE, BNetzA, BMWi, Elia

¹⁴ Loi du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

¹⁵ Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ? France Stratégie, janvier 2021

Si la France disposait traditionnellement de marges importantes de production, elle a entamé, entre 2010 et 2020¹⁶, la fermeture de ses grandes installations les plus polluantes : 7,1GW de centrales fioul et 5GW de centrales charbon. Elle a aussi décidé de fermer prématurément les deux réacteurs de Fessenheim (1,8GW) en 2020. Malgré une augmentation (3,6GW) de capacité de production en centrales à gaz, **le système électrique français a perdu au total plus de 10GW de capacités pilotables.**

En mars 2021, dans son bilan prévisionnel 2030¹⁷, RTE insistait sur la nécessité de « **reconstituer des marges au-delà du respect strict du critère réglementaire** », afin d'augmenter la résilience du système électrique à certains aléas. Il recommandait de maintenir les réacteurs actuels à l'horizon 2025, en estimant que « **le cumul de configurations défavorables ne peut être exclu** » : la maîtrise du programme de travaux en cours sur le parc nucléaire (grand carénage), le rythme de mise en service des parcs éoliens en mer, l'inflexion de la trajectoire sur le solaire, ou encore la conséquence de la fermeture du nucléaire en Allemagne et en Belgique.

Interrogé sur la revue à la baisse de la production du parc nucléaire pour l'hiver 2022, en raison d'une accumulation d'événements, le Président de l'ASN a rappelé qu'il redoutait « une tension sur le système électrique qui pourrait mettre des décisions de sûreté en concurrence avec des décisions de sécurité électrique ». Il commente : « l'ASN a maintes fois exprimé le besoin de maintenir des marges sur le dimensionnement du système électrique et des installations, pour pouvoir faire face à ces aléas. Or aujourd'hui, il n'y a pas de marge ! ».

La nécessité d'une trajectoire robuste à 2030

Dans son rapport FE2050, RTE revoit à la hausse, par rapport à ses travaux précédents, les perspectives de consommation d'électricité à 2030. Il s'agit de prendre en compte les nouveaux objectifs 2030 fixés par le paquet européen « Fit for 55 ». Ce dernier vise une réduction des émissions nettes de 55 % d'ici 2030, contre 40 % précédemment. Une telle stratégie implique une nouvelle accélération de l'électrification des usages dans les transports, l'industrie et le bâtiment.

Enfin, la prévision de consommation 2030 doit prendre en compte la nouvelle ambition française

de production d'hydrogène bas carboné, laquelle doit représenter 5 % de la consommation électrique en 2030.

Pour atteindre cette nouvelle cible, RTE conclut dans FE2050 que la France doit maximiser sa production d'électricité bas carbone, et donc **mettre en place une logique d'addition des moyens de production nucléaire et renouvelables, plutôt qu'une logique de substitution.** Il recommande, dans le cadre de la future PPE, de débattre de « l'option d'étaler la trajectoire de fermeture des réacteurs ». La Sfen rappelle que, grâce aux interconnexions, et parce que la production de nos voisins reste majoritairement carbonée, la France sera toujours en mesure d'exporter son électricité bas-carbone excédentaire, ce qui la prémunit de tout risque d'actifs échoués, pour des raisons économiques ou climatiques.

Le Président de l'ASN, interrogé par le Monde¹⁸ sur la feuille de route de la PPE de mettre à l'arrêt 12 réacteurs d'ici 2035, en plus de Fessenheim, a déclaré que : « Compte-tenu du développement prévisible des usages électriques dans les prochaines années, la situation actuelle de tension devrait conduire le gouvernement à se réinterroger sur ce choix ». RTE précise dans son étude FE2030 que « **le maintien¹⁹ de l'intégralité du parc nucléaire en fonctionnement à l'horizon 2030 présente des marges significatives** ».

Réévaluer le calendrier de fermeture des réacteurs originellement prévu devrait permettre à la France de reconstituer les marges dont elle a besoin d'ici à 2030 pour à la fois être en mesure de satisfaire la hausse de la demande électrique nécessaire à la décarbonation, et se prémunir des incertitudes sur la stratégie de ses voisins et le rythme de déploiement des énergies renouvelables.

Au-delà de la question de la sécurité d'alimentation, RTE confirme que « **la fermeture anticipée des réacteurs nucléaires aurait un effet haussier, toutes choses étant égales par ailleurs, sur les émissions en France et dans les pays voisins** ». Selon des travaux de la Sfen, la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim a entraîné, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation durable des émissions de CO2 évaluée entre 6 et 10 millions²⁰ de tonnes de CO2 par an l'équivalent des émissions annuelles d'une ville comme Glasgow.

¹⁶ RTE, Futurs énergétiques 2050, 2021

¹⁷ RTE bilan prévisionnel 2030, 24 mars 2021

¹⁸ « La poursuite de fonctionnement des réacteurs nucléaires d'EDF ne doit pas être la variable d'ajustement de la politique énergétique française », Le Monde, janvier 2022

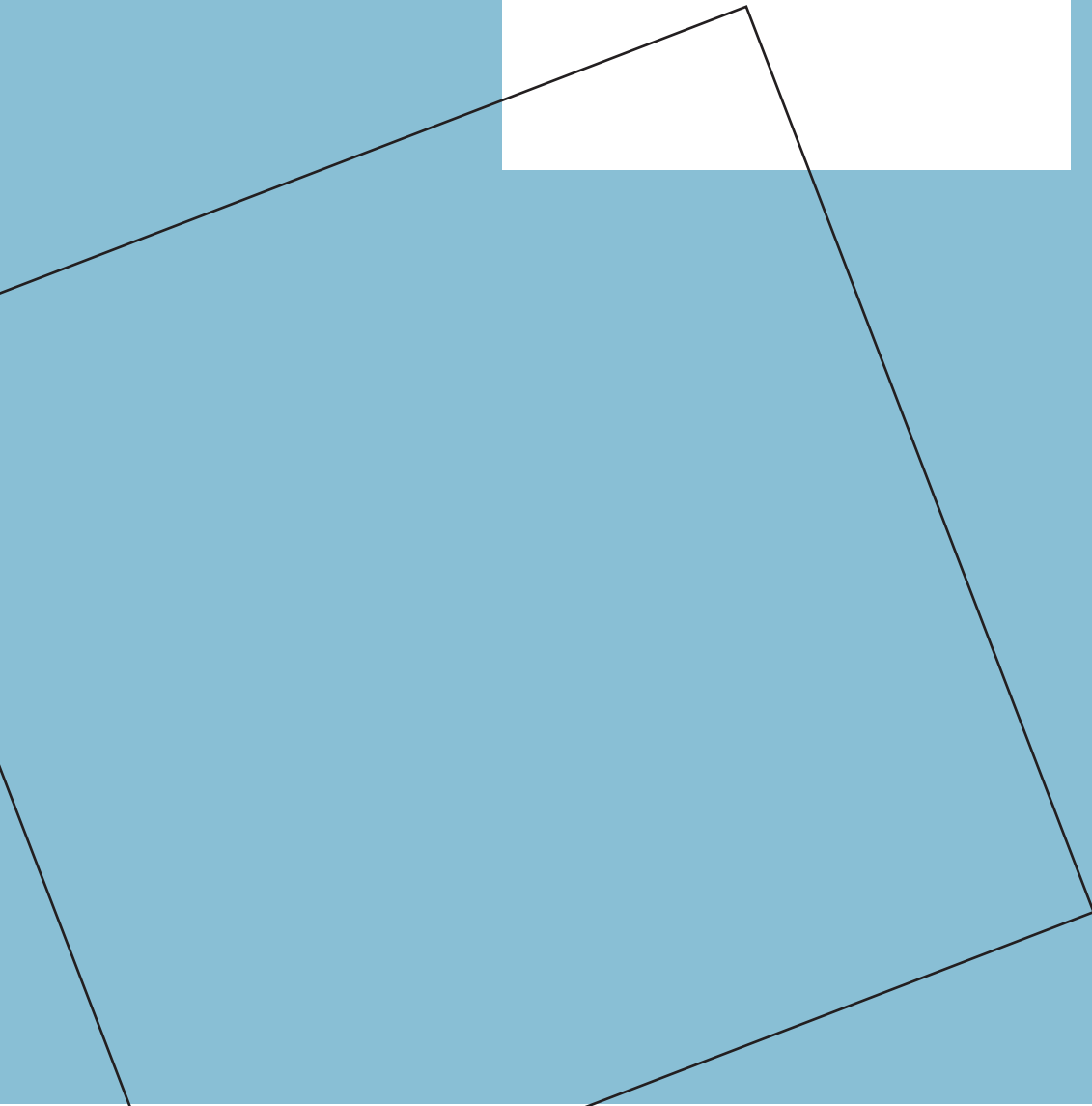
¹⁹ Scénario N03 : le parc nucléaire existant est exploité le plus longtemps possible

²⁰ « Fermeture de Fessenheim, pour le climat on repassera », Sfen, février 2020

Proposition I.1 : Réévaluer le calendrier de fermeture des réacteurs nucléaires d'ici 2030

Tout projet de fermeture doit s'appuyer au préalable sur des études précises évaluant la robustesse en termes de sécurité d'approvisionnement (stress tests) et d'émissions de CO2 du système électrique européen.

La trajectoire révisée doit être prudente et préserver des marges importantes. Elle doit aussi s'appuyer sur le retour d'expérience des conséquences climatiques, économiques et sociales de la fermeture de la centrale de Fessenheim en France, ainsi que celles des centrales allemandes et belges à venir.



1.2

Mettre en place un nouveau mécanisme de rémunération du nucléaire

Comme on l'a vu dans le chapitre précédent, l'exploitation du parc nucléaire actuel dans la durée restera en France une source de production d'électricité extrêmement compétitive pour les années qui viennent. L'étude FE2050 de RTE conclue aussi que, à l'horizon 2050, les trajectoires qui comporteront le socle le plus important de nucléaire, seront aussi celles où le coût total du système électrique sera le plus faible.

