

Analyse, inform and activate

LAKA

Analyseren, informeren, en activeren

Stichting Laka: Documentatie- en onderzoekscentrum kernenergie

De Laka-bibliotheek

Dit is een pdf van één van de publicaties in de bibliotheek van Stichting Laka, het in Amsterdam gevestigde documentatie- en onderzoekscentrum kernenergie.

Laka heeft een bibliotheek met ongeveer 8000 boeken (waarvan een gedeelte dus ook als pdf), duizenden kranten- en tijdschriften-artikelen, honderden tijdschriftentitels, posters, video's en ander beeldmateriaal. Laka digitaliseert (oude) tijdschriften en boeken uit de internationale antikernenergie-beweging.

De [catalogus](#) van de Laka-bibliotheek staat op onze site. De collectie bevat een grote verzameling gedigitaliseerde [tijdschriften](#) uit de Nederlandse antikernenergie-beweging en een verzameling [video's](#).

Laka speelt met oa. haar informatie-voorziening een belangrijke rol in de Nederlandse anti-kernenergiebeweging.

The Laka-library

This is a PDF from one of the publications from the library of the Laka Foundation; the Amsterdam-based documentation and research centre on nuclear energy.

The Laka library consists of about 8,000 books (of which a part is available as PDF), thousands of newspaper clippings, hundreds of magazines, posters, video's and other material. Laka digitizes books and magazines from the international movement against nuclear power.

The [catalogue](#) of the Laka-library can be found at our website. The collection also contains a large number of digitized [magazines](#) from the Dutch anti-nuclear power movement and a [video-section](#).

Laka plays with, amongst others things, its information services, an important role in the Dutch anti-nuclear movement.

Appreciate our work? Feel free to make a small [donation](#). Thank you.



www.laka.org | info@laka.org | Ketelhuisplein 43, 1054 RD Amsterdam | 020-6168294

Trajectoire du parc nucléaire et transformation du système électrique : l'attentisme coupable de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Yves MARIGNAC - 25 janvier 2019

Le gouvernement a remis à l'Autorité environnementale le 25 janvier 2019 son projet de décret relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Celui-ci est conforme sur le nucléaire aux grandes lignes présentées le 27 novembre 2018, sur lesquelles s'est basée la présente analyse. Elle fixe une trajectoire pour le parc nucléaire, jusqu'à l'atteinte en 2035 de l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production électrique, avec dix ans de retard sur l'échéance prévue par la loi.

L'explication du gouvernement, présentant cette approche comme pragmatique, apparaît comme un cache-misère de la réalité de sa décision, qui consiste plutôt à repousser la difficile fermeture de l'essentiel des réacteurs. Derrière l'annonce d'un nombre de réacteurs à arrêter, le choix du gouvernement est surtout celui d'une prolongation massive.

Ainsi, la PPE privilégie le maintien d'un socle de production nucléaire auquel les énergies renouvelables ne sont invitées qu'à s'ajouter au lieu de s'y substituer, au risque de saturer le système électrique français.

Après une rapide revue des causes de cette vision à court terme et des choix auxquels elle a conduit dans la construction des scénarios, la présente étude met en évidence les lourdes conséquences de cette décision, tant du point de vue de la gestion à moyen-long terme du parc nucléaire, que de l'économie générale du système électrique.

Synthèse	2
L'essentiel des fermetures de réacteurs nucléaires reporté après 2035	2
Un scénario de prolongation massive, avec à la clé un problème de gestion du parc	3
Une trajectoire de hausse inutile du coût global de production pesant sur l'économie	4
1. Les enjeux de maîtrise de la trajectoire électrique	5
Trajectoire électrique portée au second plan	5
Attentisme assumé sur le nucléaire	6
2. L'absence de mécanismes d'anticipation	6
Priorité au court terme	7
Dilution des responsabilités	8
Absence de vision à long terme	8
Cercle vicieux de l'inaction	9
3. La construction du scénario PPE	10
Scénarios introduits en 2017 par RTE	10
Scénarios examinés par le gouvernement	12
Compléments aux scénarios envisagés	14
4. Les conséquences sur la gestion du parc nucléaire à moyen terme	15
Pyramide des âges du parc	16
Chronique des réexamens périodiques de sûreté	18
Conséquences à terme de la trajectoire PPE	19
Pilotage de la trajectoire PPE	23
5. Les conséquences sur l'économie du système électrique	25
Risques structurels	26
Explosion de la production	27
Renoncement à la maîtrise de la consommation	28
Envolée présumée des exportations	29
Effets sur les prix et les coûts	30
Besoin massif de subvention	32

Synthèse

La politique énergétique et climatique fixée par le gouvernement tend à privilégier la réduction de la consommation des énergies fossiles aux dépens d'autres considérations. **Ce choix fait passer au second plan la question de l'évolution du système électrique, déjà largement décarboné.** Celui-ci est au contraire évoqué comme un recours à court terme pour réduire la dépendance au pétrole, via la conversion à l'électricité d'usages thermiques (automobiles, chaudières fioul).

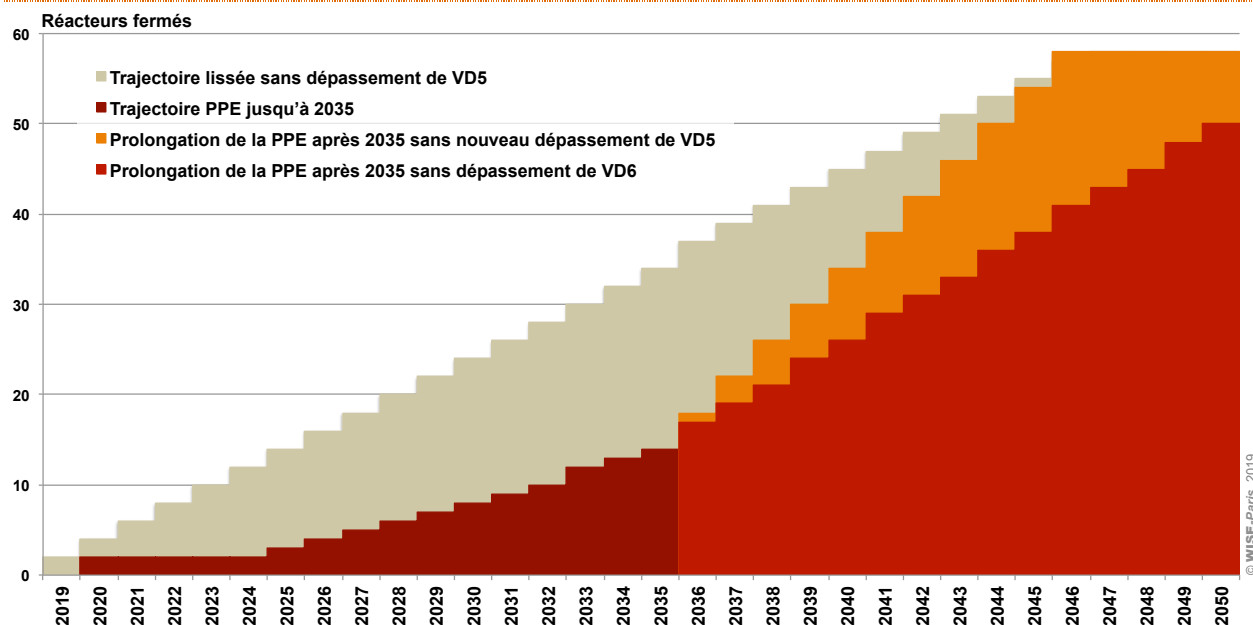
La dépendance pour plus de 70 % de la production électrique au nucléaire reste pourtant un sujet crucial. Le chantier industriel et financier associé au vieillissement du parc (pour le prolonger, le renouveler ou le remplacer par autre chose) est un défi majeur qui reste devant nous. Repousser davantage ce chantier ne ferait que le rendre plus difficile. De plus, l'évolution de la compétition entre filières décarbonées, de plus en plus défavorable au nucléaire sur le plan technique et économique, remet en cause le modèle électrique français, et du même coup, le devenir de l'opérateur historique EDF.

L'essentiel des fermetures de réacteurs nucléaires reporté après 2035

Le gouvernement a choisi, dès novembre 2017, de fixer comme seule priorité à court terme pour l'évolution du système électrique la fermeture des cinq centrales à charbon restant en service. Enfermé dans des mécanismes de gouvernance du système électrique et de la stratégie d'EDF favorisant le statu quo, il se fonde sur des scénarios privilégiant le maintien du nucléaire et pariant sur un fort niveau d'exportation électrique aux dépens d'autres options pour reporter toute action d'envergure. Et justifie cette décision par un prétendu pragmatisme.

En fait, **le gouvernement a non seulement renoncé à atteindre l'objectif de réduction à 50 % de la part nucléaire dès l'horizon 2025 prévu par la loi, mais même à l'atteindre aussi vite que possible après cette date.** La PPE propose ainsi de reporter cette échéance aussi loin que 2035. Les scénarios à sa disposition démontraient pourtant la possibilité d'atteindre cet objectif dès 2025, au prix toutefois d'une tension pouvant conduire à augmenter temporairement le recours à la production thermique. Et de l'atteindre au moins en 2030 en écartant ce recours, et en ne substituant que des énergies renouvelables au nucléaire¹. La figure 1 illustre comment la trajectoire PPE jusqu'à 2035 diffère les fermetures par rapport à une trajectoire lissée correspondant à cet objectif.

Fig. 1 • Report de l'effort de fermeture de réacteurs*



* La trajectoire de fermetures de réacteurs prévue par la PPE jusqu'à 2035 est comparée au rythme de fermeture d'une trajectoire régulière, calée sur un objectif 50 % en 2030 environ et sur un rythme permettant d'éviter le fonctionnement de tout réacteur au-delà de sa 5^{ème} visite décennale (VD5). Ce rythme est comparé après 2035 au rythme minimal d'une trajectoire ne permettant aucun autre dépassement de la VD5 que ceux déjà induits avant 2035 par la PPE, et au rythme minimal d'une trajectoire permettant d'éviter le fonctionnement de tout réacteur au-delà de sa 6^{ème} visite décennale (VD6).

Source : WISE-Paris d'après MTEs, 2018

1. Il s'agit notamment des scénarios Watt du Bilan prévisionnel 2017 de RTE pour une atteinte de l'objectif dès 2025, et des scénarios Hertz et Ampère + pour l'atteinte en 2030, voir pages 11-12.

Le gouvernement choisit ainsi de ne prévoir la fermeture que de 12 à 14 réacteurs entre 2025 et 2035, contre 25 au moins dans les scénarios plus conformes à l'objectif. **Hormis Fessenheim, il ne s'engage sur aucune autre fermeture pendant la période prescriptive de la PPE (2019-2023), et sur deux autres fermetures seulement pendant la période indicative (2024-2028).**

Cet attentisme coupable entraîne deux risques majeurs, portant sur la gestion dans la durée du parc nucléaire et sur la rentabilité du système électrique.

Un scénario de prolongation massive, avec à la clé un problème de gestion du parc

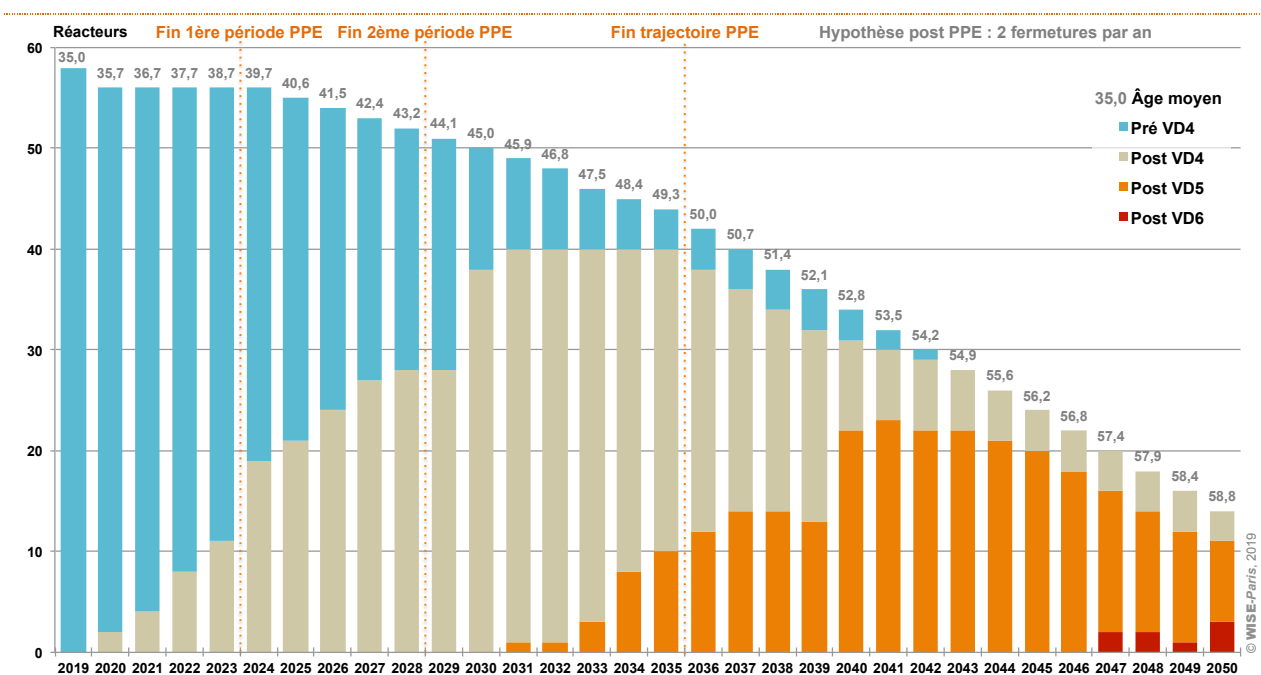
Le report prévu de l'essentiel des fermetures, combiné à l'effet « falaise » de la pyramide des âges très resserrée des 58 réacteurs en service, contraint fortement la trajectoire du parc. Il condamne après 2035, comme illustré ci-dessus, à accélérer fortement le rythme de fermetures pour contenir le nombre de réacteurs devant être prolongés très au-delà de leur âge actuel, ou à s'engager massivement dans ce type de prolongation.

Les réacteurs les plus âgés atteignent aujourd'hui l'échéance de la 4^{ème} visite décennale (VD4), qui marque le passage du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (RPS) et correspond aux 40 ans de fonctionnement industriel initialement prévus. Alors qu'aucun n'a encore franchi cette étape majeure, la PPE parie déjà sur la suite.

Dans le scénario PPE retenu par le gouvernement, il faut non seulement que tous les réacteurs (sauf Fessenheim) passent avec succès l'étape du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (RPS), mais aussi que **44 à 46 réacteurs du parc actuel restent en service en 2035.** Ce parc atteint alors plus de 49 ans de durée moyenne de fonctionnement.

Cela implique, comme l'illustre la **figure 2**, qu'**au moins 10 réacteurs devront avoir passé leur 5^{ème} réexamen à cette date.** Plus préoccupant encore, après 2035, certains réacteurs devront être prolongés au-delà du 6^{ème} réexamen, sauf à accélérer brutalement le rythme des fermetures. Pourtant, aucune analyse n'est présentée des conditions dans lesquelles ces prolongations pourraient être maîtrisées.

Fig. 2 • Évolution du parc existant dans la trajectoire PPE et au-delà*



* Le nombre de réacteurs en service à la fin de chaque année est représenté en tenant compte de sa répartition en fonction du nombre de visites décennales subies à date. L'hypothèse médiane retenue au-delà de 2035 est celle de 2 fermetures de réacteurs par an en moyenne.

Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, MTES, 2018

Par ailleurs, la trajectoire doit non seulement s'ajuster à un rythme de fermeture fixé politiquement, mais aussi tenir compte de différentes priorités techniques, économiques et sociales dans l'ordre de fermeture des réacteurs. Il est très difficile d'ajuster cette trajectoire sur la base du pas de temps de dix ans qui rythme la gestion de chaque réacteur, du point de vue réglementaire et économique (décisions de réinvestissement). Contrairement à ce que laisse entendre la PPE, **il semble en réalité très compliqué de faire coïncider les fermetures prévues dans la trajectoire PPE avec les échéances des réexamens de sûreté**, ce qui soulève d'importantes difficultés pour la gestion des prolongations.

Une trajectoire de hausse inutile du coût global de production pesant sur l'économie

L'impact de la trajectoire de prolongation retenue est tout aussi problématique pour l'économie du système électrique, qui fait face à d'importants problèmes structurels : (i) la perspective d'un parc nucléaire basculant massivement de l'état d'actif à celui de passif, devenant générateur de dépenses importantes (démantèlement, gestion des déchets) au fil de son arrêt définitif ; (ii) la difficulté à « faire de la place » aux énergies renouvelables dans un système historiquement structuré autour d'une production en base et très centralisée ; et (iii) les fortes incertitudes pesant sur le coût de la prolongation de fonctionnement des réacteurs – la seule certitude étant que le coût de production par réacteur sera croissant dans le temps.

Le choix de combiner le maintien d'un large socle nucléaire avec le développement des renouvelables conduit à un important niveau de surproduction. Alors que la maîtrise de la consommation est un levier essentiel pour réduire le coût total du système et retrouver des marges de manœuvre dans la gestion du parc de production, **le gouvernement mise sur une consommation d'électricité en hausse**. Cette projection cache mal, **au-delà de l'accélération attendue des transferts d'usage, un renoncement au niveau actuel d'effort en matière d'efficacité**.

Toutefois, même cette hausse envisagée de la consommation ne suffirait pas à absorber une offre gonflée par l'addition prévue des capacités renouvelables et nucléaires, au lieu de leur substitution. **La trajectoire PPE est donc contrainte de parier sur un solde exportateur porté en 2035 à 160 TWh environ, soit plus du double du record historique et du triple du niveau actuel**. Près d'un quart de la production serait alors consacré à cette exportation, contre moins d'un dixième aujourd'hui.

Au-delà des problèmes d'acceptabilité politique de cette vision chez nos partenaires européens, et notamment l'Allemagne qui a fait le choix de sortir du nucléaire, cette projection doit trouver une justification économique. **Un tel niveau d'exportation ne peut reposer que sur le maintien de prix plus bas en France que dans les pays voisins**, ce qui est cohérent avec le développement d'un parc surdimensionné.

Mais cela contrarie la rentabilité sur le marché de la production. Le nucléaire, dont le coût de production moyen augmente d'autant plus avec la prolongation que davantage de réacteurs sont prolongés, et dont les coûts de réinvestissement ne pourront pas systématiquement s'amortir sur les dix ans qui séparent deux décisions de prolongation par réacteur, risque de ne plus se rémunérer suffisamment sur ce marché : à terme, un mécanisme de soutien pourrait être nécessaire. Le maintien de prix bas retarde également l'atteinte par les énergies renouvelables d'un niveau suffisant de rémunération par le marché, bien que leur coût de production diminue structurellement : les mécanismes de soutien dont elles bénéficient s'en trouvent inutilement gonflés en volume et prolongés dans la durée.

Ainsi, la surproduction envisagée risque de déboucher sur un mécanisme de soutien au nucléaire prolongé, tout en gonflant inutilement le poids du soutien aux renouvelables. Ce paradoxe aboutirait, in fine, à augmenter inutilement le coût total du système électrique, qui deviendrait alors un fardeau de plus en plus lourd pour l'économie française.

Enfin, au vu des difficultés de mise en œuvre de la trajectoire prévue et de ses conséquences économiques, une pression forte risque de s'exercer. **L'engagement des prolongations, donc des investissements associés, ne peut que diriger cette pression correctrice contre le développement des énergies renouvelables** : la stratégie d'empilement proposée conduirait alors à ne pas atteindre les objectifs fixés dans ce domaine.

La trajectoire nucléaire dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le gouvernement a remis le 25 janvier 2019 à l'Autorité environnementale son projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie² (PPE), dont une composante très attendue était la trajectoire fixée pour le parc nucléaire français, en lien avec l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité en 2025, fixé par la loi de 2015 sur la transition énergétique³ (TECV). Ce projet est conforme à la présentation qui en avait été faite dès le 27 novembre 2018. La trajectoire proposée dépasse les horizons de temps de la PPE, 2023 et 2028, pour se projeter jusqu'à 2035, sans toutefois préciser quelle orientation est envisagée pour la suite. La PPE prévoit au total 12 à 14 fermetures de réacteurs d'ici 2035, repoussant par ailleurs à 2021 au moins toute décision sur de nouveaux réacteurs. Cette trajectoire propose d'atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire en 2035, avec dix ans de retard sur l'échéance fixée par la loi.

Cette trajectoire repose sur un rythme de fermetures présenté comme raisonnable et pragmatique, mais très lent en regard de la pyramide des âges du parc nucléaire en fonctionnement et de la volonté de développer fortement les capacités de production d'électricité à base d'énergie renouvelable. Après un balayage des différentes causes à l'origine de cette lenteur, et quelques rappels sur les scénarios examinés par le gouvernement en amont de ce choix, ce sont les conséquences de cette trajectoire sur la gestion du parc nucléaire et sur l'équilibre économique du système électrique qui méritent d'être interrogées.

1. Les enjeux de maîtrise de la trajectoire électrique

Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028, prévue par la loi TECV et préparée depuis plus d'un an, a été présenté par le gouvernement dans un contexte politique particulier. Marqué par un affrontement sur la fiscalité écologique, celui-ci focalise l'attention sur la dépendance française aux produits pétroliers, et par extension sur la question plus générale des énergies fossiles. Si la réduction de la consommation d'énergies fossiles est en effet au cœur des préoccupations de la PPE, en lien avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre⁴, celle-ci ne saurait toutefois se limiter à cette seule problématique.

Trajectoire électrique portée au second plan

L'objectif de la PPE est en effet, plus largement, d'inscrire l'action des pouvoirs publics sur l'évolution du système énergétique à court-moyen terme – avec un horizon de cinq ans prescriptif, et un horizon de cinq années supplémentaires indicatif – dans une double cohérence. La première est celle d'un équilibre des moyens vis-à-vis des différents enjeux : la lutte contre le changement climatique, donc, mais aussi la sécurité d'approvisionnement, la maîtrise des coûts pour les consommateurs, la réduction des pollutions et des risques technologiques, le développement des territoires, etc. La seconde est celle d'une bonne articulation, par rapport aux moyens engagés, entre les transformations visées à relativement court terme et les orientations fixées à long terme.

Sous le prisme climatique, l'évolution du système électrique français, déjà largement décarboné avec en 2017 près de 90 % de production nucléaire (71,6 %) et renouvelable (16,7 %), n'apparaît pas comme une priorité. Au contraire, cet atout favorise une logique de transfert d'usage au profit de l'électricité, via par exemple des mécanismes de conversion de véhicules thermiques vers des véhicules électriques, ou de chaudières au fioul vers des solutions de chauffage électrique.

La trajectoire électrique reste pourtant, pour de multiples raisons, au cœur des enjeux de la PPE. Elle l'est d'abord avec la question de la poursuite de sa décarbonation. Même si ce secteur ne constitue pas une priorité pour la réduction globale des émissions de gaz à effet de serre, le gouvernement a fait de la fermeture des cinq centrales à charbon encore en service en France la priorité de son action à court terme sur le parc de production électrique.

2. Ministère de la transition écologique et solidaire, *Stratégie française pour l'énergie et le climat – Présentation de la programmation annuelle de l'énergie et de la stratégie nationale bas carbone*, Dossier de presse, 27 novembre 2018. Aucun document technique n'a été rendu public pour accompagner ce support de communication.

3. Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui a institué par son article 176 ce dispositif, désormais inscrit au Code de l'énergie, articles L. 141-1 et suivants : fixée par décret, elle « établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs [de la politique énergétique] définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 » du même code.

4. La PPE doit notamment être « compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone mentionné à l'article L. 222-1 A du Code de l'environnement, ainsi qu'avec la stratégie nationale bas-carbone [SNBC] mentionnée à l'article L. 222-1 B du même code ».

Attentisme assumé sur le nucléaire

Ce choix, annoncé en novembre 2017, a d'ailleurs conduit le gouvernement à entériner, avant même de mettre la PPE 2019-2028 en chantier, un report de l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production à 50 %, prévu par la loi TECV à l'horizon 2025. S'appuyant sur les scénarios à moyen terme présentés par RTE⁵ (BP2017), le gouvernement n'en retenait que les plus orientés vers cette fermeture différée, écartant dans le même mouvement les scénarios les plus orientés vers le respect de l'objectif de 50 % pour le nucléaire, pour faire progressivement passer l'idée que celui-ci ne pourrait être tenu avant 2035.

C'est donc sans véritablement en débattre, et en feignant de croire que cela ne soulève aucun problème, que le gouvernement a décidé de différer la réduction de la dépendance du système électrique au nucléaire. Ce choix de maintenir le nucléaire à un niveau élevé plus longtemps que ne l'exige la loi n'est pourtant pas sans conséquence. Au contraire, des questions majeures se posent à la fois du point de vue de la nécessité de transformer le système à moyen et long terme, et du point de vue de la pérennité technique et financière à court et moyen terme du système actuel.

Sur le premier point, le sujet est celui des évolutions majeures que connaît le marché électrique français et européen, à deux niveaux : d'une part, une orientation à la stagnation, voire à la baisse de la consommation d'électricité, malgré la progression de certains transferts d'usage ; d'autre part, la compétitivité croissante de certaines productions d'électricité d'origine renouvelable, principal soutien de leur déploiement majoritaire parmi les nouvelles capacités installées à l'échelle européenne. Ces évolutions permettent, voire imposent, d'envisager un changement profond de modèle économique à long terme pour le secteur électrique, ce qui interroge bien sûr au premier chef, compte tenu de sa dépendance à plus de 80 % en France à son parc de production nucléaire, l'évolution d'EDF.

L'attentisme qui consiste à retarder les fermetures de réacteurs nucléaires est sans doute en partie lié à l'absence de réponse tranchée sur cette vision à long terme : faute de savoir si la France doit se projeter dans la perspective d'un système électrique majoritairement basé sur les énergies renouvelables à l'horizon 2050, comme cela devient ailleurs la vision dominante⁶, et si EDF doit s'engager dans une transformation majeure de son outil industriel, aucun cadre n'est fourni pour cela. Mais sans ce cadre assumé, fournissant à EDF la visibilité nécessaire sur le plan financier, industriel et réglementaire pour mettre en œuvre cette transformation, une stratégie de statu quo semble de plus en plus l'emporter.

Le report continu de la fermeture des deux réacteurs de la première centrale mise en service, Fessenheim, pourtant initialement annoncé dès 2012 pour 2016 au plus tard, en fournit depuis quelques années l'illustration : la trajectoire de fermeture des 58 réacteurs du parc nucléaire en service ne parvient pas à s'enclencher. Or ce parc nucléaire vieillit, et s'approche de l'échéance initialement envisagée de quarante années de fonctionnement. Ce vieillissement pose en lui-même des problèmes de sûreté, de disponibilité et de coûts de maintenance et d'exploitation croissants, ce qui rend intrinsèquement la future trajectoire de fermeture de plus en plus difficile à maîtriser. Et ceci est d'autant plus vrai que la pyramide des âges du parc nucléaire présente un caractère très resserré : quatre cinquièmes des réacteurs se tiennent en une grosse dizaine d'années.

La perspective est donc pour EDF de devoir gérer sur une durée très courte, à l'échelle des investissements financiers et du chantier industriel que cela représente, les actions nécessaires au maintien de sa capacité de production, quelles que soient les options retenues sur l'évolution de cet outil de production (prolongation de la durée de vie des réacteurs existants, renouvellement de ce parc par de nouveaux réacteurs, remplacement des réacteurs par des moyens de production renouvelables).

2. L'absence de mécanismes d'anticipation

La Cour des comptes avait souligné dès 2012, dans le communiqué accompagnant son rapport consacré aux coûts du nucléaire⁷, « *qu'à travers l'absence de décision d'investissement, une décision implicite a été prise qui engage déjà la France* » : celle de devoir prolonger au-delà des quarante années initialement prévues un nombre important de réacteurs, faute d'avoir anticipé la mise en œuvre d'autres options.

5. RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Édition 2017*, novembre 2017.

6. Elles constituent non seulement une part croissante et importante des nouveaux moyens de production installés, mais deviennent un outil privilégié de décarbonisation. On peut relever à ce titre que le rapport spécial sur le 1,5°C du GIEC conclut, après l'étude de près de 90 scénarios, que la part des renouvelables dans la production mondiale d'électricité s'y situe, en valeur médiane, à 77,5 %.

7. Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Rapport public thématique, janvier 2012.

Force est de constater que cette situation n'a fait que se renforcer depuis. D'abord parce qu'aucun des différents exercices menés jusqu'à cette PPE 2019-2028, qu'il s'agisse du Débat national sur la transition énergétique de 2012-2013, du processus d'élaboration de la loi TECV, de la première PPE qui portait sur 2015-2023 ou du débat public tenu au premier semestre 2018 sur cette nouvelle PPE, n'a apporté les clarifications nécessaires qui en étaient attendues sur la trajectoire de prolongation ou de fermeture du parc nucléaire.

Ensuite parce que les options alternatives à la prolongation n'ont pas progressé, au contraire. S'agissant du remplacement éventuel de ce parc par de nouveaux réacteurs, les retards et surcoûts successifs du chantier de l'EPR de Flamanville infirment la faisabilité d'un déploiement rapide et compétitif de cette option. S'agissant du développement des énergies renouvelables, celles-ci n'atteignent aujourd'hui que 18 % de couverture de la consommation d'électricité, laissant présager que la France n'atteindra pas l'objectif de 27 % en 2020 qu'elle s'était pourtant fixé dès 2010 – et appelant à une accélération très nette dans ce domaine pour atteindre l'objectif de 40 % en 2030 fixé par la loi TECV.

Priorité au court terme

Il est difficile de comprendre pourquoi, s'agissant des décisions relatives au devenir des réacteurs nucléaires en service, la logique de report des décisions l'emporte à ce point sur celle d'anticipation. Certains facteurs sont évidemment identifiables, comme par exemple le fait que les décisions de fermeture de réacteurs sont, indépendamment de toute considération sur la trajectoire industrielle et énergétique, difficiles à prendre pour les responsables politiques vis-à-vis des acteurs locaux : les centrales nucléaires sont de grandes installations industrielles volontairement implantées dans des zones de relative faible densité d'activité et de population, ce qui rend les territoires d'accueil de ces réacteurs particulièrement dépendants, sur le plan socio-économique, de leur exploitation. À court terme, le « coût » politique d'une prolongation est bien moindre que celui d'une fermeture.

D'autres facteurs contribuent à privilégier une logique de court terme. Le raisonnement économique qui l'emporte, par exemple, consiste à considérer que dans l'immédiat, le réinvestissement dans la prolongation de fonctionnement des réacteurs en service est l'opération la moins coûteuse pour maintenir à son niveau actuel la capacité de production d'EDF. Outre que cet argument passe trop vite sur la forte incertitude associée au coût de cette prolongation, il repose sur un raisonnement économique bien court. La question n'est en effet pas de s'arrêter à ce qui représente la moindre dépense demain sans se préoccuper du bénéfice retiré de cette dépense dans la durée.

La prolongation d'un réacteur n'est pas équivalente à l'investissement dans un nouveau moyen de production, puisqu'elle ne fait que différer cet investissement d'une durée équivalente à la période de prolongation. Elle a peu de chances, compte tenu du renchérissement des coûts de production des réacteurs qu'impliquent les travaux nécessaires à cette prolongation, de rémunérer l'opérateur au point de reconstituer sur la période prolongée sa capacité d'investissement. Ainsi, l'investissement dans la prolongation des réacteurs revient à différer un investissement plus lourd pour le réaliser plus tard dans des conditions potentiellement moins favorables.