À noter que le coût d'un futur système électrique, combinant nucléaire et renouvelables, ne dépendra aussi plus des fluctuations de marchés des commodités fossiles, reflets directs des conditions économiques et tensions géopolitiques.

La question essentielle qui se pose aujourd'hui concerne le mécanisme qui doit être mis en place pour à la fois **faire bénéficier les consommateurs, particuliers et industriels, de cette compétitivité et de cette stabilité.**

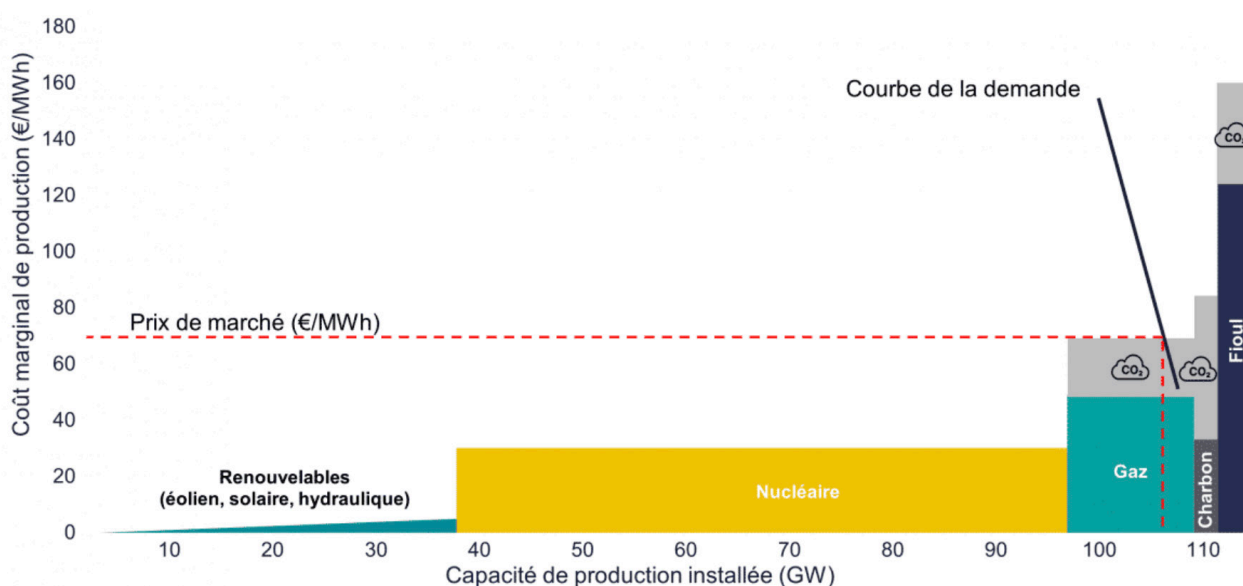
Dans le même temps, il doit, symétriquement, couvrir effectivement tous les coûts et **inciter l'investissement dans les moyens de production nucléaire.**

Un marché européen de l'électricité qui subit la récente crise du gaz

La libéralisation des marchés européens de l'électricité a optimisé depuis 20 ans le marché de gros européen interconnecté de l'électricité. Aujourd'hui s'applique la logique dite de « merit order » (préséance économique). Dans la mesure où l'électricité ne se stocke pas, les différentes unités de production électrique sont appelées au fur et à mesure, en fonction de leurs coûts marginaux croissants, pour couvrir la demande à un instant donné. Cette optimisation au jour le jour s'opère à l'échelle de l'Europe et les échanges entre les pays tirent parti de la complémentarité des moyens de production d'un pays à l'autre.

Les centrales thermiques à gaz représentent aujourd'hui 20 %²¹ environ de la production d'électricité européenne. Sur les marchés journaliers, elles fournissent très souvent la production marginale (*figure 3*), ce qui entraîne une dépendance importante des prix sur les marchés de l'électricité et de ceux du gaz.

Figure 3



Source : Omnegy

²¹ AIE

Pour des raisons structurelles et conjoncturelles (sortie de la pandémie), les marchés mondiaux du gaz ont connu une envolée des prix forte à l'automne 2021 (figure 4). Ceci a eu pour conséquence une hausse des prix sur les marchés de gros de l'électricité, amplifiée dans une moindre mesure par la hausse du prix du CO2 (ETS, marché des quotas d'émissions de CO2). Cette dernière pourrait être durable, du fait du rehaussement des ambitions de décarbonation de l'UE.

Cette situation critique, qui impacte aujourd'hui les factures des consommateurs, particuliers et industriels montre les limites actuelles du fonctionnement du marché de l'électricité. Elle a poussé certains gouvernements, dont la France, à proposer une réforme du marché de l'électricité, qui permet de décorrélérer les prix de l'électricité et ceux du gaz. Cette proposition n'a pas fait l'objet pour le moment d'un consensus²² à Bruxelles.

Protéger les consommateurs (particuliers et entreprises) contre la volatilité des prix du marché de gros.

En France, il y a un décalage particulièrement important entre la très faible dépendance du mix français aux énergies fossiles (moins de 10 % de la production, grâce au nucléaire et aux renouvelables) et la forte sensibilité des prix de gros au cours de ces mêmes énergies fossiles.

Selon la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE)²³, fin mars 2021, les tarifs réglementés

de vente d'électricité représentent environ 70 % de la consommation des particuliers et des petits professionnels éligibles. Ces mécanismes protègent relativement bien, en période normale, les consommateurs de la volatilité des prix de marché. Ils sont en effet construits autour d'un socle nucléaire, sur la base du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh). Ils comprennent, depuis une réforme de 2014, une part d'achats sur les marchés de gros de l'électricité.

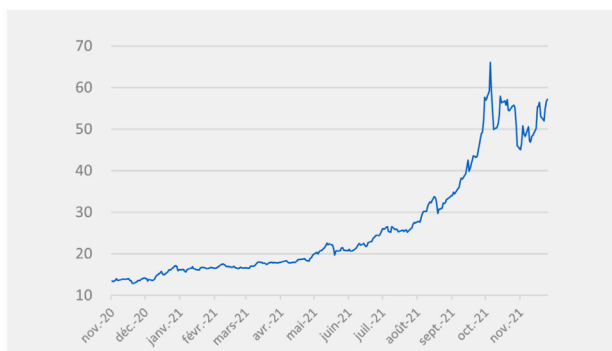
Les industriels, grands consommateurs d'électricité, ont aussi besoin de visibilité et de stabilité des prix sur le long terme.

Selon l'Insee, la consommation électrique de l'industrie manufacturière française en 2018 était de l'ordre de 115 TWh, soit presque le quart de la consommation d'électricité française. Selon l'Uniden²⁴, cette quantité pourrait être amenée à doubler d'ici 2050, en fonction de différentes hypothèses d'électrification des procédés et de réindustrialisation.

Pour certains industriels les plus « électro-intensifs », comme dans les secteurs de l'aluminium ou du chlore, l'énergie représente 40 à 50 % du prix de revient de leurs produits²⁵.

Dans le contexte de la crise des prix de l'électricité de l'automne 2021, ces industriels ont déclaré²⁶ qu'il était désormais nécessaire de « **trouver des solutions concrètes** » pour leur permettre de contracter sur le long terme, à des conditions prévisibles et compétitives, pour leur approvisionnement en électricité.

Evolution des prix du gaz depuis 1 an (en €/MWh)



(source EEX - 25 novembre 2021) EEX PEG Futures Year-Ahead

Évolution du prix de l'électricité depuis 1 an (en €/MWh)



(source EEX - 25 novembre 2021) EEX French Power Future Year-Ahead Baseload

Figure 4

Source : Opera Energie, notes d'analyse des prix du gaz et des prix de l'électricité, Nov-Dec 2021, Source EEX

²² Réforme du marché de l'électricité : le non ferme de Berlin à Paris, Les Échos, octobre 2021

²³ Rapport TRVE, CRE, 2021

²⁴ Étude YGRASILL, Uniden, octobre 21

²⁵ UNIDEN

²⁶ Communiqué Uniden, 2 décembre 2021

De plus, le manque de visibilité au-delà de 2025 (fin du mécanisme Arenh) peut freiner à court terme les investissements dans les solutions de décarbonation comme l'électrification des procédés industriels. Confrontés au même problème, les industriels finlandais ont eu recours au système de coopérative « Mankala »²⁷. Ayant investi en tant qu'actionnaires dans la construction de la centrale nucléaire d'OL3 (TVO), les industriels et municipalités auront la possibilité désormais d'acheter l'électricité produite directement à prix coûtant.

Adresser des signaux de long terme aux investisseurs pour qu'ils engagent les travaux sur le parc nucléaire actuel et dans des projets de nouvelles constructions nucléaires.

Aujourd'hui, en principe, les opérateurs des unités de production d'électricité en Europe se rémunèrent sur les marchés de gros de l'électricité, qui permettent d'équilibrer, à court terme, l'offre et la demande d'électricité. Si ce marché semble pertinent pour sa capacité à donner aux opérateurs de bons signaux à court terme, il est en revanche peu adapté pour donner des signaux aux investisseurs de long terme.

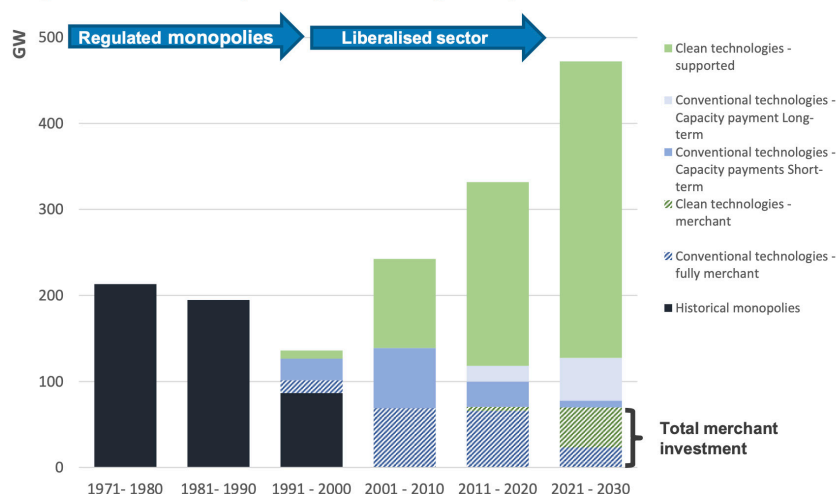
Avec l'augmentation de la part des renouvelables variables dans le mix électrique européen, le marché sera soumis à une volatilité croissante. Des prix nuls, voire négatifs, apparaissent en cas de surplus liés

à une production renouvelable abondante et des prix très élevés dans des situations de déséquilibre entre l'offre et la demande. Ceci représente un risque marché de plus en plus important pour des investisseurs qui doivent s'engager dans des projets de production bas carbone (renouvelables, stockage, nucléaire) très intensifs en capital. Ceux-ci se retrouvent sans visibilité sur la rémunération future qu'ils obtiendront de leur investissement. L'enjeu est d'autant plus important pour les projets nucléaires : ils sont spécifiques par leur taille (8 à 9 milliards d'investissements de développement et construction par réacteur de type EPR2) et par leur durée (de 10 à 15 ans). Pendant cette période, l'investisseur ne perçoit aucun revenu du réacteur, puisque ce dernier ne produira de l'électricité qu'une fois mis en service.

Une étude réalisée par Compass-Lexecon²⁸ (figure 5) montre que, si dans les années 2005-2010, une part significative 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. Ainsi, elle ne représente plus qu'un quart environ des nouveaux investissements en 2020, l'essentiel étant 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.

Figure 5

Capacity additions in Europe based on the regulatory framework when the decision was taken



Source: Compass-Lexecon, IFNEC-NEA seminar, 2021

²⁷ Les coûts de production du nouveau nucléaire français, 2018

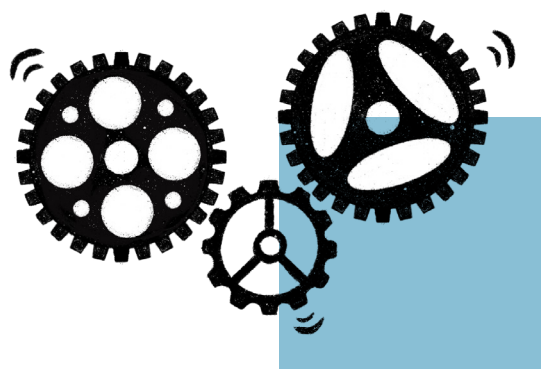
²⁸ Séminaire IFNEC-NEA Ibid

Depuis 2003, en France, les énergies éolienne et solaire bénéficient de mécanismes sécurisant les revenus de leurs exploitants. Il s'agit de contrats publics de long terme, au début utilisés pour aider à leur démarrage, et aujourd'hui pour les soutenir alors même qu'elles ont atteint la phase de maturité technologique. En France²⁹, la loi de 2015 dite LTECV³⁰ prévoit deux mécanismes : les contrats en obligations d'achats à prix fixe pour une durée de 12 à 20 ans, et les compléments de rémunération, qui consistent à verser une prime au producteur en complément de la vente sur le marché.

Tous deux sont conçus pour permettre aux investisseurs de couvrir le coût complet de leur installation tout en leur garantissant une rentabilité normale pour leur projet. Le coût de ce soutien est budgétisé depuis 2016.

Les charges en métropole ont été de 4,8 milliards d'euros³¹ pour les énergies solaire et éolienne pour l'année 2020.

Du côté nucléaire, une approche similaire a été retenue pour de nouveaux projets. La Commission européenne a donné son accord à un mécanisme de soutien pour la construction de la centrale d'Hinkley Point C pour des « Contract for Difference » (CFD), similaire à un complément de rémunération, qui garantit à EDF Energy un niveau de revenu sur 35 ans. Il faut noter que, dans le cas anglais, le même mécanisme de CFD s'applique à la fois au nucléaire et aux renouvelables, mais pour des montants et des durées différentes, pour prendre en compte les services offerts par les différentes technologies.



²⁹ Ministère de la Transition écologique - Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, juillet 2021

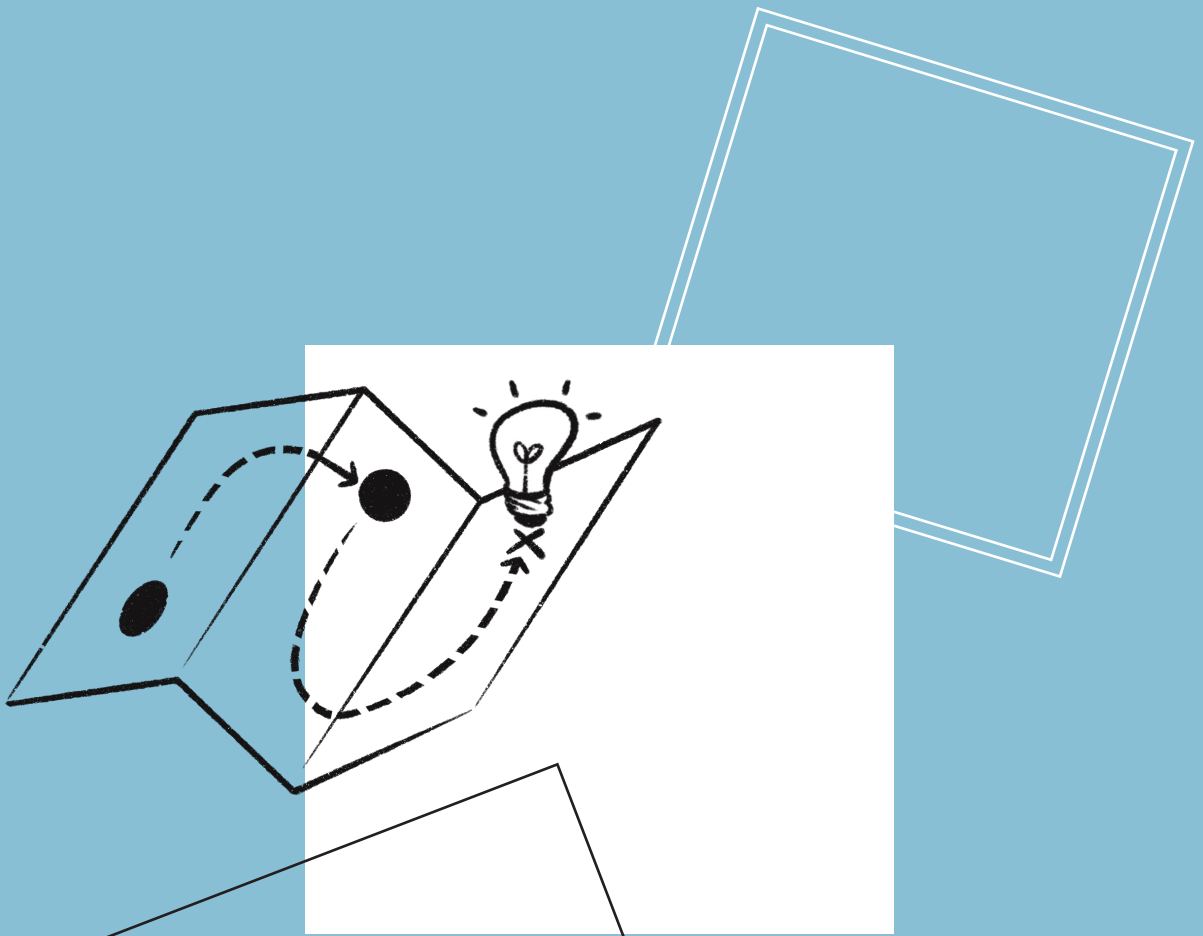
³⁰ Loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte, 17 août 2015

³¹ CRE : Délibération de la CRE du 15 juillet 2021 annexe 3

Proposition 1.2 : Mettre en place un nouveau mécanisme de rémunération du nucléaire

Mettre en place des mécanismes de rémunération du nucléaire similaires à ceux des énergies renouvelables (CFD-complément de rémunération) qui :

- pourraient s'appliquer à la fois à la rémunération du parc actuel et à celle des nouvelles constructions ;
- couvriraient les frais d'exploitation et les investissements de manière équilibrée entre les différents acteurs de marché ;
- permettraient aux consommateurs, particuliers et entreprises, de bénéficier de la compétitivité et de la stabilité des coûts de production du nucléaire.



1.3

Recherche & développement : adapter les installations nucléaires aux enjeux de long terme

Le nucléaire est une industrie d'infrastructure et de temps longs : L'EPR est conçu dès l'origine pour opérer soixante ans. Afin d'assurer notre sécurité d'approvisionnement électrique dans la durée, notre parc nucléaire, qui est amené aussi à se renouveler via de nouvelles constructions, doit répondre aux exigences croissantes en matière de sûreté. Ces exigences sont portées de manière incrémentale par les réexamens périodiques décennaux auxquels sont soumis les réacteurs tout au long de leur durée d'exploitation.

Le parc nucléaire doit se préparer et s'adapter pour faire face à trois grands défis : le changement climatique, la part croissante des renouvelables variables sur le réseau électrique, et aussi la possible nécessité d'exploiter certaines unités du parc nucléaire au-delà de soixante ans.

Ces préparations peuvent s'avérer nécessaires non seulement pour garantir la résilience de notre socle nucléaire dans la durée, mais seront aussi des opportunités commerciales pour l'industrie française pour contribuer à la résilience des parcs nucléaires étrangers.

La résilience au changement climatique

Le changement climatique est susceptible d'augmenter les occurrences d'événements extrêmes variés. Les installations nucléaires sont conçues et dimensionnées dès le départ en fonction des conditions naturelles et climatiques du site où elles sont implantées. Il convient de réexaminer périodiquement si ce référentiel doit évoluer afin d'adapter, si cela est nécessaire, les installations à de futurs événements météorologiques extrêmes qui seraient susceptibles d'affecter la disponibilité des installations : pluies, dépressions, grands chauds, grands froids, grands vents, etc.