Il n'est pas inutile de rappeler comment la stratégie d'EDF a évolué sur ce point depuis une quinzaine d'années. En 2003, un grand débat sur l'énergie avait fait émerger la question des choix industriels nécessaires ou non pour préparer la poursuite du nucléaire⁸. Le gouvernement en concluait un peu plus d'un an plus tard, dans une loi sur l'énergie adoptée en 2005, que le lancement de la construction d'un premier réacteur EPR était nécessaire : il s'agissait à l'époque d'être prêt au remplacement des 58 réacteurs en service lorsqu'ils atteindraient 40 années de fonctionnement, plutôt que d'envisager une prolongation alors jugée très incertaine. La mise en chantier de l'EPR de Flamanville, en 2007, s'inscrivait donc dans une véritable stratégie industrielle⁹.

Pourtant, dès la fin 2008, à l'occasion de l'achat du producteur d'électricité British Energy, EDF annonçait en grande pompe à la City de Londres un changement radical de stratégie : l'exploitant donnait désormais la priorité à la prolongation de 10 à 20 ans du fonctionnement de ses réacteurs en France, avec pour principale motivation de réduire – provisoirement – ses besoins d'investissement¹⁰. Face à la nécessité d'apporter aux marchés financiers les garanties attendues pour appuyer cette acquisition, EDF renonçait donc à la stratégie industrielle de remplacement du parc nucléaire français, au profit d'une stratégie financière de prolongation. L'opérateur s'est ainsi délibérément placé dans une situation où la prolongation du parc lui est financièrement nécessaire, donnant priorité au profit escompté de cette prolongation à court terme sur la sécurisation de sa trajectoire industrielle à long terme.

8. Ministre déléguée à l'Industrie, « Note d'information : Bilan et suites du Débat national sur les énergies », 20 juin 2003.

9. Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme relative à l'orientation de la politique énergétique (loi POPE).

10. EDF, *Investors' Day*, Londres, 4 décembre 2008. Le calcul consistait alors à comparer l'investissement dans la construction d'un réacteur EPR de 1600 MWe, évalué à l'époque à 3 milliards d'euros (3,5 fois moins que le coût actuel de l'EPR de Flamanville), et l'investissement dans la prolongation de fonctionnement de deux réacteurs de 900 MWe, soit deux fois 400 millions d'euros. La différence, à l'échelle du parc, représente dans ces évaluations jusqu'à 60 milliards d'euros d'investissement économisés sur les deux prochaines décennies.

Dilution des responsabilités

La question qui se pose plus largement pour EDF est celle de la gestion d'une forme de bascule massive de ses réacteurs en service d'un statut d'actifs générateurs de recette à un statut de passif, générateur de dépenses importantes associées après leur arrêt définitif à la mise en œuvre de leur démantèlement et à la gestion finale de leurs déchets. Cette perspective, courante pour les opérateurs de centrales nucléaires, est exacerbée par la part du nucléaire dans la production d'électricité d'EDF en France, supérieure à 80 %, et par la pyramide des âges de ce parc : très resserrée, celle-ci conduit à un effet « falaise », où la gestion d'une même échéance pour l'ensemble du parc se joue en une vingtaine d'années, et même pour l'essentiel des 58 réacteurs en une dizaine d'années.

Là encore, l'anticipation de cette perspective devrait conduire à lisser cet effet dans le temps en engageant plus vite la gestion de la fermeture des premiers réacteurs plutôt que de repousser l'ensemble des fermetures. C'est pourtant cette option qui est retenue.

Le gouvernement joue d'ailleurs sur ce point du statut d'EDF¹¹, dont l'État détient pourtant 83,7 % du capital social, pour justifier une forme d'impuissance à impulser – s'il le souhaitait – une telle anticipation stratégique. Le raisonnement veut qu'à court terme, toute fermeture anticipée puisse en effet être envisagée comme un manque à gagner, contre lequel les actionnaires minoritaires sont légitimes à se protéger en empêchant l'État d'abuser de sa position dominante. L'inverse n'est malheureusement pas vrai : la communauté nationale n'est pas protégée contre les conséquences financières potentielles à long terme des préférences pour le court terme prêtées à ces actionnaires minoritaires.

La situation est d'autant plus complexe que l'État se montre schizophrène en la matière. D'un côté, le gouvernement explique volontiers que c'est à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) que reviendra en fait la décision sur la prolongation de fonctionnement des réacteurs au-delà de leur 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (RPS), qui marque une échéance réglementaire correspondant environ à la durée de vie initialement envisagée pour ces réacteurs, soit 40 ans. L'ASN rappelle régulièrement que cette prolongation, qui reste en cours d'instruction, n'est pas acquise. Mais de l'autre, le gouvernement a validé en 2016, en tant qu'acteur majoritaire au sein du Conseil d'administration d'EDF, un changement comptable consistant à passer la durée d'amortissement des 32 réacteurs de 900 MWe (tous sauf les deux de Fessenheim), grosso modo les plus anciens du parc, de 40 ans à 50 ans.

Le processus de décision relatif à la fermeture ou à la prolongation de fonctionnement des réacteurs au-delà de leur 4^{ème} réexamen, dont on pourrait imaginer qu'il est construit autour d'un point réglementairement bien défini d'arrêt ou de feu vert, se trouve en réalité dilué dans le temps et entre les acteurs. L'ASN doit se prononcer en 2020, avec plusieurs années de retard sur le calendrier qu'elle s'était initialement fixé, sur les orientations génériques applicables au 4^{ème} réexamen, ouvrant la voie à la mise en œuvre par EDF de travaux, que l'exploitant peut choisir ou non de déployer sur chaque réacteur avant l'échéance de son propre réexamen. EDF remet alors un rapport que l'ASN examine pour se prononcer ensuite sur la validation des contrôles et des renforcements apportés, et conditionner le cas échéant la poursuite d'exploitation à la réalisation de prescriptions supplémentaires.

Ce processus ne laisse pas en soi de place à un arbitrage entre fermetures et prolongations sous l'angle de la trajectoire énergétique. C'était précisément l'un des enjeux de la loi TECV de mettre en place des dispositifs permettant au gouvernement de s'immiscer dans cet arbitrage entre sûreté et stratégie industrielle pour permettre à des fermetures d'intervenir au titre d'un objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production. La loi n'a toutefois permis sur ce plan que d'acter un objectif de 50 % à 2025, déjà remis en cause à peine 3 ans plus tard, et d'introduire un principe de plafonnement de la capacité nucléaire à son niveau actuel de 63,2 GWe, très loin de répondre à cette ambition initiale.

Absence de vision à long terme

La priorité au court terme est d'autant plus forte que ce dossier est instruit sans véritable vision du long terme. Au contraire : depuis que l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % a été introduit en 2012 à un horizon 2025, avant d'être inscrit dans la loi TECV et jusqu'à son report assumé à 2035, aucune indication n'a jamais été donnée par les gouvernements successifs sur la perspective au-delà de ce jalon. S'agit-il d'envisager plutôt une stabilisation à ce niveau de 50 % une fois celui-ci atteint, d'imaginer une poursuite « naturelle » de la baisse, ou même d'opter pour une stratégie assumée de sortie du nucléaire ? Non seulement ce choix n'est pas posé, mais il n'est pas même mis en discussion : le focus du débat sur l'objectif de 50 % et la vivacité de ce débat ont en quelque sorte occulté cette question de la suite.

11. EDF avait depuis sa création par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz le statut d'Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC), jusqu'à sa transformation en Société anonyme à conseil d'administration par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. L'ouverture du capital d'EDF est intervenue dans la foulée en 2005.

Dans ces conditions, les dispositifs de planification introduits par la loi TECV sont restés inopérants sur cette question de la trajectoire nucléaire. La loi prévoit en effet d'inscrire les orientations de la politique énergétique dans une vision de long terme, dont le déploiement progressif doit être décliné par secteur dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). La PPE n'est censée être que la traduction dans le court-moyen terme de ces orientations. Or la première SNBC, publiée en 2015, est restée muette sur la question du nucléaire. Rien d'étonnant, dès lors, à ce que la première PPE, en 2016, soit restée extrêmement floue là même où elle était pourtant la plus attendue, en ne proposant rien de plus, au-delà de l'engagement qui n'a pas été tenu de fermer Fessenheim en 2016, qu'une vague explication sur le respect de l'objectif de 50 %.

Ce dysfonctionnement explique à son tour comment, à défaut d'assumer l'élaboration d'une trajectoire d'évolution du parc nucléaire se conformant à l'objectif fixé par la loi – ou même justifiant de ne pas s'y conformer –, le gouvernement se tourne vers d'autres dispositifs pour combler ce vide. C'est ainsi qu'en 2017, les scénarios à moyen terme du Bilan prévisionnel de RTE, pourtant aveugles sur l'après-2035 et destinés à une toute autre fonction d'éclairage des politiques publiques sur le maintien dans les années qui viennent de la sécurité d'approvisionnement, sont devenus la référence du gouvernement pour statuer sur une trajectoire nucléaire.

Cercle vicieux de l'inaction

Cette absence de cadrage finit même par rejaillir sur les mécanismes de gouvernance à court terme. C'est le cas de l'exercice de Bilan prévisionnel à court terme (cinq ans environ) produit chaque année par RTE. Contrairement à l'exercice moyen-long terme réalisé par RTE en 2018, visant un horizon plus long (2018-2035) et nécessairement construit sur une approche en partie prospective, cet exercice reste plus traditionnellement pour l'essentiel prévisionnel : il s'appuie sur les décisions prises et sur les actions engagées pour décrire les évolutions qui en découlent dans les prochaines années, et évaluer, en faisant des hypothèses sur leur plus ou moins bonne mise en œuvre, leur impact sur la sécurité d'approvisionnement électrique.

Cet outil est conçu à l'origine pour tester les effets sur la sécurité d'approvisionnement électrique d'actions relativement contrôlées, appliquées à un système suivant globalement son cours. Il est par construction voué à ne prendre en compte que de façon prudente l'impact éventuel des différentes actions envisagées, et à rendre compte de façon prudente de cet impact vis-à-vis du critère de sécurité. Il se prête moins à fournir, comme il le faudrait aujourd'hui, des recommandations pour accélérer la transformation du système.

Le bilan prévisionnel 2019-2023 publié récemment par RTE¹² (BP2018) devrait en ce sens constituer un signal majeur d'alerte sur la nécessité d'engager, sans délai, une transformation plus volontaire de notre système électrique. Sa leçon principale est en effet de confirmer que l'absence d'anticipation réduit progressivement, et significativement, les marges d'action. La transformation du système n'a pas été engagée ces dernières années à la hauteur des objectifs fixés : le déploiement des énergies renouvelables observe du retard, la fermeture des premiers réacteurs a été différée, la consommation d'électricité stagne alors qu'elle pourrait baisser sous l'effet d'une politique plus active de maîtrise de la demande.

Le BP2018 souligne qu'en conséquence, les choix sont très contraints à court terme vis-à-vis de la sécurité du système. Donnant conformément à la volonté gouvernementale la priorité à la fermeture à court terme des centrales charbon, il indique que toute autre fermeture que celle des réacteurs nucléaires de Fessenheim pendant la période qu'il couvre – qui correspond à la première période, prescriptive, de la PPE – pourrait compromettre le respect du critère de non défaillance du système¹³.

Dans un système électrique qui, selon les termes de RTE, n'est désormais plus surdimensionné par rapport à ce critère, les contraintes peuvent évoluer très rapidement. Celles-ci sont de plus renforcées par l'incertitude pesant sur les durées d'indisponibilité des réacteurs nucléaires subissant les visites décennales, que RTE intègre désormais pleinement à son analyse¹⁴. Ainsi, une année plus tôt, le Bilan prévisionnel 2017 de RTE concluait, dans son scénario médian, que le système disposait encore de capacités excédentaires de 2,2 GWe pour l'hiver 2020-2021, et 2,1 GWe pour l'hiver 2021-2022, malgré la fermeture prévue des dernières centrales à charbon : il semblait alors possible de fermer dans cette période trois réacteurs de 900 MWe en plus de Fessenheim¹⁵. À l'inverse, des marges de manœuvre peuvent être rapidement reconstituées : parmi les variantes étudiées par RTE, celles consistant à accélérer le développement des énergies renouvelables ou à renforcer l'action de maîtrise de l'électricité, en particulier vis-à-vis des appels de puissance, permettent même à court terme de reconstituer des marges de sécurité.

12. RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Édition 2018*, novembre 2018.

13. Le principal critère d'appréciation de la sécurité d'approvisionnement est un nombre moyen d'heures de défaillance dans l'année, fixée en France à 3 heures.

14. L'hypothèse de base retenue par RTE est une durée d'arrêt de 6 mois par visite décennale. La nature spécifique du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté conduit cependant à considérer pour cette visite décennale une hypothèse de durée moyenne d'indisponibilité

Malheureusement, les pouvoirs publics risquent surtout de retenir cette analyse, basée sur la projection du produit de leur action (ou de leur inaction) passée, comme une projection des limites de leur action à venir. Ce serait bien sûr s'enfermer dans un cercle vicieux, où l'absence de volontarisme se traduit dans cet exercice prévisionnel par une absence de marge, qui alimente en retour une faiblesse de l'action. Le BP2018 porte au contraire, en creux, un certain nombre de messages importants sur les priorités d'action à mettre en œuvre pour retrouver d'urgence les marges de manœuvre nécessaires à la transformation du système.

Le premier concerne la priorité donnée à la réduction de la dépendance aux énergies fossiles de la production électrique, dont le bilan prévisionnel montre comment elle renforce la contrainte sur le système. Le système électrique, déjà largement décarboné en France, n'est pas le secteur où l'action de réduction des émissions est prioritaire. Le BP2018 met très clairement en évidence le fait que le choix de fermer les centrales au charbon renforce la dépendance au maintien et à la disponibilité du parc de production nucléaire. Il insiste à ce titre, outre l'aléa que représente le calendrier de démarrage de l'EPR en construction à Flamanville, sur la vulnérabilité du système à l'obtention des autorisations de prolongation de fonctionnement des réacteurs, et à la maîtrise des travaux associés.

Ensuite, le BP2018 souligne que la principale marge de manœuvre à court terme réside dans un renforcement de la maîtrise de la consommation d'électricité. Celle-ci peut à la fois cibler spécifiquement des actions de réduction de la pointe électrique, contribuant directement à une meilleure sécurité du système, et des actions plus générales de sobriété et d'efficacité, qui réduisent la pointe mais dégagent également des marges vis-à-vis de l'évolution du mix électrique. Les potentiels exploitables dans ce domaine sont multiples, et les pistes pour renforcer rapidement l'action dans ce domaine nombreuses.

Enfin, le BP2018 indique que le critère de défaillance constitue un guide important mais pas suffisant pour juger du niveau de sécurité et des marges disponibles. Il est important de distinguer des situations s'éloignant très marginalement de ce critère, et donc gérables par un renforcement des moyens spécifiques de gestion (effacement volontaire ponctuel par les consommateurs par exemple), de situations très dégradées par rapport à ce critère. En d'autres termes, le BP2018 souligne la possibilité de gérer par des moyens acceptables et efficaces des situations proches de ce critère, pour dégager des marges de manœuvre sur l'évolution du système.

Ces constats n'appellent pas à prolonger l'attentisme, mais à renforcer et rééquilibrer l'action. Il s'agit avant tout de mettre en œuvre une politique d'exploitation des potentiels rapidement mobilisables de réduction de la consommation, en puissance et en énergie. Et d'engager grâce à cette action, et aux marges données par les moyens de gestion des situations tendues, une évolution plus volontaire et plus équilibrée du mix de production. Cela ne semble pas être l'orientation suivie par le gouvernement.