Ainsi le réchauffement des mers, et la fonte des calottes glaciaires, vont engendrer une hausse du niveau de la mer, que le Giec a estimé entre 30 et 80 cm d'ici à 2100³². Cette hausse est déjà prise en compte lors des réexamens périodiques des niveaux marins maximums qui dimensionnent les protections des centrales nucléaires en bord de mer. Ainsi, la centrale de Gravelines, dans les Hauts de France sera bientôt encerclée par une digue de trois kilomètres de long et de plus de quatre mètres de haut pour se protéger du risque inondation, dans le cadre des actions post-Fukushima.

Météo France prévoit une augmentation de la durée et de l'intensité des vagues de chaleur en France métropolitaine³³. « Alors qu'on comptait en moyenne moins de cinq jours de vagues de chaleur sur la période 1976-2005, on estime qu'il y a trois chances sur quatre pour que ce nombre augmente au moins de cinq à dix jours dans le sud-est, et de zéro à cinq ailleurs d'ici 2050 », explique-t-elle. Il est aussi prévu que la durée des événements chauds va tendre à s'accroître : les vagues de chaleur pourront s'étaler sur plusieurs semaines consécutives. Ces événements affecteront le système électrique dans son ensemble, que ce soit la consommation, les différents moyens de production et les réseaux de transport et de distribution.

Le réchauffement climatique n'est pas un obstacle au fonctionnement des centrales nucléaires. Plusieurs centrales nucléaires fonctionnent aujourd'hui dans des situations de dans des milieux chauds et arides. La centrale de Palo Verde aux États-Unis, d'une puissance de 4GW, située dans le désert de l'Arizona, est refroidie avec les eaux usées de villes avoisinantes, dont la ville de Phoenix. De la même façon, les six réacteurs espagnols situés sur des fleuves et des rivières³⁴ ont montré ces dernières années une bonne disponibilité.

³² IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate, 2019

³³ Prévoir et se protéger, RGN, mars-avril 2021

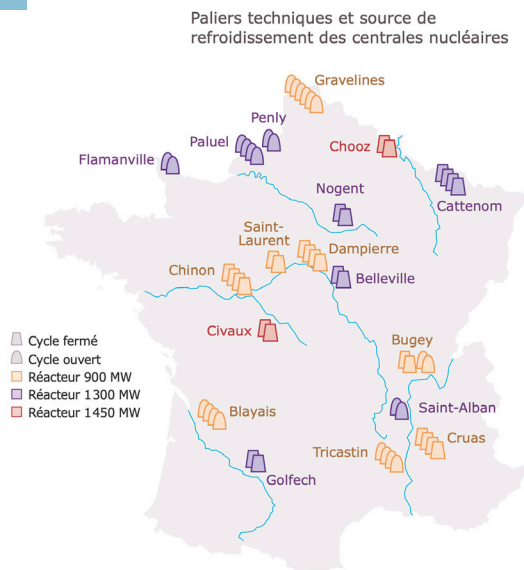
³⁴ Canicule, sécheresse... pourquoi le parc nucléaire espagnol est-il peu sensible aux aléas climatiques ?

Blog énergie et développement, août 2021

Les centrales ne « surchauffent » pas, mais leur fonctionnement est encadré par des limites réglementaires qui peuvent être contraignantes en situation de canicule. La disponibilité des différentes centrales nucléaires est alors fonction des limites fixées lors de leur autorisation (propres à chaque site), de la nature de leur source froide (mer, fleuve ou rivière) et de leur type de système de refroidissement (circuit ouvert ou circuit fermé avec aérorefrigérant). En cas de canicule ou de sécheresse importante, certains réacteurs doivent baisser leur production, voire s'arrêter, pour respecter les limites réglementaires qui sont fixées site par site par l'ASN. Ces arrêts ou réductions de puissance de réacteurs n'ont pas pour origine le manque d'eau, mais le souci de prélever moins d'eau ou d'en limiter l'augmentation de température, pour des raisons environnementales, principalement la protection de la faune.

Selon RTE, sur les 14 dernières années, 90 % des pertes de production dues aux indisponibilités dites « climatiques » (canicules et sécheresses) ont été concentrées sur 4 des 18 sites (figure 6).

Figure 6



Source : RTE BP 2050

La production perdue a été en moyenne inférieure à 0,3 %^{34a} de la production annuelle.

Cela n'a pas de conséquence sur la sécurité d'approvisionnement électrique, dans la mesure où la consommation d'électricité en été est très inférieure à la consommation hivernale. RTE précise d'ailleurs qu'en 2050, les configurations les plus à risque pour le système électrique ne seront pas en été, mais des situations en hiver où pourront se conjuguer à la fois une température froide et un manque de vent sur l'ensemble de l'Europe.

Un effort de R&D doit être réalisé pour développer les solutions techniques qui permettront d'accompagner le parc nucléaire.

La manœuvrabilité des réacteurs nucléaires dans des systèmes électriques avec une forte part d'énergies renouvelables

Pour rappel, l'électricité ne se stocke pas à grande échelle. Le gestionnaire du réseau de transport (RTE en France) doit assurer à tout moment l'équilibre entre la demande des consommateurs et la production.

La consommation d'électricité fluctue dans la journée, mais aussi au cours de la semaine et de l'année. La consommation est plus forte en journée que dans la nuit, en jours ouvrés que le weekend, et en hiver par rapport à l'été. Les variations hebdomadaires actuelles sont de 20 à 30 GW.

La production des énergies éolienne et solaire varie dans la journée en fonction des conditions de vent et d'ensoleillement. Leur part est en forte croissance à la fois en France et chez nos voisins européens avec lesquels nous sommes de plus en plus interconnectés. Aujourd'hui, la plupart des réacteurs nucléaires dans le monde fonctionnent en mode dit « de base ». Ils fournissent au système électrique une puissance électrique constante. Cependant, les réacteurs nucléaires peuvent aussi être adaptés pour fonctionner en mode dit « flexible » ou de « suivi de charge ». Le réacteur varie alors sa puissance dans la journée pour suivre une courbe de charge, définie par le gestionnaire, afin d'assurer l'équilibre du réseau.

^{34a} RGN 31 Juillet 2018: comment les centrales nucléaires réagissent-elles face aux canicules?

En France, tous les réacteurs nucléaires sont déjà capables de fonctionner en mode flexible. Ils peuvent ainsi passer de 100 % (pleine puissance) à 20 % (puissance minimale de fonctionnement) en moins de trente minutes, et remonter aussi vite après un palier d'au moins deux heures, et ce deux fois par jour (une seule fois pour quelques-uns). Les installations ont été adaptées dans les années 80 pour ajuster la production nucléaire, qui représente une part importante en France, aux baisses de la consommation, les nuits, les dimanches, ou pendant les congés. Aujourd'hui, dans le monde, tous les modèles de réacteurs n'ont pas la même flexibilité (figure 7).

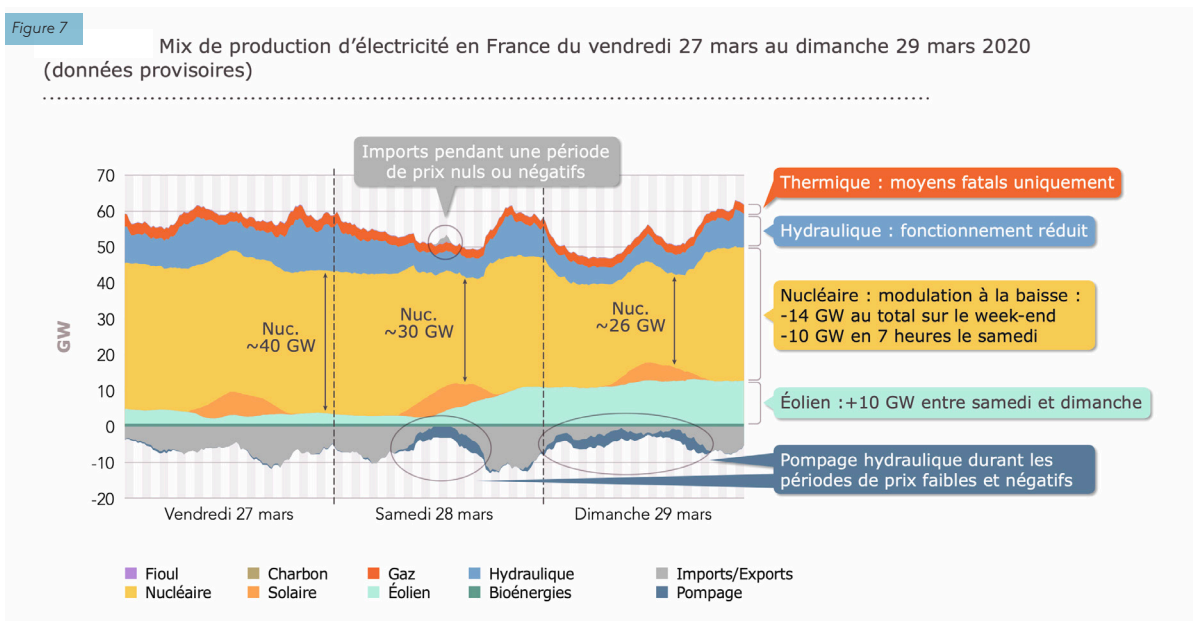
La part des renouvelables variables sur le système électrique est amenée encore à s'accroître dans le futur, avec pour conséquences pour le parc nucléaire des besoins de flexibilité possiblement accrus. Une étude de l'OECD-AEN³⁵ en 2019 avait analysé des systèmes électriques avec du nucléaire et une part de renouvelables variables allant de 10 à 75 %.

Dans le rapport FE2050 de RTE, toutes les trajectoires étudiées pour 2050 présentent, une forte croissance de la part des renouvelables variables dans le mix électrique. C'est le cas aussi des trois scénarios (N1, N2, et N03) qui prennent l'hypothèse de la construction de nouvelles capacités de production nucléaire. La part de l'éolien et du solaire passe de 10,4 % en 2020 à

63 % dans le scénario N1 en 2050. Même dans le scénario N03 (50GW de nucléaire en 2050), la part du solaire, de l'éolien terrestre et de l'éolien offshore atteint 38 % en 2050. À cet effet, doit s'ajouter l'augmentation de la capacité d'interconnexion avec les pays voisins, dont plusieurs poursuivent aujourd'hui officiellement des stratégies « 100 % renouvelables ». Il est nécessaire de passer d'une quinzaine de GW aujourd'hui, à 39GW de capacité d'importation à 2050.

La manœuvrabilité des réacteurs sera à prendre en compte dans la composition du mix du parc nucléaire futur (parc actuel, EPR, SMR, réacteurs avancés) :

- En ce qui concerne le parc actuel : il faudra veiller, à l'occasion des révisions décennales, à ce que la recherche de marges de sûreté supplémentaires ne se fasse pas au détriment des capacités de manœuvres.
- En ce qui concerne les réacteurs futurs : la nouvelle génération de réacteur EPR intègre dès la conception des capacités de flexibilité, démontrées aujourd'hui sur les réacteurs de Taishan. Quant aux SMR, ils peuvent présenter des facteurs favorables à la manœuvrabilité dans leur conception.



Source : RTE, L'impact de la crise sanitaire (covid-19) sur le fonctionnement du système électrique, septembre 2020

³⁵ The cost of Decarbonization: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables, OECD-NEA, juin 2019

Des équipes travaillent sur des pistes qui permettraient de faire progresser encore la manœuvrabilité du parc nucléaire dans le futur :

- Développer des outils d'aide au pilotage des réacteurs pour faciliter la prise de décision des opérateurs en salles de commande, en utilisant par exemple la simulation numérique pour mieux préparer les transitoires de variation de charge.
- Adapter le pilotage des réacteurs pour s'adapter au marché lors des fortes productions de renouvelables : il s'agit d'augmenter la profondeur de baisse de charge, en allongeant la durée du palier à basse charge et en réduisant la vitesse de remontée.
- Améliorer la réponse du combustible aux variations de puissance pendant le cycle du cœur pour rendre flexibles les réacteurs qui ne le sont pas encore dans le monde, et encore plus ceux qui le sont déjà.

D'une manière générale, il serait aussi intéressant d'étudier techniquement et économiquement, dans un réseau futur avec un taux élevé d'énergies renouvelables variables, l'intérêt de limiter les baisses de production de tranches nucléaires grâce à la constitution de stocks d'énergie thermique (à sels fondus par exemple) ou d'hydrogène par électrolyse à partir de l'énergie produite par les tranches nucléaires lorsque les renouvelables tournent à plein régime. À noter que les électrolyseurs peuvent aussi moduler leur production d'hydrogène à la baisse en cas de baisse de production des renouvelables.

Préparer par précaution l'option d'exploiter certaines tranches au-delà de 60 ans

Toutes les trajectoires étudiées dans l'étude RTE BP 2050 sont, en principe, réalisables. Le scénario N03, qui présente un mix de 50 % de nucléaire à l'horizon 2050, a le coût complet le plus bas (59 Md€/an vs 71 Md€/an pour le scénario M23). Mais surtout, il présente une prise de risque moins importante sur la sécurité d'approvisionnement en particulier sur le rythme de déploiement des énergies renouvelables et celui des moyens de flexibilité, dont plusieurs ne sont pas aujourd'hui disponibles industriellement.

Disposer d'un parc de 50GW en 2050 nécessiterait la mise en œuvre d'un certain nombre de leviers, dont la faisabilité devrait se confirmer à l'horizon 2030 :

- un rythme accéléré de mise en service de nouveaux réacteurs EPR2 (voir proposition 1.5);
- le déploiement de quelques GW de SMR, de type Nuward, notamment sur des sites existants sur lesquels il ne serait pas possible d'envisager des EPR (voir proposition 2.5) ;
- la poursuite d'exploitation au-delà de 60 ans d'une partie du parc existant, conditionné bien sûr à une autorisation de l'Autorité de sûreté française (ASN). Ainsi, le scénario N03 présente 24 GW de nucléaire existant en 2050 (contre 15,5 GW dans la trajectoire de fermeture de référence), ce qui correspond à environ six réacteurs qui seraient prolongés au-delà de 60 ans.

Lors de son audition au Sénat du 27 mai 2021, le Président de l'ASN a rappelé que **les dossiers transmis par EDF à ce stade concernent l'exploitation jusqu'à 50 ans**, et a précisé que, pour justifier la tenue des cuves d'un maximum de réacteurs jusqu'à soixante ans, EDF devra faire évoluer sa méthode de justification en s'appuyant sur des travaux de recherche. Il a rappelé que rien ne permet aujourd'hui de garantir que l'exploitation au-delà de 60 ans, si elle s'avère nécessaire pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, sera possible. Il a demandé que « prolonger ou non le fonctionnement de certains réacteurs à l'échéance 2040 soit anticipé et fasse l'objet d'études préalables ».

Les États-Unis mènent avec succès un programme d'extension de la durée de fonctionnement : 80 % des réacteurs américains (sur un parc de 95 unités) ont reçu de la part de la Nuclear Regulatory Commission (NRC) une licence d'exploitation à 60 ans. Six d'entre eux ont déjà reçu une licence d'exploitation à 80 ans, et d'autres dossiers sont en cours d'instruction.

Si la technologie utilisée par les réacteurs français est une technologie d'origine américaine (réacteurs à eau pressurisée sous licence Westinghouse), des différences existent entre les États-Unis et la France en matière de réglementation, de philosophie de sûreté et de méthodologies appliquées les deux autorités de sûreté.

Aussi, ce qui est acquis aux États-Unis ne l'est pas nécessairement en France, et doit faire l'objet d'une instruction spécifique avec l'ASN. Aujourd'hui, malgré la visibilité que nous avons sur l'expérience américaine, il est difficile de prédire quelles seront exactement les exigences de l'ASN à la fois sur la prolongation des réacteurs au-delà de 50 ans, et sur celle au-delà de 60 ans.

L'expérience américaine permet malgré tout d'apporter de nombreux éléments techniques à une réflexion française. Les industriels français, via des organismes de coopération comme l'Electric Power Research Institute EPRI ou le Materials Aging Institute (MAI), participent déjà aux recherches et même aux déploiements industriels américains.

Les études portent aujourd'hui principalement sur les procédés d'inspections des matériaux, comme les enceintes en béton, les matériaux métalliques du circuit primaire du réacteur, et les câbles électriques. Ces procédés visent à identifier et évaluer des dégradations pouvant affecter leurs caractéristiques structurelles. Les études portent aussi sur le développement de solutions de gestion ou de prévention de ces dégradations.

RTE rappelle qu'une décision de prolongations des réacteurs au-delà de soixante ans nécessitera une instruction d'au moins dix ans, ce qui implique de pouvoir disposer de premiers éléments techniques aux alentours de 2030. Il est donc important de lancer ou d'amplifier les actions de R&D aujourd'hui.

Proposition 1.3 :

Recherche & développement : adapter les installations nucléaires aux enjeux de long terme

La résilience au changement climatique

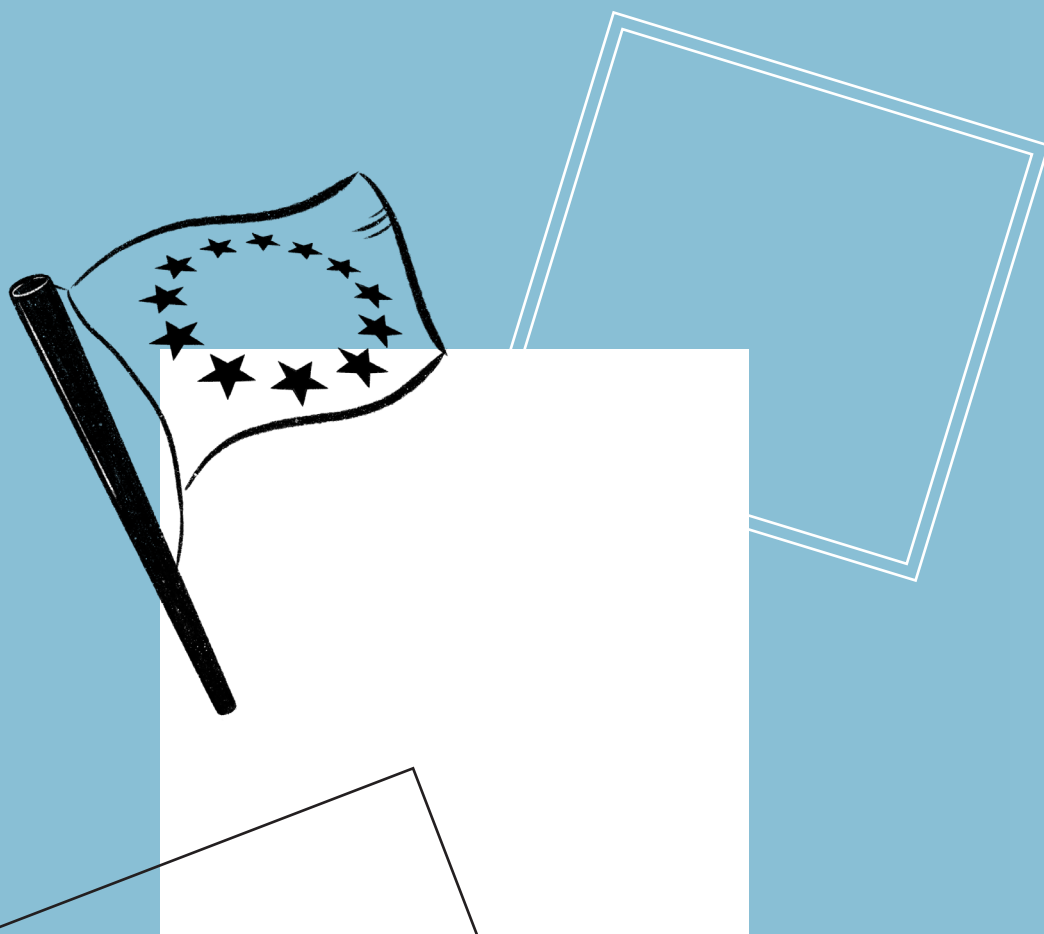
Si le réchauffement climatique n'est pas un obstacle au fonctionnement des centrales, des solutions techniques doivent être développées, inspirée des meilleures pratiques étrangères, pour accompagner les installations et rester en deçà des limites réglementaires dans des cas de canicule et de sécheresse.