3. La construction du scénario PPE

Le gouvernement n'a en tous cas pas cherché au cours des derniers mois à élargir le champ des scénarios susceptibles d'informer la réflexion sur la trajectoire d'évolution du parc nucléaire et du système électrique. Il a au contraire choisi d'abord de restreindre la discussion aux seuls scénarios produits par RTE dans son BP2017, les détournant ainsi de leur fonction principale, et écartant tout apport d'autres scénarios portés par des acteurs institutionnels comme non institutionnels, pourtant nombreux. Il a ensuite, alors même que les scénarios de RTE et leurs nombreuses variantes forment un ensemble qui est d'abord utile par la base de comparaison qu'ils fournissent entre eux, choisi d'en écarter la moitié pour ne retenir que deux trajectoires.

Scénarios introduits en 2017 par RTE

Les scénarios présentés par RTE dans son BP2017 avaient le mérite d'explorer différentes trajectoires possibles selon une méthode précise de combinaison de différentes options relative à l'évolution de la consommation, au développement des énergies renouvelables, aux arbitrages sur la production nucléaire et thermique, ou encore au niveau des exportations. Bien que cela permette une multiplication de variantes dont la comparaison fait toute la richesse de l'exercice, la discussion s'est organisée autour de quatre combinaisons retenues par RTE comme variantes centrales. Les trajectoires correspondantes, même si elles diffèrent sur d'autres hypothèses, se différencient d'abord par construction sur leur approche vis-à-vis de l'évolution du parc nucléaire. Les principales caractéristiques de chacune de ces trajectoires sont rappelées dans le [tableau 1](#).

supplémentaire de deux mois, voire une durée d'indisponibilité plus longue pour les premiers réacteurs concernés aux différents paliers du parc. RTE conclut dans son BP2018 que ces variantes étudiées sur le parc nucléaire sont, parmi les nombreux facteurs pris en compte, les plus significatives pour la sécurité d'approvisionnement en France.

15. Sous réserve, toutefois, que le réacteur EPR en construction à Flamanville soit mis en service à cette échéance.

La première trajectoire, Watt, est construite autour d'un principe de fermeture systématique des réacteurs à l'échéance de la 4^{ème} visite décennale (dite VD4), qui correspond à une étape technique d'inspection et de travaux préalable à l'étape réglementaire du 4^{ème} réexamen. Cette trajectoire est la seule qui cherche à être conforme à l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025, dont elle s'approche avec 55 %. Elle montre que la fermeture de ces réacteurs, représentant 55 GWe cumulés à l'horizon 2035, est gérable du point de vue de la sécurité d'approvisionnement du système – sous réserve de renforcer l'effort de maîtrise de la consommation – et peut s'accompagner d'un fort développement des renouvelables, pour atteindre plus de 70 % de la production à l'horizon 2035. Elle souligne aussi que cette évolution n'est pas compatible avec une poursuite de la réduction des moyens de production fossiles et s'accompagne au contraire d'un besoin de renforcement de ces moyens, fortement accentué par l'effet « falaise » de fermeture du parc nucléaire¹⁶.

La deuxième trajectoire, Hertz, est construite selon un principe de fermeture de réacteurs nucléaires chaque fois que l'évolution de la consommation et le développement des renouvelables le permettent sans entraîner de hausse du recours aux énergies fossiles pour la production électrique. Elle conduit à l'atteinte de l'objectif 50 % en 2030 au lieu de 2025, et au retrait de 24 GWe de capacité nucléaire d'ici à 2035.

Ces deux trajectoires, qui sont les plus ambitieuses du point de vue de la fermeture de réacteurs, ont été écartées en novembre 2017 par le gouvernement. Il a en revanche retenu les deux suivantes.

La trajectoire Ampère est un scénario de substitution du nucléaire par les énergies renouvelables à mesure de leur développement, retenant sur ce point une hypothèse plus forte que pour la trajectoire Hertz. Cette substitution s'exerce jusqu'à atteindre la réduction de la part nucléaire à 50 %, en 2030 également. Un total de 15 GWe de capacité nucléaire est fermé pour atteindre ce résultat. Mais, contrairement à Hertz, cette trajectoire change de logique une fois ce résultat atteint. Entre 2030 et 2035, la poursuite du développement des renouvelables ne vient plus en substitution mais en addition du nucléaire restant, le surplus de production ainsi constitué se déversant massivement dans ce scénario à l'exportation.

La quatrième trajectoire, retenue comme Ampère par le gouvernement en novembre 2017, est le scénario Volt, dont le principe de construction n'est pourtant même pas articulé autour de l'objectif de 50 %. Celle-ci suit en effet une logique selon laquelle l'évolution de la capacité nucléaire est pilotée par les débouchés qu'elle trouve sur le marché français et européen. Ceux-ci sont en partie réduits par le développement des énergies renouvelables, mais sont à l'inverse soutenus, à mesure que ce développement crée une surcapacité en France, par une forte croissance des débouchés à l'exportation. Au total, cette trajectoire ne conduit à fermer que 8 GWe de nucléaire d'ici à 2035. À cette date, le nucléaire représente encore 56 % de la production nationale, celle-ci étant par ailleurs pour plus d'un quart destinée à l'exportation.

Tab. 1 • Caractéristiques des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2017 de RTE

Scénarios RTE	Watt	Hertz	Ampère	Volt
Consommation en 2035	- 14 % par rapport à 2016	- 3 % puis retour au niveau actuel	- 3 % puis retour au niveau actuel	- 7 % par rapport à 2016
Renouvelables en 2035	x 3,1 71 % de la prod.	x 2,4 45 % de la prod.	x 3,1 49 % de la prod.	x 2,4 40 % de la prod.
Pilotage du nucléaire	<i>Fermeture à l'échéance VD4</i>	<i>Fermeture sans hausse CO₂ jusque 50 %</i>	<i>Substitution par EnR jusque 50 %</i>	<i>Pilotage par les débouchés</i>
Nucléaire d'ici 2035	- 55 GWe 55 % en 2025	- 24 GWe 50 % en 2030	- 15 GWe 50 % en 2030	- 8 GWe 56 % en 2035
Solde exportateur en 2035	18 TWh	48 TWh	134 TWh	159 TWh

Source : négaWatt d'après RTE, 2017

16. En appliquant une règle uniforme de fermeture à l'échéance des VD4 sans lissage de cet effet dans le temps, le scénario conduit à concentrer sur certaines années un niveau tel de fermeture de capacités nucléaires qu'il n'est au moment voulu compensable que par la mise en service aux mêmes dates de moyens de production thermiques, bien que leur utilité soit ainsi limitée dans le temps.

La réflexion de RTE sur ses scénarios est un travail continu, qui s'accompagne d'un processus de concertation avec les parties prenantes. RTE a développé dans ce cadre plusieurs analyses postérieures à la publication du BP2017, portant notamment sur la réalisation de variantes supplémentaires. L'une d'entre elles, portant sur le scénario Ampère, présente une importance particulière. Le changement brutal de logique en cours de trajectoire, passant de la substitution à l'addition entre nucléaire et renouvelables, nuit évidemment à la cohérence de ce scénario. Au vu des échanges suscités par la publication du BP2017, RTE a donc étudié un scénario dénommé Ampère +, où la même logique de substitution du nucléaire par les renouvelables au fil de leur développement est appliquée après l'atteinte des 50 % en 2030. Cette trajectoire conduit à la fermeture supplémentaire de 12 GWe de nucléaire entre 2030 et 2035, pour atteindre un total de 27 GWe fermés.

Scénarios examinés par le gouvernement

Dès novembre 2017, le gouvernement a pris une orientation forte, en choisissant d'éliminer de son champ d'analyse les deux scénarios Watt et Hertz produits par RTE pour ne retenir que les scénarios Ampère et Volt. Le gouvernement privilégie ainsi une vision où les renouvelables ne se développent essentiellement qu'en addition du maintien d'un socle nucléaire important. Cette vision, expliquée par une impossibilité supposée d'atteinte dès 2025 de l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production, marque en réalité un renoncement à atteindre cet objectif dès que possible après cette date.

Il semble que ce renoncement ne s'est pas produit à la seule étape de l'arbitrage final, mais dans l'analyse elle-même. C'est en tous cas ce qui ressort de l'éventail des scénarios en discussion au sein de l'exécutif dans la dernière ligne droite, tel qu'il a été révélé le 20 novembre par l'Agence France Presse¹⁷. Celle-ci indique en effet que le gouvernement examinait encore à cette date le choix entre trois scénarios comprenant 11 à 14 fermetures de réacteurs entre 2019 et 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim – soit une moyenne comprise entre un réacteur tous les 14 mois et un réacteur tous les 18 mois (sachant toutefois que la chronique de ces arrêts est au contraire très inégalement répartie). Cela représente, en supposant que tous seraient des réacteurs de 900 MWe, entre 9,9 GWe et 12,6 GWe de capacité fermée, valeurs qui restent dans la fourchette des trajectoires Ampère et Volt.

Outre le fait de tous prévoir la fermeture de Fessenheim en 2020-2022, ces scénarios partageaient de ne pas envisager d'autres fermetures de réacteurs pendant la première période, prescriptive, de la PPE, courant jusqu'à 2023. Ensuite, seul le scénario présenté comme celui porté par le Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES) prévoit un maximum de 6 fermetures de réacteurs pendant la deuxième période, indicative, de la PPE, allant de 2024 à 2028. Ce scénario prévoit ensuite 6 autres fermetures entre l'après PPE et 2035. Les deux autres scénarios, respectivement qualifié d'« intermédiaire » (INT) et porté par le Ministère de l'économie et des finances (MEF), ne prévoient aucune autre fermeture que Fessenheim pendant les 10 ans de la PPE, puis respectivement 12 et 9 fermetures avant 2035.

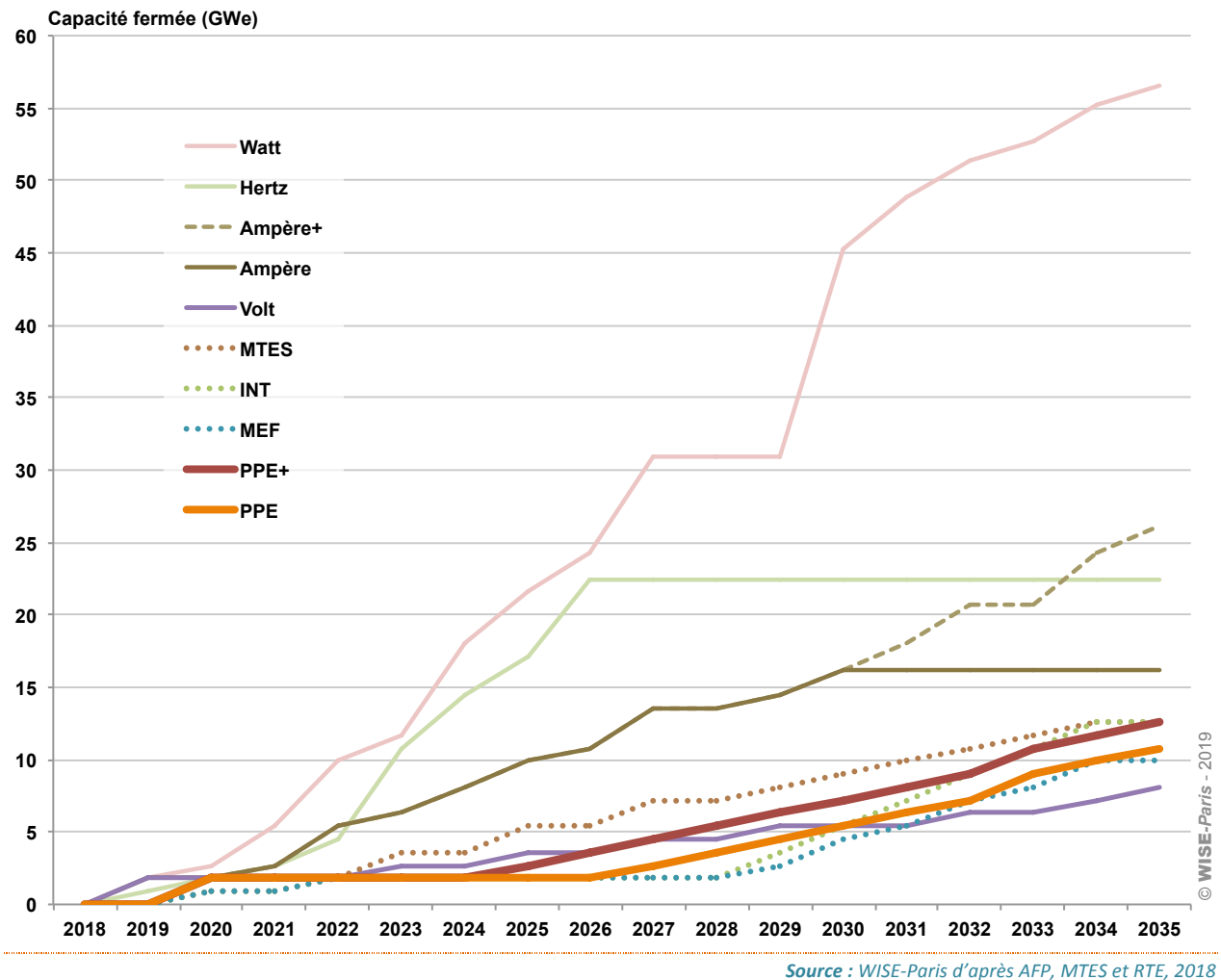
La trajectoire finalement retenue par le gouvernement est une combinaison intermédiaire entre ces trois scénarios. Elle prévoit tout d'abord la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim dans l'année 2020. Ensuite, elle reporte à 2025 voire 2027 toute nouvelle fermeture. Dans sa version de base, c'est en 2027 que s'engage un rythme de fermeture de 1 réacteur par an en moyenne, avec l'exception de 2 réacteurs en 2033, jusqu'en 2035, soit 10 réacteurs en plus de Fessenheim. Si les conditions sont réunies¹⁸, 2 fermetures supplémentaires sont également prévues de manière optionnelle (PPE+) en 2025 et 2026, portant ce total à 12 réacteurs (14 avec Fessenheim). Si l'on revient aux échéances 2023 et 2028 de la PPE, l'engagement du gouvernement se limite à 2 fermetures pendant sa période prescriptive, et 2 fermetures pendant sa période indicative.

17. AFP, « Entre zéro et six fermetures de réacteurs nucléaires d'ici 2028 », dépêche du 20 novembre 2018.

18. Ces conditions portent essentiellement sur la garantie de la sécurité d'approvisionnement, et sur le fait que les capacités de production charbon se réduisent au profit des renouvelables dans les pays voisins, conduisant à des prix bas sur les marchés européens.

La **figure 3** porte une comparaison de la chronique des arrêts de réacteurs, en appliquant dans tous les scénarios ces fermetures prioritairement à des réacteurs 900 MWe, dans différents scénarios : d'une part, la trajectoire présentée par le gouvernement (PPE) et sa variante (PPE+), plus les trois scénarios qui semble avoir été étudiés précédemment (MTES, INT et MEF) ; d'autre part, les quatre scénarios Ampère, Hertz, Watt et Volt de RTE, ainsi que la variante Ampère+. Cette comparaison rappelle comment les arbitrages rendus à chaque étape par le gouvernement se sont systématiquement éloignés d'une trajectoire correspondant à la fermeture des réacteurs du parc à l'échéance de leur 4^{ème} réexamen de sûreté (Watt) pour se rapprocher d'une trajectoire si attentiste sur les fermetures qu'elle ne vise même plus à atteindre l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % (Volt). La trajectoire Ampère, qui faisait figure de scénario médian entre ces deux extrémités, a d'abord été retenue comme haut de la fourchette, restreignant celle-ci de moitié. L'opération s'est répétée avec la trajectoire MTES, à peu près intermédiaire entre les scénarios Ampère et Volt de RTE, devenue hypothèse haute dans la dernière phase d'arbitrage du gouvernement.