La manœuvrabilité des réacteurs nucléaires dans des systèmes électriques avec une forte part d'énergies renouvelables

Des pistes pour une flexibilité accrue existent avec les outils d'aide au pilotage, les capacités techniques de modulation et une meilleure compréhension de la réponse du combustible aux variations de puissance, pour des réacteurs français ou à l'étranger.

Préparer par précaution l'option d'exploiter certaines tranches au-delà de 60 ans

Pour préparer une option de prolongation des tranches au-delà de 60 ans à partir de 2040, des décisions devront être prises à partir de 2030, ce qui impose de disposer alors des résultats de recherche sur des outils et méthodes d'inspection avancés, la caractérisation du vieillissement des matériaux sur de plus longues durées, et des solutions pour pallier le vieillissement des matériaux.



1.4

Europe : renforcer les dispositifs communs de prospective, d'alerte et de concertation

Le traité de Lisbonne précise que l'UE ne peut intervenir sur les choix des États membres en rapport avec leurs sources d'approvisionnement énergétique³⁶.

À l'exception de quelques périodes correspondant aux chocs pétroliers, l'Union européenne a bénéficié par le passé d'un approvisionnement énergétique fiable et abordable, qu'il s'agisse de pétrole, du gaz et de l'électricité. Cette situation ne peut plus être tenue pour acquise aujourd'hui, dans la mesure où les trois secteurs présentent des risques de déséquilibres importants entre l'offre et la demande dans les années à venir.

La crise actuelle du gaz n'est pas uniquement conjoncturelle. Outre les questions de pics et de réserves, les investissements dans l'amont des secteurs pétroliers et gaziers sont très inférieurs depuis plusieurs années à ce qui serait nécessaire pour répondre à la demande mondiale croissante. Selon le cabinet Rystad Energy, les découvertes de pétrole et de gaz devraient être en 2021 les plus faibles depuis 75 ans³⁷. Le cabinet ICIS prévoit que la demande mondiale de gaz naturel liquéfié (GNL) en 2022 devrait croître de 5,5 %, alors que l'offre ne va croître que de 1,7 %³⁸. **En Europe, plusieurs pays planifient toujours de remplacer des centrales nucléaires par des centrales à gaz** comme la Belgique à partir de 2025 ou l'Allemagne : le nouveau chancelier Olaf Scholz³⁹ annonçait dès octobre 2021 que son pays devrait « construire de nouvelles centrales électriques à gaz ».

Des besoins grandissants de dialogue et de coordination :

En ce qui concerne l'électricité, plusieurs grands pays européens, dont la France et l'Allemagne, disposaient depuis le début des années 2000 de capacités de production excédentaire. Dans un tel contexte, le développement des interconnexions et l'établissement d'un marché européen de

l'électricité ont permis dans un premier temps de renforcer la solidarité entre les États européens et, par extension, la sécurité d'approvisionnement en électricité. Lorsque les capacités de production d'un État ne suffisent pas à répondre à sa demande, les autres peuvent lui vendre de l'électricité. Le développement des interconnexions a permis aussi de réduire les coûts du système électrique dans son ensemble, en permettant d'appeler la capacité marginale de plus faible coût variable à la maille européenne et non plus nationale.

Toutefois, au-delà d'optimisations de court terme, l'élargissement du réseau à la maille européenne impose désormais de penser le système électrique à cette échelle. **Il faut s'assurer, entre autres, que le continent dispose des capacités de production pilotables nécessaires**, en l'absence de solutions de stockage à grande échelle. Aujourd'hui, la plupart des États planifient encore à la maille nationale, et s'appuient de manière croissante sur les importations de leurs voisins, sans qu'une coordination soit en place pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique de l'ensemble du système.

La situation est d'autant plus préoccupante que va se creuser, dans les années qui viennent, **un déficit de capacités pilotables en Europe**. Compass Lexecon évalue la fermeture des capacités de charbon lignite à 110GW⁴⁰ d'ici 2040. Aussi plusieurs pays ont prévu de fermer des réacteurs nucléaires :

- Royaume-Uni : sortie du charbon en 2024 et fermeture de toutes les centrales nucléaires à graphite d'ici 2030 ;
- Allemagne : sortie du nucléaire en 2022, fermeture de 14 GW de charbon d'ici 2023 et sortie du charbon entre 2030 et 2038 ;
- Belgique : sortie du nucléaire en 2025 ;
- Espagne : sortie du charbon en 2025 et du nucléaire en 2035 ;
- Italie : sortie du charbon en 2025.

³⁶ Sauf à l'unanimité et pour des raisons environnementales (article 192 du traité sur le fonctionnement de l'UE).

³⁷ 2021 global oil and gas discoveries projected to sink to lowest level in 75 years, RystadEnergy, décembre 2021

³⁸ Worldwide #LNG demand in 2022 to reach 396.1mt, up 5.5% YoY. Global LNG supply is expected to be 385.9mt, up 1.7%. Cité par Tom Marzec-Manser, ICIS, Twitter

³⁹ Olaf Scholz s'engage en faveur du gaz et les Verts se rallient à sa cause, Euractiv 29 octobre 2021

⁴⁰ Note technique Sfen : « Peut-on prendre le risque de ne pas renouveler le parc nucléaire ? » Juin 2021

Cette baisse des moyens pilotables interviendra à un moment où de plus en plus de pays auront des besoins accrus d'électricité pour décarboner leurs économies⁴¹. Par nature, l'industrie de l'énergie s'inscrit dans le temps long. Il faut des années voire des décennies pour que des volontés politiques se concrétisent. Il est indispensable d'anticiper et de planifier l'évolution de nos bouquets sur le long terme en coordination avec nos voisins, dans le cadre donné par le traité de Lisbonne.

Un nouveau dispositif d'analyse, encore insuffisant :

En France, le code de l'énergie a donné pour mission à RTE de réaliser des bilans prévisionnels. RTE est une entreprise de service public, en charge de la gestion du système électrique, et dont l'indépendance et la neutralité à l'égard des producteurs est garantie par la loi. C'est-à-dire des études approfondies de l'évolution de la production et de la consommation d'électricité et des solutions permettant d'en assurer l'équilibre. Ces documents de référence doivent permettre de faire le lien entre les décisions de court terme et les évolutions à long terme du système électrique.

Au niveau européen, un règlement de 2019 issu du Clean Energy Package a mis en place une nouvelle évaluation, l'Eraa (European Resource Adequacy Assessment). Son objectif est de fournir une analyse de l'adéquation au plan paneuropéen entre les capacités de production et les scénarios de consommation. L'analyse est réalisée à un horizon de dix ans, sur la base d'une modélisation totale du système électrique. Il a été aussi prévu qu'Entsoe, l'association européenne des gestionnaires de transport d'électricité, procède au développement de standards méthodologiques communs aux États membres pour évaluer leur sécurité d'approvisionnement⁴².

Après les difficultés rencontrées par le système électrique européen à l'automne 2021, on peut craindre que le dispositif s'avère insuffisant. L'analyse, réactualisée chaque année, repose sur les déclarations des politiques envisagées par les pays, sans nécessairement prendre en compte les incertitudes associées : les pays peuvent changer

de politique (ainsi, la nouvelle coalition allemande a changé l'objectif de sortie du charbon de 2038 à 2030), ou se trouver dans l'impossibilité de la mettre en œuvre. Un dispositif plus robuste devrait comprendre des stress tests pour étudier de possibles événements climatiques extrêmes (canicules, vague de froid), tester différentes hypothèses sur la demande, ou les rythmes de déploiement des technologies. Les résultats aujourd'hui ne font pas l'objet de vraies discussions entre les ministres de l'énergie européens autour des questions de sécurité d'approvisionnement énergétique. Les décisions de fermer les centrales nucléaires en Allemagne avaient été prises en 2011 sans concertation, tout comme l'annonce⁴³ en novembre 2021 de la nouvelle coalition allemande de fermer le charbon en 2030 et porter d'ici là la part des renouvelables à 80%.

⁴¹ Ibid

⁴² L'Europe manquera-t-elle d'électricité, le Grand Continent, Hugo Marciot, mai 2020

⁴³ Allemagne : la coalition veut doubler la part des énergies renouvelables d'ici à dix ans, Les Échos 25 novembre 2021

Proposition I.4 :

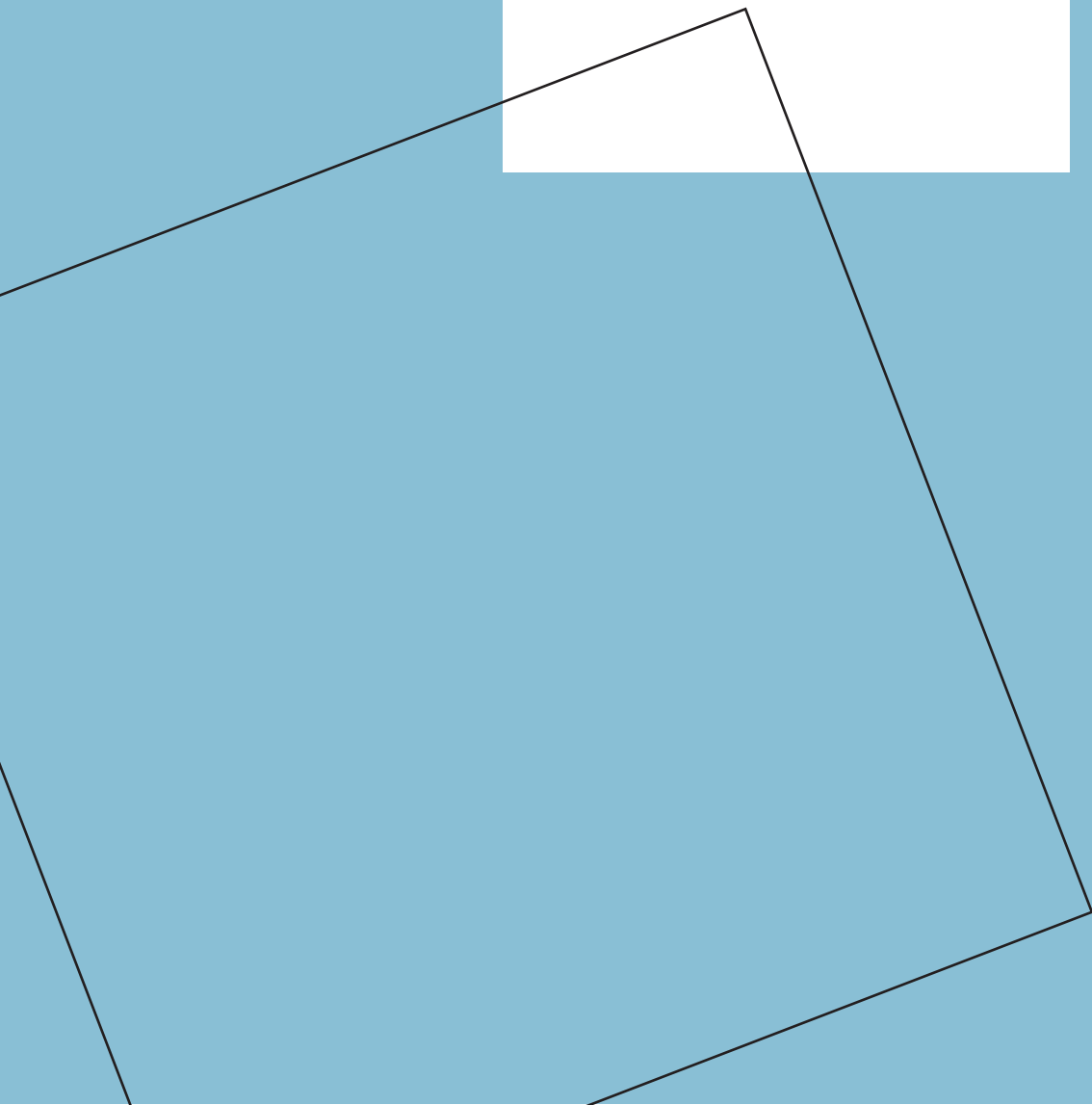
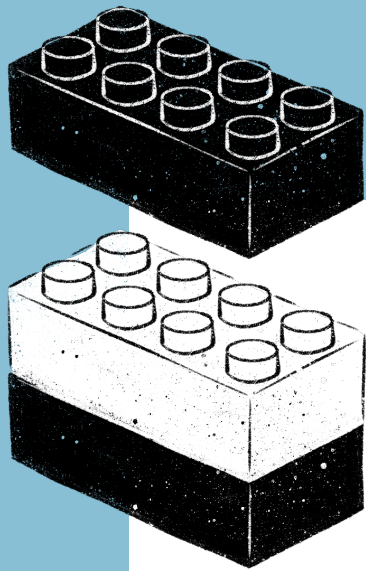
Europe : renforcer les dispositifs communs de prospective, d'alerte et de concertation

Compléter le nouveau dispositif européen d'analyse à 10 ans de l'adéquation production/consommation par :

- des stress tests pour challenger la robustesse des trajectoires ;
- une visibilité au-delà de 10 ans ;
- un forum de discussion entre les États membres.

Dans l'absence actuelle de solution de flexibilité à grande échelle, la concertation doit se fixer pour objectif de reconstituer des marges de production d'électricité pilotable bas carbone.

Cette analyse partagée sera d'autant plus utile si elle peut faciliter, sur le plan communautaire, les investissements qui se révèlent nécessaires pour atteindre les trajectoires souhaitées.



1.5

Lancer un programme de construction d'une série d'au moins trois paires d'EPR2

La nécessité de renouveler une partie du socle nucléaire français à l'horizon 2050

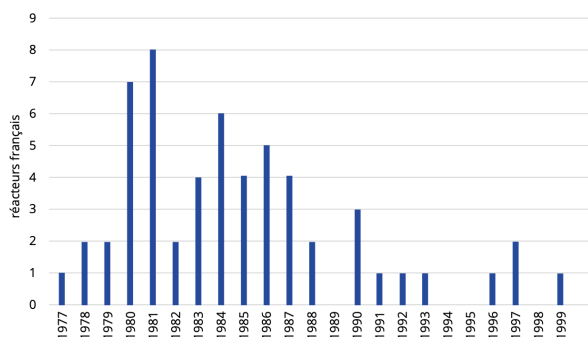
En raison du calendrier extrêmement rapide de construction des réacteurs dans les années 1980, de nombreux réacteurs atteindront 60 ans au même moment. Leur déclassement à cette échéance pourrait confronter la France à un véritable « effet falaise » consistant à perdre près de 4GW de capacité pilotable par an à partir de 2040 (figure 8). En 2050, plus des trois quarts du parc nucléaire existant (51 GWe) atteindra 60 ans et, à l'exception de Flamanville 3 dont le démarrage est attendu en 2023, les réacteurs restants seraient tous arrêtés d'ici 2062. La France est donc confrontée au défi de renouveler l'essentiel de son infrastructure de production en moins de 30 ans, tout en assurant l'équilibre du système électrique, et le tout dans un contexte de demande croissante (figure 8).

L'étude FE2050 de RTE indique que les scénarios visant le 100 % renouvelable présentent des risques importants. D'abord, ils demandent une accélération très forte de déploiement des moyens de production éolien et solaire : la France devrait alors se situer à des rythmes

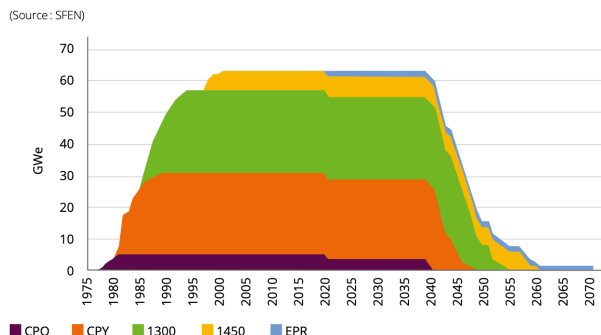
plus élevés dans les 30 prochaines années que celui nos voisins les plus dynamiques, comme l'Allemagne pour l'éolien terrestre ou le solaire, ou le Royaume-Uni pour l'éolien offshore. Aussi, ces scénarios reposent sur des « paris technologiques lourds » pour les moyens de flexibilité de la demande et de l'offre, dont certains qui n'ont pas prouvé leur faisabilité industrielle, comme le thermique décarboné (hydrogène).

Ces résultats sont en ligne avec ceux de l'étude réalisée par la Sfen en 2020⁴⁴ avec Compass Lexecon. Les scénarios aux limites montraient alors que, même en visant un taux réduit de nucléaire (30 % en 2050), le pays serait confronté à des tensions croissantes en matière de sécurité d'approvisionnement, vraisemblablement démultipliées si ce taux était inférieur. Sans avoir organisé, en temps et en heure, le renouvellement d'un socle nucléaire stable, à la fois bas carbone et pilotable, le risque serait grand de constater, trop tard, le besoin de reconstruire en urgence des capacités thermiques à gaz, émettrices de CO₂, pour répondre à la demande électrique.

Figure 8 Distribution des mises en service du parc nucléaire existant en 2019.
(Source : SFEN)

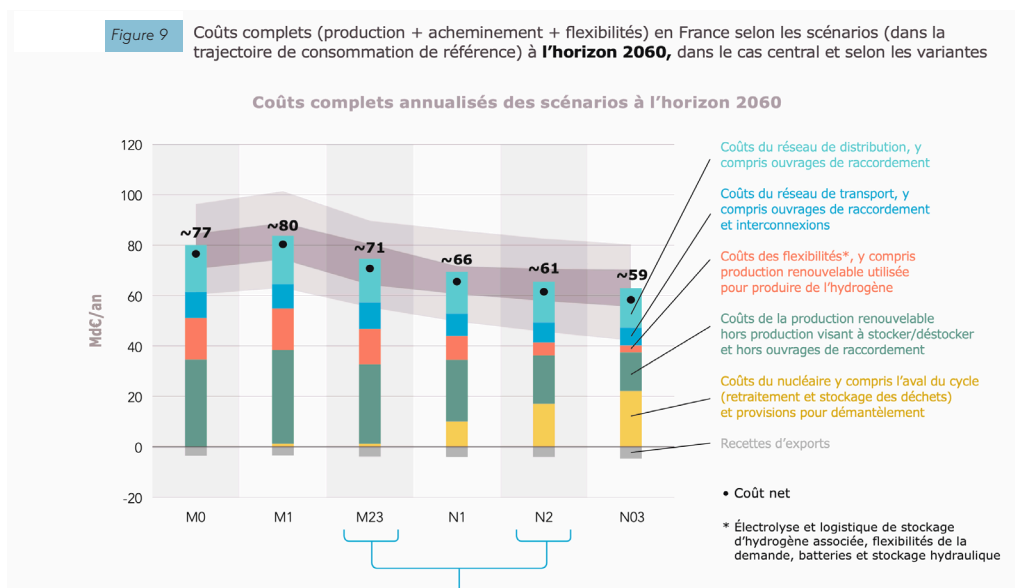


Évolution du parc nucléaire français avec une hypothèse de durée de fonctionnement à 60 ans.
(Source : SFEN)



⁴⁴ Note technique Sfen : « Peut-on prendre le risque de ne pas renouveler le parc nucléaire français ? » Juin 2020

Figure 9 Coûts complets (production + acheminement + flexibilités) en France selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) à l'horizon 2060, dans le cas central et selon les variantes



Au-delà des enjeux de résilience du système électrique, les scénarios sans nucléaire demandent aussi des investissements élevés dans de nouveaux moyens de flexibilité ainsi que dans les réseaux de transport et de distribution. **L'écart global de coût total du système électrique avec les scénarios avec renouvellement du socle nucléaire est de l'ordre de 10 milliards d'euros par an** (comparaison N2 et M23). Les scénarios avec des constructions nucléaires neuves restent moins coûteux dans toutes les hypothèses, même dans l'hypothèse extrême où le coût des futurs réacteurs serait au niveau de l'EPR de Flamanville³⁴⁵.