Fig. 3 • Trajectoire de fermeture des capacités nucléaires d'ici à 2035 dans différents scénarios



Au final, la trajectoire PPE retenue par le gouvernement est on ne peut plus proche de la trajectoire la plus basse, et la seule à ne pas être construite pour atteindre l'objectif de 50 %, Volt : si un effort à la fin de la période de la PPE, vers 2028 et ensuite, permet à la trajectoire PPE de finir un peu plus haut que le scénario Volt en 2035, elle reste pourtant en-dessous même de Volt pendant l'essentiel de la période couverte par la PPE. La figure témoigne également de l'écart important entre l'attentisme marqué de cette trajectoire et le scénario Ampère / Ampère+, tant du point de vue du point de démarrage que du rythme de fermeture, et donc logiquement du nombre final de réacteurs fermés : cet écart n'est pas seulement dû à une prudence plus grande au début de la trajectoire, mais ne fait au contraire que s'accroître jusqu'en 2035.

La trajectoire retenue par le gouvernement s'éloigne de plus en plus, au fil de la période couverte, de l'atteinte dans les meilleurs délais possibles après 2025 de l'objectif de réduction à 50 % du nucléaire. Elle s'écarte également de plus en plus du rythme de fermeture envisageable, au vu des scénarios dont le gouvernement dispose, dans le respect des critères qu'il s'est lui-même fixés sur la sécurité d'approvisionnement et l'absence de nouveau moyen thermique.

Compléments aux scénarios envisagés

Quelques compléments sont nécessaires pour analyser plus avant les implications de ces scénarios. Tout d'abord, l'analyse ne saurait se limiter au champ très restreint des options examinées par le gouvernement. L'analyse des implications de ces scénarios nécessite de les comparer à d'autres scénarios possibles. Idéalement, cela inclut non seulement l'ensemble des scénarios de RTE, mais également d'autres trajectoires proposées par différents scénarios de transition énergétique existants. On se contentera toutefois ici de considérer, à titre de base de comparaison, le scénario Ampère + développé depuis 2017 par RTE : construit selon le principe d'une trajectoire jusqu'à 2030 retenue initialement par le gouvernement, et prolongée de façon plus cohérente entre 2030 et 2035, celui-ci ne constitue pas la plus ambitieuse des trajectoires envisageables de réduction du nucléaire, mais la plus ambitieuse que semblait prêt à envisager le gouvernement.

Ensuite, aucune indication n'est donnée sur la poursuite de la trajectoire au-delà de 2035. Il semble évident que des fermetures doivent se poursuivre, mais la question se pose de savoir à quel rythme. Ce point soulève un véritable dilemme. D'un côté, le faible nombre de fermetures avant 2035 envisagé dans les scénarios examinés par le gouvernement plaide pour maintenir, au titre d'une faisabilité difficile, un rythme semblable au-delà de 2035 : toutefois, au rythme similaire de moins d'un réacteur fermé par an, il faudrait attendre 2080 environ pour finir de fermer le parc actuel, dont de nombreux réacteurs fonctionneraient jusqu'à 80 ans voire au-delà.

Face à cette perspective, il faut donc au contraire envisager un rythme moyen de fermetures par an plus élevé. Faute d'indication sur ce nombre moyen et sur sa répartition constante ou non dans le temps sur la période post-2035, on pose ici pour la suite de l'analyse une hypothèse sur un rythme constant, à minima de 1 fermeture par an et jusqu'à 4 ou 5 fermetures annuelles.

Un autre point important sur lequel aucune précision n'est disponible concerne l'ordre de fermeture des réacteurs. Hormis l'indication spécifique sur le sort prioritaire ou non de Fessenheim, les déterminants du choix éventuel des 9 à 12 autres réacteurs ciblés par les scénarios qu'a considérés le gouvernement ne sont pas explicités. De très nombreux paramètres doivent en théorie être pris en compte : l'âge des réacteurs, l'échéance réglementaire de leurs réexamens périodiques de sûreté, leur type et leur état de vieillissement, le fait qu'ils utilisent ou non du combustible MOX¹⁹, l'impact de leur fermeture sur le réseau de transport de l'électricité, l'étalement possible des fermetures des différents réacteurs d'un site, et bien sûr les impacts socio-économiques de ces fermetures, variables selon les sites. On ne retient ici, pour analyser les écarts que cela peut induire, que les deux critères simples que sont l'âge technique et l'âge réglementaire des réacteurs.

Le **tableau 2** présente les différents scénarios qui ont été modélisés pour les besoins de la présente analyse, en vue d'étudier dans la suite les conséquences à moyen-long terme de la trajectoire retenue par le gouvernement. Les scénarios combinent une trajectoire de fermeture de réacteurs avant 2035 et sa prolongation à un certain rythme moyen de fermetures par an au-delà de 2035, le tout suivant un ordre d'arrêt des réacteurs lié à leur âge technique ou réglementaire.

19. Un total de 22 réacteurs de 900 MWe utilisent, pour un tiers au plus de leur cœur, du combustible de ce type, fabriqué à partir d'uranium appauvri et de plutonium issu du retraitement à la Hague du combustible à l'uranium utilisé des réacteurs. La fermeture plus ou moins rapide de ces réacteurs « moxés » a des implications fortes vis-à-vis de la stratégie de gestion du combustible utilisé.

Tab. 2 • Caractéristiques des différents scénarios modélisés

Chronologie de fermetures jusqu'à 2035	Rythme de fermetures après 2035	Déterminant de l'ordre des fermetures
PPE Scénario retenu comprenant : - fermeture de Fessenheim en 2020, - fermeture de 10 à 12 réacteurs, à partir de 2025 (PPE+) ou 2027 (à raison de 1 par an, sauf 2 en 2033)	1, 2, 3, 4... Nombre de réacteurs fermés en moyenne chaque année au-delà de 2035 <i>(On applique par défaut à ces fermetures un rythme régulier)</i>	RPS Ordre de fermeture des réacteurs déterminé par leur <i>âge réglementaire</i> , c'est-à-dire par la chronologie des échéances des réexamens périodiques de sûreté (<i>hors priorité éventuelle à Fessenheim</i>)
INT Scénario préparatoire* comprenant : - fermeture de Fessenheim en 2020 et 2022, - pas d'autre fermeture pendant la PPE - fermetures de 12 réacteurs entre 2029 et 2035		
MEF Scénario préparatoire* comprenant : - fermeture de Fessenheim en 2020 et 2022, - pas d'autre fermeture pendant la PPE - fermetures de 9 réacteurs entre 2029 et 2035 (<i>et lancement de réacteurs EPR</i>)		
MTES Scénario préparatoire* comprenant : - fermeture de Fessenheim en 2020 et 2022, - fermeture de 2 réacteurs en 2023, 2 en 2025, 2 en 2027 - fermeture de 6 réacteurs entre 2029 et 2035		DIV Ordre de fermeture des réacteurs déterminé par leur <i>âge technique</i> , c'est-à-dire calculé par rapport à leur date de première divergence (<i>hors priorité éventuelle à Fessenheim</i>)
AMP. Scénario de RTE comprenant la fermeture de 18 réacteurs avant 2030, avant de geler la capacité installée Une variante prévoit la fermeture de 11 autres réacteurs entre 2030 et 2035 (AMP.+)		
HER. Scénario de RTE comprenant la fermeture de 25 réacteurs avant 2026, avant de geler la capacité nucléaire installée jusqu'en 2035		
WATT Scénario de RTE comprenant la fermeture de 54 réacteurs avant 2035, à l'échéance de leur 4 ^{ème} réexamen périodique de sûreté		
VOLT Scénario de RTE comprenant la fermeture de 9 réacteurs avant 2035		

* Scénarios étudiés par le gouvernement, selon une dépêche AFP du 20 novembre 2018 : ces scénarios sont présentés comme respectivement porté par le Ministère de la transition écologique et solidaire (MTES), intermédiaire (INT) et porté par le Ministère de l'économie et des finances (MEF).

Source : WISE-Paris d'après MTES, AFP et RTE, 2018

Les trajectoires retenues pour l'analyse sont comme précédemment : (i) la trajectoire choisie pour la PPE avec sa variante (PPE et PPE+), (ii) les trois trajectoires préalables à la décision envisagées par le gouvernement (MTES, INT, MEF), et (iii) les trajectoires proposées par RTE dans son Bilan prévisionnel 2017, soit la trajectoire Ampère et sa variante (AMP. et AMP.+), la trajectoire Hertz (HER.), la trajectoire Watt (WATT) et enfin la trajectoire Volt (VOLT). Les chroniques de fermeture de réacteurs entre 2028 et 2035 sont tirées des documents publics relatifs à ces trajectoires ou reconstituées sur la base des informations disponibles. Une modélisation permet ensuite de mesurer l'impact de ces chroniques de fermeture sur l'ensemble de la trajectoire du parc nucléaire en service, en fonction notamment d'hypothèses sur l'ordre de fermeture et sur le rythme après 2035.

4. Les conséquences sur la gestion du parc nucléaire à moyen terme

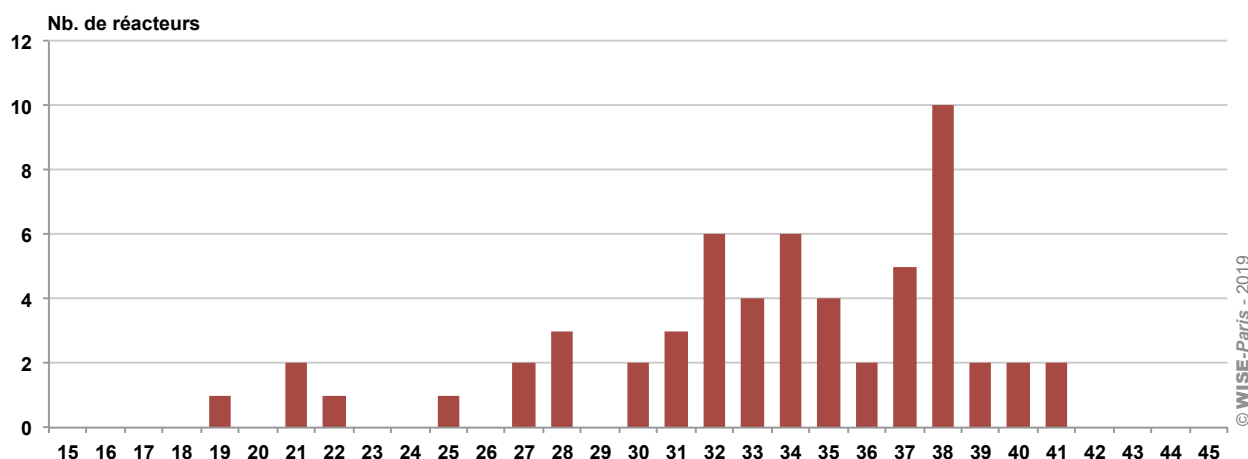
La modélisation de trajectoires prolongeant les scénarios établis pour 2019-2035 au-delà de cette échéance est nécessaire pour prendre la mesure des implications à moyen-long terme de l'attentisme privilégié à court terme. À l'horizon de la fin de la trajectoire proposée par le gouvernement pour atteindre l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 %, soit 2035, tous les réacteurs actuellement en service qui n'auront pas été arrêtés compteront mécaniquement 17 années de fonctionnement supplémentaire. Il est donc essentiel de s'interroger sur l'évolution de l'âge du parc à 2035 et au-delà, et sur la gestion à long terme de ce facteur.

Pyramide des âges du parc

Le parc de 58 réacteurs nucléaires en service, implanté sur 19 sites de centrales, se caractérise d'abord par une forte standardisation : les réacteurs, qui appartiennent tous à la même filière des réacteurs à eau pressurisée (REP) sont regroupés par paliers correspondants à des niveaux de puissance et des évolutions des options techniques. On compte trois paliers regroupant 34 réacteurs de 900 MWe environ (6 réacteurs dans le palier CP0, 18 dans le palier CP1, 10 dans le palier CP2), deux paliers regroupant 20 réacteurs de 1300 MWe environ (8 dans le palier P4, 12 dans le palier P'4), et un palier de 4 réacteurs de 1450 MW (palier N4). Le réacteur EPR en construction à Flamanville, d'une puissance de 1650 MWe, formera donc lors de son éventuelle mise en service un nouveau palier. Il n'est pas pris en compte dans la présente analyse, qui se concentre sur l'évolution du parc nucléaire en service à ce jour vis-à-vis de son vieillissement.

Le parc de réacteurs français fonctionne en moyenne depuis 33,9 années, au sens du nombre d'années de fonctionnement de chaque réacteur depuis sa première divergence. Mais la seconde caractéristique importante du parc est sa pyramide des âges, très resserrée. Celle-ci s'explique par un rythme très rapide de construction dans la première phase du programme nucléaire, basé sur des projections d'augmentation forte de la consommation d'électricité qui ne se sont que très partiellement réalisées. La surcapacité qui en a résulté a alors progressivement conduit à ralentir puis stopper le programme de constructions. Si l'ensemble du parc actuel de 58 réacteurs a été mis en service en 23 ans à partir de 1977, l'essentiel de ces réacteurs a en fait été démarré dans la première décennie, entre 1977 et 1987. À l'exception du palier N4, mis en service plus tardivement, le parc présente un profil trop homogène en âge par rapport à sa durée de vie.

Fig. 4 • Répartition par âge* des 58 réacteurs en service du parc nucléaire français



* Nombre d'années révolues de fonctionnement mesurées à partir de la première divergence du réacteur.

Source : WISE-Paris d'après ASN et EDF, 2018

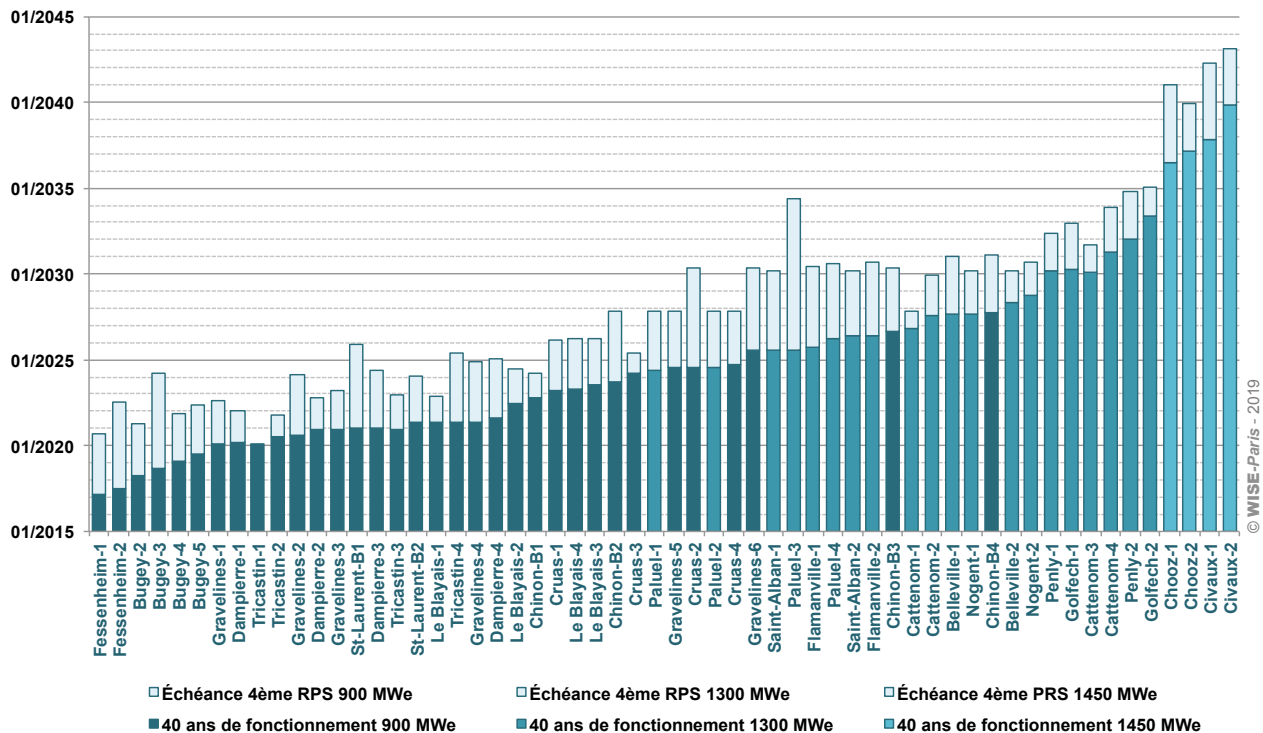
Comme l'indique la figure 4, 48 des 58 réacteurs sont à ce jour entre leur 31^{ème} et leur 42^{ème} année de fonctionnement. Autrement dit, 80 % du parc se tient en à peine une dizaine d'années, soit un quart de la durée de vie initialement prévue pour ces réacteurs, de 40 années de fonctionnement. Le rythme auquel des réacteurs atteignent cette échéance est environ pour les plus de dix ans qui viennent d'environ 4 réacteurs par an, à comparer à un rythme « naturel » de 1,5 réacteur par an²⁰.

Cette situation conduit à un effet « falaise », correspondant au fait que la gestion d'une échéance telle que les 40 ans pour l'ensemble du parc conduit à devoir en gérer le plus grand nombre sur une période très courte et à un rythme particulièrement élevé. Ce constat s'applique quelle que soit l'option de gestion considérée, qu'il s'agisse de prolonger la durée de vie des réacteurs, ce qui constitue en soi une opération lourde, ou de les remplacer par de nouveaux moyens de production nucléaires ou non nucléaires.

²⁰. Ce rythme serait celui d'un parc de 58 réacteurs d'âge équitablement réparti sur la période de fonctionnement de 40 ans.

Il est toutefois essentiel, pour analyser la chronique de fermeture du parc en regard du vieillissement, de distinguer l'âge technique et l'âge réglementaire des réacteurs : le premier désigne leur nombre d'années de fonctionnement (par exemple, comme ci-dessus, par rapport à leur première divergence), le second se réfère aux calendriers de leur suivi réglementaire. La **figure 5** représente, pour chacun des 58 réacteurs actuellement en service du parc nucléaire français, les échéances correspondant respectivement à l'atteinte de ses 40 années de fonctionnement révolues (ce qui est en fait déjà le cas pour les plus vieux d'entre eux), et à l'échéance fixée pour la fin de son éventuel 4^{ème} réexamen périodique de sûreté (RPS), qui est la date maximale à laquelle EDF devra remettre à l'ASN, à l'issue de la 4^{ème} visite décennale, son rapport de réexamen pour chaque réacteur.

Fig. 5 • Échéance par réacteur de l'atteinte de 40 ans de fonctionnement* et du 4^{ème} réexamen périodique



* Durée de fonctionnement mesurée à partir de la première divergence du réacteur.

Source : WISE-Paris d'après AIEA et ASN, 2018

Le premier constat qui s'impose est celui d'un écart important en moyenne et très variable selon les réacteurs entre ces deux échéances. D'une part, le rythme d'exécution des réexamens périodiques de sûreté est calé sur des étapes techniques, les visites décennales (VD), dont le point de départ dépend pour chaque réacteur de la manière dont s'est déroulée, dans les premiers mois voire premières années, sa mise en service. D'autre part, l'échéance du réexamen est elle-même naturellement décalée par rapport à la visite décennale. Enfin, si le rythme décennal a dès l'origine du parc été réglementairement imposé pour les visites décennales, il ne l'a été qu'à partir de la loi dite TSN de 2006²¹ pour les réexamens périodiques de sûreté.

Ainsi, alors que les 58 réacteurs français fonctionnent en moyenne depuis 33,9 années, l'échéance de 4^{ème} réexamen des réacteurs n'interviendra en moyenne pour eux, s'ils l'atteignent, que dans 9,3 années. En fait, cette échéance concernera les réacteurs après une durée de fonctionnement très variable, qui peut aller de 40 années à peine jusqu'à plus de 48 années et s'établit en moyenne à 43,8 ans de fonctionnement.

21. Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire. Avant que celle-ci n'introduise le principe d'une échéance maximale de dix ans entre deux réexamens périodiques de sûreté, cette durée était variable et souvent glissante, entraînant des décalages dans les délais appliqués aux différents réacteurs.

Chronique des réexamens périodiques de sûreté

L'habitude a peu à peu été prise d'appuyer les projections relatives aux fermetures de réacteurs, non plus sur une éventuelle limite en termes de durée de fonctionnement, mais sur les échéances des réexamens périodiques de sûreté. Cela a bien sûr pour effet de décaler de quelques années la chronique des échéances, et de modifier l'ordre dans lequel les réacteurs sont concernés. En revanche, cela ne règle pas le problème de l'effet « falaise ». L'essentiel des réacteurs se tient également en peu de temps selon ce critère : en tout, 30 réacteurs de 900 MWe voient par exemple leur échéance de 4^{ème} réexamen périodique de sûreté intervenir entre 2020 et 2027 (28 si l'on ne prend pas en compte les deux réacteurs de Fessenheim). On retrouve ici le rythme de 4 par an pour les prochaines années qui caractérise aussi la chronique de l'atteinte des 40 ans de fonctionnement.

Les échéances réacteur par réacteur qui apparaissent sur la **figure 5** permettent de préciser ce constat. Tout d'abord, on peut observer que 33 réacteurs actuellement en service font l'objet d'une échéance de 4^{ème} réexamen de sûreté antérieure à la fin 2028 : en d'autres termes, ce sont autant de réacteurs qui doivent faire l'objet d'une prolongation au-delà du 4^{ème} réexamen avant la fin de la période PPE, s'ils ne sont pas arrêtés pendant cette phase. À l'horizon de la fin 2035 qui est celui de la trajectoire présentée dans le cadre de la PPE, ce sont même tous les réacteurs à l'exception du palier N4 doivent avoir franchi, s'ils sont encore en fonctionnement, l'échéance de leur 4^{ème} réexamen périodique de sûreté.

On peut également noter que les 24 réacteurs les premiers concernés atteignent l'échéance du 4^{ème} réexamen avant la fin de 2025. Si leur fonctionnement se poursuit, ils atteignent donc l'échéance du 5^{ème} réexamen avant la fin de l'année 2035. Ainsi, dans une trajectoire où ils n'auront pas été arrêtés avant 2035, ils auront dû être prolongés au-delà du 5^{ème} réexamen.

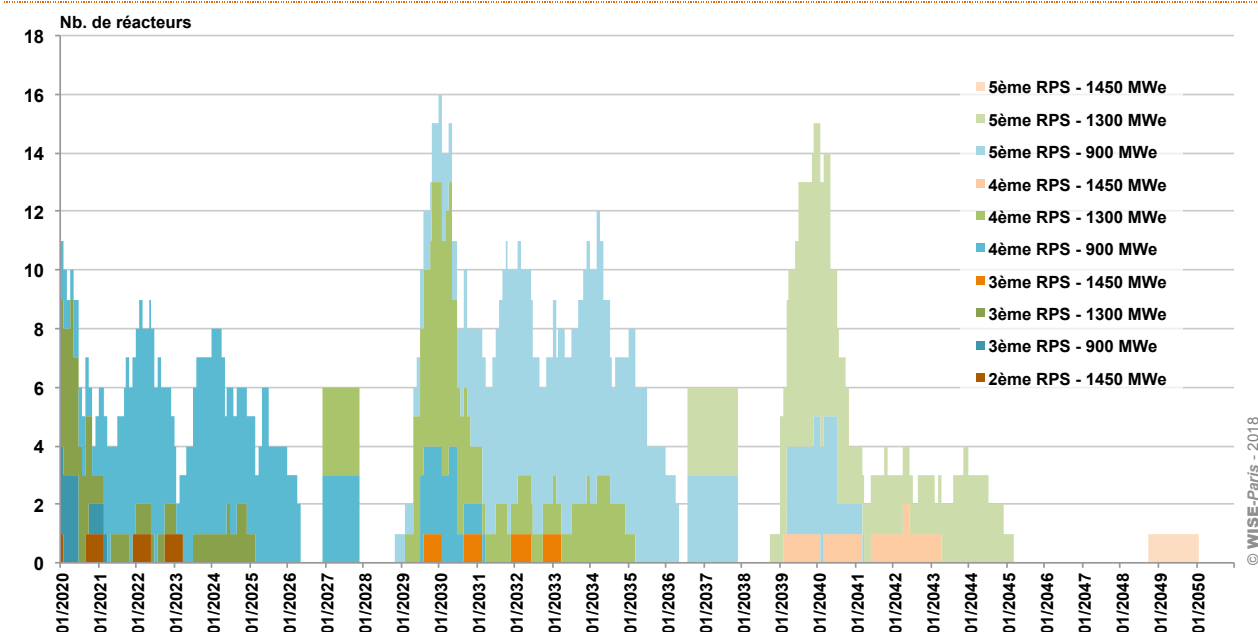
Du point de vue de la gestion d'une trajectoire de fermetures, le problème d'un calage sur les échéances de réexamen périodique de sûreté pose également un problème de cadence. Le choix du réexamen comme jalon vient de ce que, par son caractère réglementaire, celui-ci est perçu comme une étape repérable de décision de poursuite de fonctionnement, et donc par symétrie de décision d'arrêt. La réalité du processus de décision est en fait assez différente.

En amont de cette échéance, et même de la visite décennale qui la précède, l'instruction technique des exigences associées au réexamen périodique permet à EDF d'identifier un certain nombre de contrôles et travaux à effectuer puis de les réaliser, avant d'en rendre compte dans le rapport de réexamen, remis donc au plus tard à l'échéance de fin de réexamen. Sur la base de ce rapport, c'est plusieurs mois – voire malheureusement souvent plusieurs années plus tard – que l'ASN se prononce ensuite sur la poursuite de fonctionnement du réacteur, assortie selon les conclusions du rapport de réexamen de conditions supplémentaires.

Dans ce processus, une décision de fermeture risque moins de venir d'un point d'arrêt réglementaire que d'une difficulté technique à atteindre les conditions de prolongation à un coût permettant d'en assurer la rentabilité. À l'inverse, toute prolongation s'accompagne de travaux de maintenance lourde et de renforcements qui ont un coût, que l'opérateur vise ensuite à amortir jusqu'à l'échéance de réexamen suivante. En d'autres termes, le processus des réexamens périodiques conduit à considérer du point de vue économique un pas de temps d'une décennie de rentabilisation des dépenses de prolongation entre deux points d'éventuelle décision d'arrêt du réacteur. Ce pas de dix ans est évidemment beaucoup trop long, d'autant plus qu'il se combine avec la pyramide des âges évoquée précédemment, pour apporter la flexibilité nécessaire à la gestion des fermetures.

La **figure 6** illustre l'effet de congestion lié à un calage sur les échéances de réexamen périodique, d'autant plus qu'il est renforcé par l'effet de périodicité : la mise en œuvre des différents réexamens sur les différents paliers en vient à se chevaucher, créant des pics où jusqu'à une quinzaine de réacteurs soit un quart du parc, peuvent être concernés simultanément ! Le graphique présente la chronique des réexamens périodiques de sûreté à venir sur l'ensemble du parc dans une situation théorique où tous les réacteurs actuellement en service passeraient non seulement le 4^{ème} réexamen périodique, mais également le 5^{ème}. On suppose également que les réacteurs plus jeunes franchissent avant cela, pour ceux qui ne l'ont pas encore fait, le 2^{ème} puis le 3^{ème} réexamen de sûreté pour le palier N4, et le 3^{ème} réexamen pour l'essentiel des réacteurs 1300 MWe et quelques réacteurs 900 MWe qui ne l'ont pas encore passé.

Fig. 6 • Chronique théorique des réexamens périodiques de sûreté du parc de 58 réacteurs en service*



* La charge correspondant à chaque réexamen périodique de sûreté de réacteur est représentée par une durée forfaitaire avant l'échéance du réexamen, qui s'allonge à mesure que l'âge du réacteur rend a priori cette opération de plus en plus lourde ; cette durée est supposée ici de 6 mois, 12 mois et 18 mois respectivement pour les 3^{ème}, 4^{ème} et 5^{ème} réexamens de sûreté.

Source : WISE-Paris d'après ASN, 2018

Conséquences à terme de la trajectoire PPE

La trajectoire retenue pour la PPE comprend dans sa version minimale 12 fermetures de réacteurs sur une période de 17 ans, et 14 fermetures dans sa variante PPE+. Ce rythme est à comparer à celui de la construction du parc : sur une période équivalente de 16 ans, c'est 54 réacteurs qui ont à l'époque été démarrés. La différence de rythme porte donc sur un différentiel de 40 réacteurs dont la gestion est ainsi repoussée à l'après-2035.

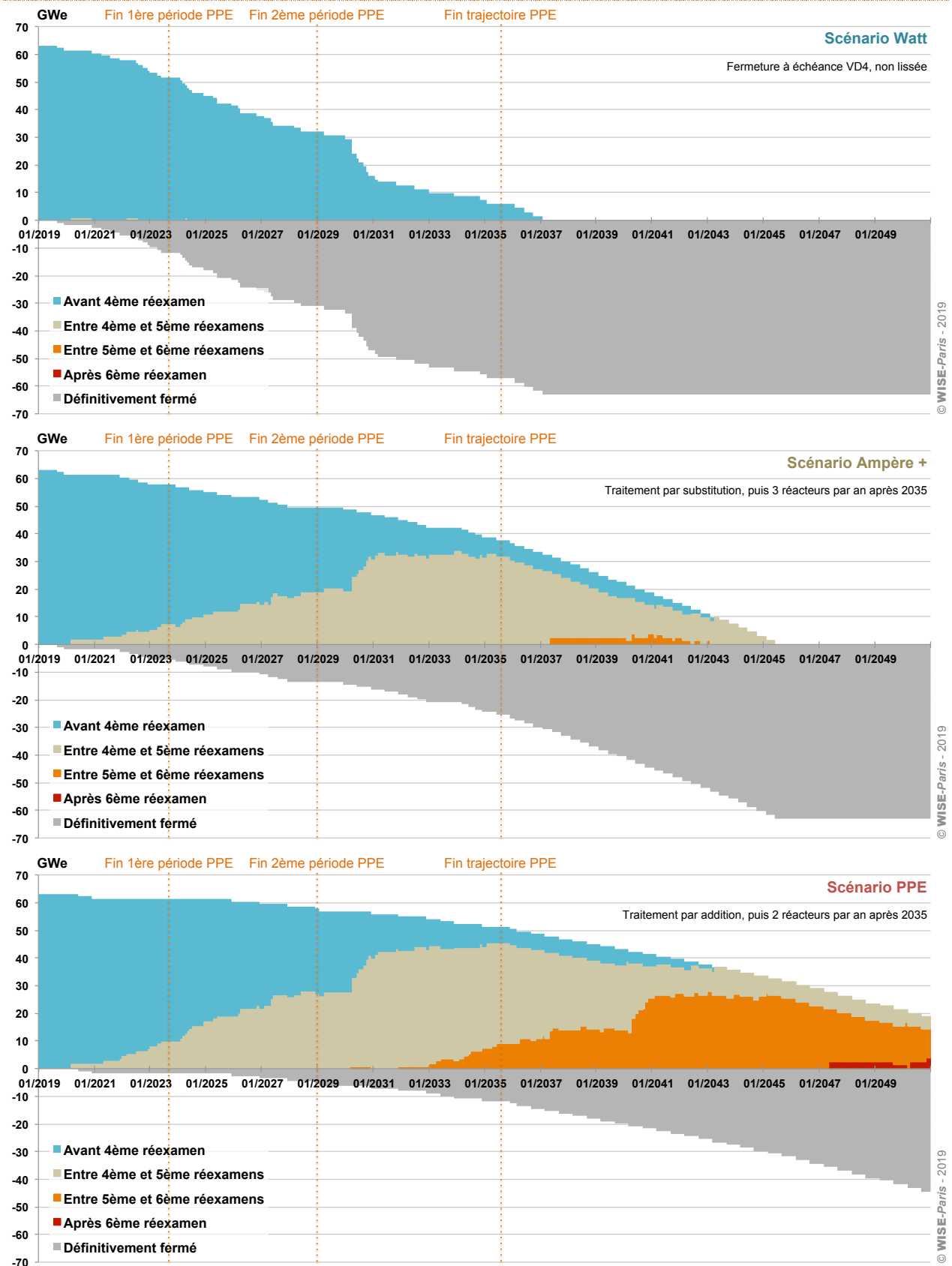
Ce choix porte mécaniquement à conséquence. D'une part, les réacteurs qui restent en service dans le cadre de la trajectoire PPE atteignent inévitablement 17 années de fonctionnement de plus en 2035. D'autre part, le rythme de fermeture de réacteurs ne peut pas être indifféremment ralenti jusqu'à 2035 pour être accéléré à l'envi ensuite. La suite de la trajectoire et le devenir des 44 à 46 réacteurs actuels qui restent en service dans le scénario PPE, sont contraints par les limites à cette accélération.