Ces informations donnent un éclairage sur la valeur qu'apporterait au système électrique l'exercice d'une option de construction d'une première série d'EPR, et permettent de conclure qu'elle serait sans regret. Les coûts complets de ces réacteurs seront compétitifs et, même dans des scénarios dégradés, ils participeront à la sécurité d'approvisionnement et à la décarbonation de l'économie et de l'industrie. Par ailleurs, ces chantiers permettront à la filière de regagner en compétence. **Elle serait en mesure de se mobiliser dans l'éventualité où il faudrait accélérer encore le rythme de construction** et viser les 14 EPR évoqués dans les scénarios de RTE les plus favorables à l'atome.

Le choix de l'EPR pour le renouvellement du parc

L'EPR est un réacteur de troisième génération, conçu dès l'origine pour le renouvellement du parc nucléaire français. Il offre les meilleurs standards en termes de sûreté, ainsi que des performances économiques et environnementales améliorées. **La puissance de l'EPR, combinée avec sa faible emprise au sol, permet de construire une**

capacité importante de production sur les sites des centrales actuelles. La maturité industrielle de l'EPR, laquelle prend en compte les enseignements tirés des six EPR construits ou en construction dans le monde, permet de lancer le renouvellement du parc sans tarder. Les deux premiers réacteurs EPR ont été mis en service commercial en 2018 et 2019 à Taishan en Chine. En 2019, Taishan1 est le réacteur qui a produit le plus d'électricité dans le monde⁴⁶. Le réacteur d'OL3, en Finlande, a atteint la criticité le 21 décembre 2021. Le choix de l'EPR2, une nouvelle configuration technique qui capitalise sur ces premières expériences, a pour objectif, tout en gardant les mêmes exigences de sûreté, d'en faciliter l'industrialisation et la construction. L'ASN en a approuvé les options de sûreté.

En parallèle de l'EPR2, la France a lancé un programme de petits réacteurs, les SMR (voir II.5). Ces modèles seront destinés quant à eux, plus spécifiquement, à l'export pour le remplacement des centrales à charbon. Ils permettront également des usages avancés, comme la production d'hydrogène ou de chaleur bas carbone (voir II.3).

La filière française se prépare pour le défi industriel d'un nouveau programme de constructions neuves

Les premiers chantiers EPR ont connu des difficultés. En France, les enjeux inhérents aux grands projets complexes se sont combinés : les incertitudes d'une tête de série et la nécessité de remettre à niveau une filière industrielle. Les prochains EPR devront produire à coût raisonnable (l'objectif fixé est de 70€/MWh avec un schéma de financement approprié), ce qui représente un défi organisationnel, industriel et social.

⁴⁵ RTE, octobre 2021

⁴⁶ Reactor database global dashboard, WNA 2021

Pour réussir, la France doit d'abord mettre en place d'un vrai programme industriel, avec un certain nombre de réacteurs lancés à intervalles réguliers. La Sfen a montré, en se fondant sur le retour d'expérience du programme français⁴⁷, que pour tirer tous les bénéfices des effets de série, il fallait construire les réacteurs par paire sur un même site (réduction de 15 % des coûts de construction), et s'engager sur un programme d'au moins trois paires (réduction de 30 % des coûts de construction).

La filière doit retrouver sa capacité industrielle et ses savoir-faire des années 80. Le Plan Excell, lancé en 2019, vise à retrouver le plus haut niveau de rigueur, de qualité et d'excellence dans la filière nucléaire, pour « fabriquer et construire bon du premier coup ». Il inclut la mise en place d'une nouvelle relation avec les fournisseurs et comprend un important volet sur le développement des compétences. Ce plan comprend plusieurs volets⁴⁸, dont celui des compétences. Ainsi le 27 avril 2021, la filière nucléaire française a finalisé la création de « l'Université des Métiers du Nucléaire ».

A *contrario*, perdre l'option nucléaire, en décidant de ne pas lancer le renouvellement du parc, ou en ne prenant pas de décision (ce qui revient au même pour les compétences de notre tissu industriel), peut avoir des conséquences stratégiques importantes et visibles dès le milieu des années 2030. Alors que les Chinois et les Russes construisent aujourd'hui en série et que les Américains relancent une démarche programmatique, la France, et plus largement l'Europe, perdrait sa souveraineté industrielle et

technologique sur une des solutions clefs pour accélérer la sortie du charbon. Il appartient à la France, seul pays qui dispose en Europe d'une chaîne industrielle complète, de garantir aujourd'hui cette option nucléaire en lançant un programme qui consolidera ses capacités à construire des centrales et générera les effets de série nécessaires pour gagner en compétitivité.

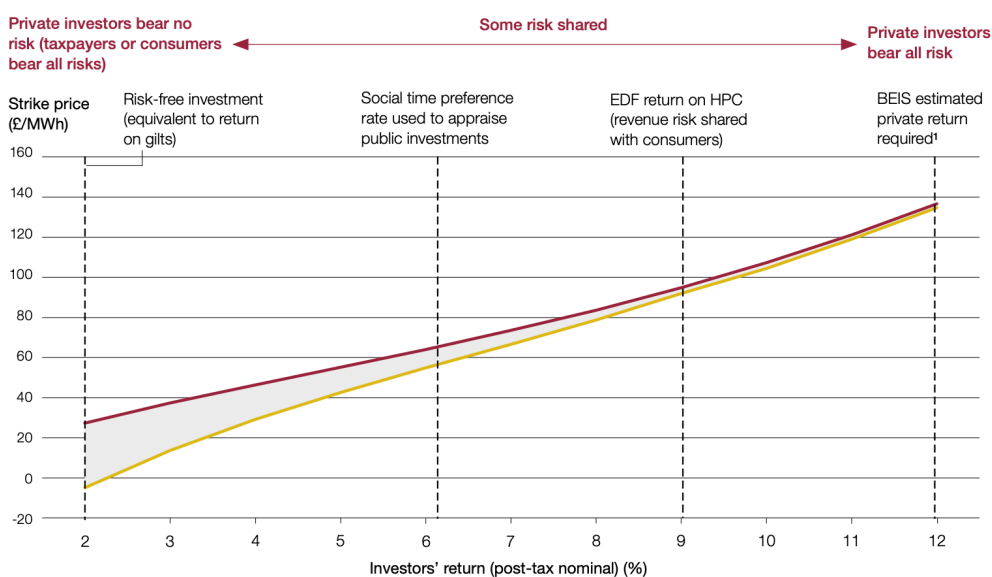
La nécessité d'un engagement de l'État sur le plan de financement

La Sfen a montré⁴⁹, que, selon le dispositif envisagé, le coût du financement peut être un déterminant très important du coût final de l'électricité pour le consommateur. On a vu dans la proposition 1.2 qu'un projet nucléaire nécessite dans la plupart des cas un mécanisme de type CFD avec un niveau de revenu garanti, pour pallier les incertitudes liées aux futurs prix de marché. Un rapport de la Cour des comptes britannique montre aussi 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, une simulation du coût du kilowattheure de Hinkley Point C (Royaume-Uni) double quand le taux de rémunération passe de 3 % à 10 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet).

Figure 10

Strike price sensitivity to investors' return

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



— Strike price at BEIS electricity wholesale price projections (March 2016)
— Strike price at HPC financial model electricity wholesale price projections

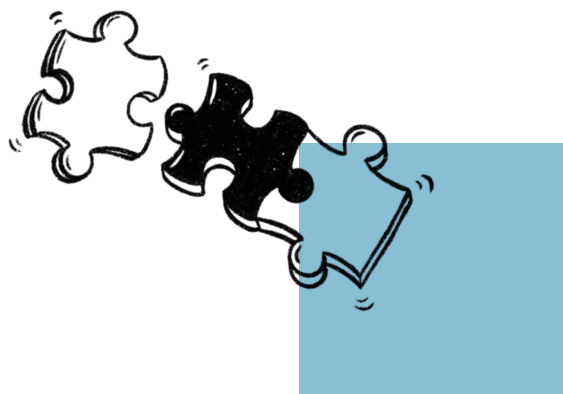
Source: National Audit Office analysis of NNB Generation Company (HPC) Limited data

⁴⁷ Le coût du nouveau nucléaire français, Sfen, mars 2018

⁴⁸ Plan Excell EDF, point d'avancement au 15 octobre 2020, Sfen, octobre 2021

⁴⁹ Ibid

Dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 », RTE a pris comme référence une hypothèse de coût du capital uniforme de 4 % pour toutes les technologies, et a considéré différentes variantes sur le coût du capital des différents actifs dans la fourchette de 1 à 7%. Selon RTE : « Des conditions de financement défavorables résultant par exemple d'une absence de soutien public ou un accès plus difficile à des financements européens seraient de nature à augmenter le coût complet de la production nucléaire, avec un effet qui se répercuterait sur le coût total du système électrique ». Offrir un bon schéma de financement bénéficie à la collectivité, c'est-à-dire à la fois aux consommateurs et aux contribuables.



Proposition 1.5 : Lancer un programme de construction d'une série d'au moins trois paires d'EPR2

Décider sans tarder le lancement d'un programme de trois paires de réacteurs EPR2 pour la mise en service de la première unité vers 2035. Cette décision devra faire l'objet d'un débat public et être traduite dans la loi.

Mettre en place un schéma de financement entre l'Etat et les investisseurs privés, afin d'optimiser le coût de production du nouveau parc nucléaire. L'objectif est d'aboutir à un prix abordable de l'électricité pour les consommateurs.

Planifier des rendez-vous périodiques qui permettent de décider suffisamment tôt, si nécessaire, l'accélération du rythme de construction. La filière nucléaire, via le GIFEN, a alerté qu'elle ne sera en mesure d'accélérer, et de mettre en service des capacités plus élevées, que si elle a de la visibilité en temps et en heure.



sfen.org



**103 rue Réaumur
75002 Paris**