La **figure 7** illustre l'effet dans le temps long d'une trajectoire plus ou moins rapide dans la période allant d'aujourd'hui à 2035. Le scénario Watt montre d'abord une trajectoire de fermeture des 58 réacteurs à l'échéance de leur 4^{ème} réexamen périodique de sûreté, sans effort de lissage du rythme de ces fermetures pour compenser l'effet « falaise » de la pyramide des âges. Les 4 réacteurs restant en service en 2035 sont fermés progressivement peu après. L'âge moyen des 58 réacteurs à leur date de fermeture est 42,9 ans.

Dans le scénario Ampère+, tous les réacteurs à l'exception des deux unités de Fessenheim sont prolongés au-delà du 4^{ème} réexamen périodique, mais 27 sont arrêtés ensuite avant 2035. La trajectoire représentée montre qu'en accélérant ensuite le rythme à 3 fermetures par an, il est pratiquement possible d'éviter toute nécessité de prolonger des réacteurs au-delà de leur 5^{ème} réexamen périodique de sûreté.

La trajectoire retenue par le gouvernement dans le cadre de la PPE conduit également à la prolongation de fonctionnement au-delà du 4^{ème} réexamen périodique de tous les réacteurs hormis Fessenheim. Mais 10 réacteurs seulement sont arrêtés ensuite avant 2035. À cette date, 12 réacteurs ont donc déjà dû être prolongés au-delà du 5^{ème} réexamen périodique de sûreté. Et si l'on fait pour la suite l'hypothèse d'un rythme de fermeture de 2 réacteurs par an, ce sont même au-delà de 2035 un total de 13 réacteurs qui doivent fonctionner au-delà du 6^{ème} réexamen périodique...

Fig. 7 • Évolution du parc nucléaire existant dans trois scénarios (Watt, Ampère+, PPE) prolongés après 2035



Source : WISE-Paris d'après ASN, EDF, RTE et AFP, 2018

Le **tableau 3** fournit des résultats plus détaillés sur les trajectoires PPE et PPE+ pour le parc existant²² et leur prolongement après 2035, ainsi que sur les autres scénarios avec lesquels elles peuvent être comparés. Les résultats présentés sont issus de simulations retenant jusqu'à 2035 la chronique fournie pour chacun des scénarios considérés²³, prolongée ensuite avec un rythme régulier de fermetures du parc actuel restant en service en 2035 selon trois hypothèses de fermeture moyenne de 1, 2 ou 3 réacteurs par an. Par défaut, hormis la fermeture prioritaire de Fessenheim, l'ordre retenu pour les fermetures de réacteurs est une priorité par échéance de réexamen périodique²⁴. Cet ordre de priorité est a priori celui qui réduit le plus les besoins de prolongation induits par chaque trajectoire.

La trajectoire PPE a tout d'abord, par les hypothèses qu'elle retient sur le nombre de réacteurs arrêtés, des implications fortes sur le nombre de réacteurs qui doivent être prolongés. C'est vrai dès la période réglementairement couverte par la programmation, qui va jusqu'à 2028 : alors que 33 réacteurs sont confrontés à l'échéance de leur 4^{ème} réexamen périodique avant cette date, seuls les 2 réacteurs de Fessenheim, dont l'arrêt est programmé par ailleurs, plus 2 autres réacteurs (4 dans la variante PPE+) sont définitivement arrêtés d'ici à 2028. Avec une première fermeture post-Fessenheim n'intervenant qu'en 2027 (et même 2025 dans PPE+), aucun autre réacteur ne peut être arrêté avant son 4^{ème} réexamen périodique. Ce phénomène se poursuit ensuite : dans cette trajectoire, tous les réacteurs autres que Fessenheim doivent être prolongés au-delà de leur 4^{ème} réexamen. Fin 2028, l'âge moyen du parc est de 43,5 années de fonctionnement.

La situation se complique encore entre 2028 et 2035. Fin 2035, seuls les 4 réacteurs du palier N4 restent en fonctionnement sous le régime de leur 3^{ème} réexamen de sûreté (le 4^{ème} n'intervient qu'à partir de 2039). Mais à cette date, les plus anciens des réacteurs ont au contraire déjà atteint l'échéance de leur 5^{ème} réexamen : c'est le cas de 22 réacteurs. Or seuls 10 réacteurs sont arrêtés selon la trajectoire PPE pendant cette période (et respectivement 12 dans la variante PPE+). Ainsi, le scénario du gouvernement implique selon ces hypothèses que 12 réacteurs fonctionnent fin 2035 au-delà de leur 5^{ème} réexamen de sûreté.

Le scénario Ampère+ dessine par comparaison une trajectoire qui repose aussi beaucoup sur des prolongations au-delà du 4^{ème} réexamen (tous les réacteurs autres que Fessenheim y sont également prolongés), mais évite toute prolongation au-delà du 5^{ème} réexamen avant 2035, en fermant 11 réacteurs de plus avant 2028, 17 de plus entre 2028 et 2035. Il faut à minima fermer environ 22 réacteurs avant 2035, Fessenheim inclus, soit au moins 10 de plus que dans le scénario PPE, pour éviter toute nécessité mécanique de prolongation au-delà du 5^{ème} réexamen avant cette date – même si ce niveau n'est probablement pas suffisant pour les éviter ensuite.

Dans le scénario PPE, l'âge moyen des 44 réacteurs du parc actuel restant en service en 2035 atteint à cette date 49,6 années de fonctionnement (42 réacteurs et 49,4 années dans PPE+). Il est dans ces conditions inévitable, sauf à fermer très brutalement le parc après 2035, que de nombreuses prolongations au-delà du 5^{ème} réexamen soient nécessaires. Ainsi, en supposant que le rythme quadruple par rapport à la moyenne de 0,7 réacteur par an fermé entre 2019 et 2035, avec 3 fermetures en moyenne par an, ce sont environ 36 réacteurs de plus qui doivent être prolongés au-delà du 5^{ème} réexamen après 2035, portant le total à 48 réacteurs. La moyenne d'âge de l'ensemble des 58 réacteurs à la fermeture atteint alors 55,8 années de fonctionnement. Et si le rythme moyen après 2035 n'est que de 2 réacteurs par an, on entre alors un peu avant 2050 dans une situation où des prolongations au-delà du 6^{ème} réexamen de sûreté sont nécessaires – pour 13 réacteurs dans cet exemple. La moyenne d'âge à la fermeture atteint dans ce cas 58,8 années de fonctionnement.

Les résultats obtenus pour la trajectoire PPE, et plus largement pour l'ensemble des trajectoires évaluées, permettent de mesurer les conséquences d'un constat assez intuitif : toute trajectoire à 2028 et 2035 consistant à reporter après son terme une partie plus importante de fermetures conduit à l'empilement d'un stock plus important de réacteurs à fermer dans un délai restant plus contraint. Cet effet se mesure par exemple en termes d'années.réacteurs, c'est-à-dire de nombre d'années de fonctionnement cumulé des différents réacteurs²⁵.

22. Le parc représenté est celui des 58 réacteurs à eau pressurisée en service en France au 25 novembre 2018. Les simulations proposées ici portent sur la trajectoire de prolongation et fermeture de ce parc existant sur la base des hypothèses retenues, indépendamment de toute considération sur sa production et son insertion dans une trajectoire énergétique. Cette trajectoire est indépendante de l'éventuelle mise en service du réacteur EPR de Flamanville voire de celle de nouveaux réacteurs qui pourraient être mis en construction, qui ne sont donc pas prises en compte à ce stade.

23. La modélisation reprend les hypothèses disponibles sur les années de fermeture et opère en tant que de besoin un lissage, en répartissant les fermetures selon les années quand seul un nombre de fermetures sur une période donnée est fourni, et les fermetures pendant l'année quand plusieurs interviennent une même année.

24. Lorsqu'un réacteur doit être fermé, c'est celui dont le N^{ème} réexamen périodique voit son échéance la plus proche, parmi ceux qui n'ont pas encore fait l'objet d'une prolongation au-delà de ce réexamen, qui est arrêté.

25. Ainsi, le parc existant de 58 réacteurs comptait à fin novembre 2018 un total de 1960,6 années.réacteurs de fonctionnement (depuis la première divergence des réacteurs).

Tab. 3 • Caractéristiques de trajectoires basées sur les scénarios examinés à 2035 et prolongées au-delà

Scénarios 2028 & 2035		PPE			PPE+			MTES			INT			MEF		
Fin 2028	Nb. réacteurs	54			52			50			56			56		
	Âge moyen	43,5			43,3			43,0			43,7			43,7		
	Nb. > 4 ^{ème} RPS	29			27			25			31			31		
Fin 2035	Nb. réacteurs	46			44			44			44			47		
	Âge moyen	49,6			49,4			49,4			49,4			49,7		
	Nb. > 5 ^{ème} RPS	12			10			10			10			13		
Fermetures/an > 2035		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Nb. prolongés > 4 ^{ème} RPS		56			56			56			56			56		
Nb. prolongés > 5 ^{ème} RPS		51		48	49		45	46		41	49		46	52		49
Nb. prolongés > 6 ^{ème} RPS		36	13	0	34	10	0	34	10	0	34	10	0	38	14	0
Âge moyen fermeture		68,0	58,8	55,8	66,1	57,7	55,0	65,7	57,4	54,5	66,4	58,0	55,2	69,0	59,4	56,3
Fermeture moy. < RPS*		3,1			3,7			3,5			3,4			2,8		
Années.réact. > 4 ^{ème} RPS		551		547	539		532	519		512	554		547	558		555
Années.réact. > 5 ^{ème} RPS		886	357	186	789	306	151	786	302	148	789	306	151	935	383	203
Scénarios 2028 & 2035		Ampère			Ampère+			Hertz			Watt			Volt		
Fin 2028	Nb. réacteurs	43			43			33			25			53		
	Âge moyen	42,2			42,2			40,7			39,5			43,4		
	Nb. > 4 ^{ème} RPS	18			18			8			0			28		
Fin 2035	Nb. réacteurs	40			29			33			4			50		
	Âge moyen	48,8			47,1			47,7			38,1			50,1		
	Nb. > 5 ^{ème} RPS	6			0			0			0			16		
Fermetures/an > 2035		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Nb. prolongé > 4 ^{ème} RPS		56			56			56			3			56		
Nb. prolongé > 5 ^{ème} RPS		40		36	27	16	4	33	28	18	0			52		50
Nb. prolongé > 6 ^{ème} RPS		28	0	0	14	0		18	0		0			42	18	0
Âge moyen fermeture		61,4	54,5	52,2	54,4	50,8	49,6	55,3	50,6	49,0	42,9	42,8		71,2	60,5	56,9
Fermeture moy. < RPS*		5,2			4,8			7,1			0,9			2,2		
Années.réact. > 4 ^{ème} RPS		450		437	423	406	374	353	350	325	1			583	543	542
Années.réact. > 5 ^{ème} RPS		610	210	89	233	39	2	351	81	16	0			1086	462	254

* Pour la trajectoire prolongée au-delà de 2035 par ordre de RPS, sur la base d'un rythme moyen de 2 réacteurs par an.

Source : WISE-Paris d'après MTES, AFP et RTE, 2018

Ainsi par exemple, le scénario PPE, poursuivi par 2 fermetures par an au-delà de 2035, conduit par rapport à un scénario de fermeture des réacteurs sans prolongation à 551 années.réacteurs de fonctionnement entre 4^{ème} et 5^{ème} réexamen périodique de sûreté, auxquelles s'ajoutent 357 années.réacteurs de fonctionnement allant au-delà de ce 5^{ème} réexamen. Par comparaison, la trajectoire Ampère+ également suivie d'un rythme de 2 fermetures par an engendre 406 années.réacteurs entre 4^{ème} et 5^{ème} réexamen, et 39 années.réacteurs post 5^{ème} réexamen ; ces chiffres sont ramenés respectivement à 374 et 2 (pour ne pas dire zéro) à raison de 3 fermetures par an. Dans le cas du scénario PPE, même un rythme porté après 2035 à 5 fermetures par an ne permet pas de revenir au même résultat : il conduit encore à 507 années.réacteurs de fonctionnement entre 4^{ème} et 5^{ème} réexamen, et quelques 50 années.réacteurs post 5^{ème} réexamen.

Pilotage de la trajectoire PPE

L'analyse des scénarios ne doit pas s'arrêter à ce bilan, qui reflète a priori des trajectoires optimisées du point de vue de la chronique des fermetures et de son lissage. La réalité de la gestion des fermetures risque d'être autrement plus complexe, principalement pour deux raisons.

La première est que l'ordre de priorité des fermetures a peu de raisons de suivre, comme dans les modélisations précédentes, l'ordre strict de l'âge réglementaire des réacteurs. D'autres facteurs devront en effet être pris en considération. Il peut d'abord s'agir de facteurs extérieurs, liés notamment aux différents sites d'implantation de des centrales, qui conditionnent les implications des fermetures de réacteurs vis-à-vis de la tenue du réseau électrique, des impacts socio-économiques locaux, ou encore des relations diplomatiques avec des territoires frontaliers. Il peut surtout s'agir de facteurs propres à chaque site ou à chaque réacteur, liés par exemple à la conception ou à l'historique de construction ou d'exploitation, qui déterminent le niveau d'action technique nécessaire pour respecter des exigences de prolongation et les coûts associés. Ces éléments techniques, s'ils peuvent pour partie être anticipés et donc intégrés à la planification de la trajectoire, peuvent aussi apparaître de manière imprévue au cours du temps, obligeant au contraire à des ajustements de la trajectoire.

Le gouvernement a introduit avec la PPE une nouvelle contrainte, en donnant comme consigne à EDF, pour préserver la possibilité d'implanter à terme de nouvelles installations nucléaires sur chacun des 19 sites des centrales, de faire en sorte de ne fermer tous les réacteurs sur aucun site (hormis bien sûr Fessenheim) d'ici à 2035. Cela signifie que des réacteurs parmi les plus anciens, donc potentiellement les plus problématiques à prolonger, devront être maintenus en fonctionnement jusqu'à ²⁶.

La prise en compte de ces différents facteurs est bien sûr de nature, pour une même trajectoire globale de fermetures, à placer certains réacteurs plus haut dans l'ordre des fermetures que dans la modélisation précédente, et à les faire fonctionner moins longtemps. Mais cela conduit mécaniquement à placer d'autres réacteurs plus bas, et donc à les faire fonctionner plus longtemps. Les conséquences de telles permutations ne sont pas anodines, et doivent s'apprécier au cas par cas. D'une manière générale, plus une trajectoire est contrainte, comme l'est celle du scénario PPE, et plus ces conséquences risquent d'être difficiles à maîtriser.

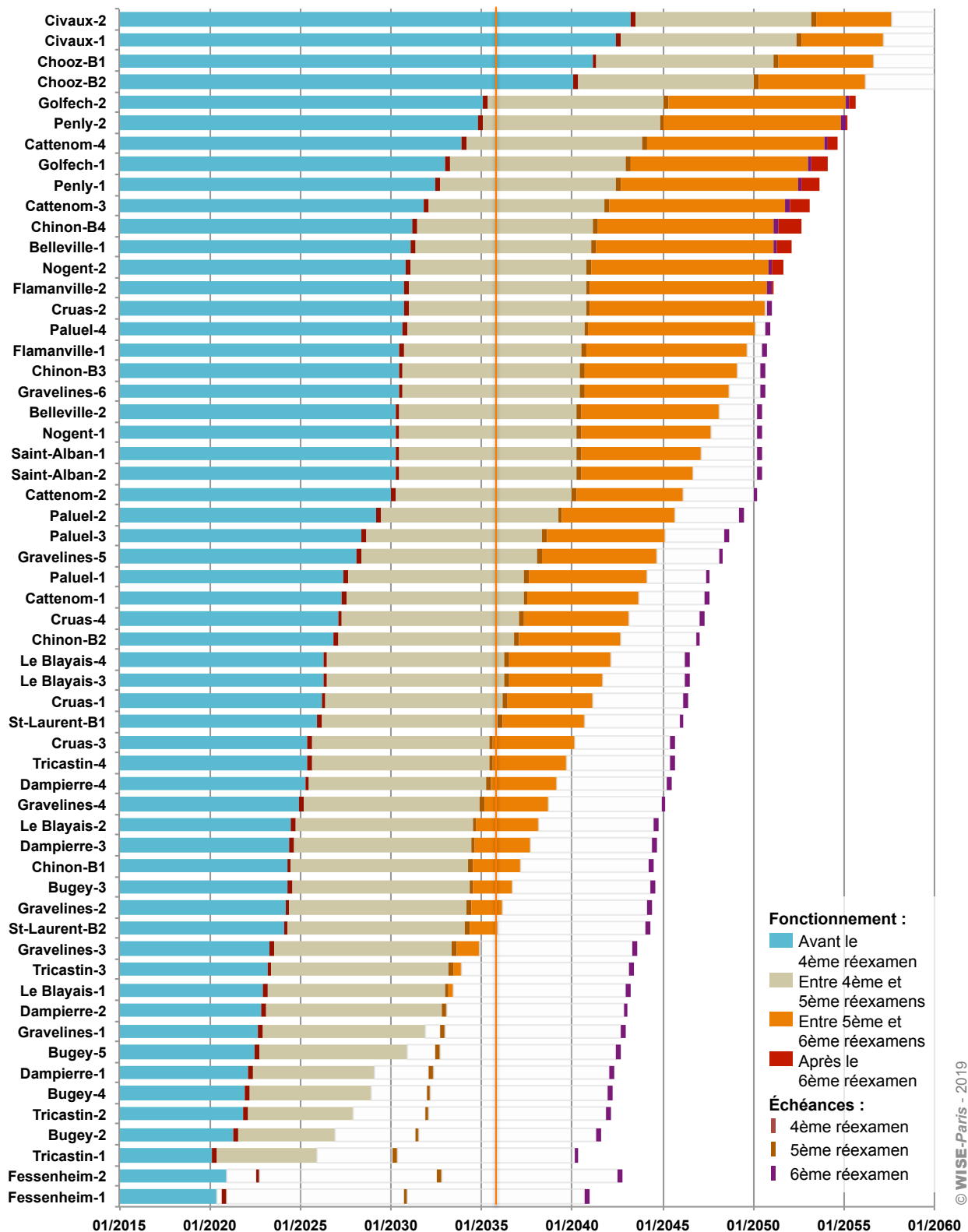
La seconde raison tient dans l'articulation entre une chronique fine et régulière de fermetures, et le pas de temps des réexamens de sûreté. Pour l'illustrer, la **figure 8** représente le calendrier théorique de fermeture des réacteurs obtenu par modélisation de la trajectoire PPE jusqu'à 2035, prolongée ensuite par un rythme régulier de fermeture de 2 réacteurs par an, en appliquant sur l'ensemble de la trajectoire un ordre de priorité des réacteurs en fonction des échéances de réexamen de sûreté (sauf pour la fermeture au début de Fessenheim).

Le gouvernement affirme dans le dossier de presse de présentation de la PPE que le calendrier de fermeture des réacteurs respectera les échéances de la 5^{ème} visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception des réacteurs que la PPE prévoit de fermer avant la fin de la période indicative, en 2027 et 2028. Il est souligné que cela est nécessaire pour optimiser les investissements qui auront été consentis pour assurer la prolongation de fonctionnement des réacteurs concernés. Pourtant, cet engagement semble en réalité peu compatible avec l'échéancier des 5^{èmes} réexamens périodiques de sûreté.

Plus généralement, dans une trajectoire lissée, à de rares exceptions près, les fermetures de réacteurs ne coïncident pas avec les échéances des réexamens périodiques de sûreté, et peuvent au contraire s'en éloigner significativement. Les repères traçant sur la figure les échéances respectives du 4^{ème}, du 5^{ème} voire du 6^{ème} réexamen expliquent pourquoi : ces échéances dessinent à chaque décennie une pente beaucoup trop plate par rapport au rythme nécessaire de fermeture des réacteurs, d'autant plus si ce rythme est comme dans le scénario PPE très lent pendant toute une première phase.

²⁶. On pense par exemple aux réacteurs de Tricastin ou du Bugey : pour que l'un d'eux fonctionne encore sur chaque site fin 2035 il devront avoir été prolongés au-delà de leur 5^{ème} réexamen périodique de sûreté.

Fig. 8 • Calendrier de fermeture des réacteurs dans le scénario PPE et son prolongement au-delà de 2035*



* À raison d'un rythme régulier de 2 fermetures de réacteurs en moyenne par an à partir de 2036.

Source : WISE-Paris d'après ASN et MTEs, 2018

De manière simple, plus la pente de la trajectoire de fermeture des réacteurs est rapide, et plus il est difficile de la rapprocher des échéances de réexamen. Par exemple, si la modélisation de la trajectoire PPE se poursuit avec une hypothèse de 2 fermetures par an après 2035, les 58 réacteurs sont en moyenne sur l'ensemble de la trajectoire arrêtés définitivement 3,1 années avant l'échéance de réexamen²⁷. Si le rythme est plus rapide après 2035, avec 3 fermetures par an, ils sont en moyenne arrêtés 5,3 années avant l'échéance de réexamen. En revanche, si au contraire ce rythme n'est que de 1 fermeture par an, les réacteurs peuvent être fermés 1,5 ans en moyenne avant l'échéance.

Si elle témoigne de la difficulté à faire coïncider la cadence des fermetures avec l'échéancier des réexamens périodiques de sûreté, la courbe modélisée pour la suite de la trajectoire PPE en illustre également l'intérêt. Il serait en effet pertinent, dans cet exemple, de moduler le rythme de fermeture (moyennant les possibilités d'adaptation du reste du système électrique à cet ajustement) pour éviter le dépassement par quelques réacteurs, et surtout pour quelques années seulement, de l'échéance du 6^{ème} réexamen périodique. Une telle modulation ne serait toutefois pas sans répercussions et risquerait au contraire d'éloigner les fermetures d'autres réacteurs de leur propre échéance de réexamen.

Au final, compte tenu du calendrier des échéances de réexamen d'une part, du rythme nécessaire de fermetures d'autre part, et des difficultés supplémentaires à rapprocher les secondes des premières pour tenir compte des différentes priorités de gestion de la trajectoire, il semble en réalité illusoire de faire coïncider massivement les décisions effectives de fermetures avec les réexamens périodiques. La logique de fermetures calées sur les réexamens, qui prévaut aujourd'hui dans les réflexions sur la planification des fermetures, n'est en réalité pas compatible avec les différentes contraintes qui s'appliquent à cette trajectoire.

Ce point a deux conséquences importantes. La première est de remettre en question le principe même d'un processus de décision piloté par les arbitrages rendus par l'ASN sur la sûreté ou par EDF sur la rentabilité des prolongations à l'occasion des réexamens décennaux. La seconde est, par continuité, de poser la question des mécanismes susceptibles de traiter des questions de sûreté et de rentabilité des investissements dans un cadre où les fermetures ne coïncident pas nécessairement avec la cadence des réexamens périodiques. En effet, le processus repose aujourd'hui sur la réalisation, à chacune de ces étapes, d'investissements importants dont la justification repose, tant du point de vue du bénéfice attendu pour la sûreté que de la rentabilité, sur la perspective d'un fonctionnement pour dix années supplémentaires. Ce mécanisme n'est adapté ni à la gestion d'une prolongation pour quelques années, ni à celle d'une fermeture anticipée de quelques années par rapport à l'échéance de réexamen prévue. Que ce soit en termes d'impact sur le coût de production des réacteurs prolongés ou de mécanismes éventuels d'indemnisation pour les réacteurs arrêtés, cette question a des implications majeures du point de vue de l'économie de la trajectoire de fermetures.

5. Les conséquences sur l'économie du système électrique

La trajectoire retenue par le gouvernement pour la PPE, en privilégiant clairement une logique d'addition des nouvelles capacités renouvelables au maintien d'une grande majorité de la capacité nucléaire existante, n'est pas sans conséquences sur l'économie du système électrique français à moyen et long terme. S'agissant de mécanismes économiques touchant au marché de l'électricité en France et indissociables de l'évolution du marché européen, ces conséquences ont évidemment un caractère beaucoup moins mécanique que les implications des choix à court terme sur les contraintes à moyen et long terme en matière de fermetures de réacteurs.

Le scénario PPE présenté par le gouvernement repose toutefois sur une vision assez claire, même si elle n'est pas toujours explicitée, de l'évolution du système électrique dans laquelle s'inscrit la trajectoire nucléaire. L'analyse de cette trajectoire électrique permet de mieux cerner les implications de la stratégie de prolongation du parc nucléaire retenue pour le système électrique français et son économie.

Cette analyse ne doit pas s'intéresser comme précédemment à la seule trajectoire du nucléaire existant, mais tenir compte également de l'introduction éventuelle de nouveaux réacteurs dans le système. Il s'agit bien sûr avant tout du réacteur EPR en construction à Flamanville, dont le dossier de présentation de la PPE ne fait pas mention, mais dont la mise en service semble néanmoins prévue dans le scénario PPE dans le courant de l'année 2020²⁸ ; cette hypothèse est retenue dans la suite.

27. Avec une grande variabilité, que l'on retrouve pratiquement dans toutes les trajectoires modélisées, avec des délais entre fermeture et prochain réexamen périodique de sûreté s'échelonnant entre moins d'une année et plus de neuf années.

28. Cette mise en service est soumise au résultat des différents essais restant à réaliser sur les systèmes du réacteur, mais surtout aux instructions en cours sur des problèmes de qualification d'équipements : un dossier est ouvert concernant les soudures des tuyauteries du circuit secondaire principal, dont certaines pourraient s'avérer très compliquées et longues à réparer si elles doivent effectivement l'être ; à la demande de l'ASN, une revue approfondie des dossiers de qualification d'autres équipements est également en cours.

Il peut s'agir également de nouveaux réacteurs, sur lesquels le gouvernement présente une position pour le moins ambiguë : tout en reconnaissant les doutes qui pèsent sur la filière des réacteurs EPR et sur leur compétitivité à long terme vis-à-vis des énergies renouvelables, et en affirmant qu'il n'existe aucun besoin de nouvelle capacité nucléaire pour le système électrique à l'horizon 2035, la PPE prévoit de disposer dès 2021 des éléments pour prendre la décision ou non de lancer un nouveau programme électronucléaire. On peut souligner que le scénario dit MEF, dont la trajectoire PPE retenue par le gouvernement se rapproche le plus, prévoyait le lancement pendant la PPE de la construction de 4 réacteurs EPR optimisés, pour une mise en service à l'horizon 2035-2040. L'introduction éventuelle dans le système de nouveaux EPR sort donc du champ de l'analyse qui suit, qui ne porte que sur la période d'aujourd'hui à 2035.

Risques structurels

D'une manière générale, même si de nombreuses incertitudes pèsent sur l'évolution des marchés, on peut identifier au moins trois risques économiques structurels pesant sur l'évolution du système électrique français à l'horizon de la trajectoire nucléaire PPE.

Le premier est mécaniquement lié à la pyramide des âges du parc nucléaire, et aux spécificités de la chronique des coûts des réacteurs nucléaires. Ceux-ci se distinguent notamment des autres actifs de production électrique par des dépenses importantes avant la phase de production (caractéristique qu'ils partagent notamment avec les énergies renouvelables), mais aussi à la fin de cette phase, avec le démantèlement et la gestion des déchets, tandis que les dépenses sont comparativement plus faibles pendant la phase de production (par rapport notamment aux installations consommant des combustibles fossiles). Ce phénomène est démultiplié pour EDF, dont la production d'électricité en France repose à près de 85 % sur un parc de réacteurs se tenant en une vingtaine d'années d'âge. Ce parc, aujourd'hui générateur de recettes, va lorsqu'il va s'arrêter devenir au contraire massivement générateur de dépenses, avec un impact sur les finances d'EDF d'autant plus lourd que les provisions constituées pour couvrir les coûts futurs du démantèlement risquent de s'avérer insuffisantes.

Cette perspective de bascule constitue un problème majeur, que la situation d'EDF, marquée par un endettement élevé et un cash flow régulièrement négatif, ne prépare pas à affronter. Il faut pourtant prévoir non seulement d'absorber cette perte de recettes et de faire face à ces dépenses liées au déclassement du parc, mais également de financer les investissements nécessaires au maintien de capacités de production. Ce facteur explique sans doute à lui seul une bonne partie de la stratégie de prolongation du parc nucléaire privilégiée par le gouvernement. Cette stratégie ne consiste toutefois qu'à repousser l'échéance si elle ne permet pas à EDF de reconstituer une meilleure capacité financière. Ce point dépendra notamment de la rémunération du parc nucléaire ainsi prolongé d'une part, et des investissements auxquels EDF prévoit de contribuer pour le développement des énergies renouvelables d'autre part. Cette rémunération sera elle-même conditionnée par les prix de marché.

C'est là qu'intervient le deuxième problème structurel. La stratégie proposée par la PPE consiste en effet, tout en différant par des prolongations la fermeture des réacteurs nucléaires, à développer dans l'intervalle les énergies renouvelables, en assumant que celles-ci viennent largement en addition des capacités de production nucléaires tant que celles-ci ne sont pas déclassées. Le refus de faire économiquement face à la fermeture des réacteurs risque ainsi, si le rythme prévu de développement des renouvelables est tenu, de créer une importante surcapacité de production, qui ne peut avoir comme conséquence, dans la durée, que de tirer vers le bas les prix de marché de l'électricité en France par rapport à leur niveau actuel et par rapport à des marchés voisins qui resteraient davantage en tension. Une telle situation est évidemment peu propice à la rémunération des actifs, ce qui soulève à la fois des questions sur le mécanisme de soutien aux renouvelables et sur la rentabilité du nucléaire prolongé. Le pari implicite de cette stratégie est donc que malgré des prix plus bas, la production du parc nucléaire prolongé soit suffisamment compétitive pour assurer sa rentabilité.

EDF et le gouvernement considèrent en effet que l'investissement dans la prolongation de fonctionnement des réacteurs nucléaires peut être suffisamment maîtrisé pour en faire l'option la moins coûteuse pour maintenir la production d'électricité. Les incertitudes qui pèsent sur cette hypothèse constituent le troisième risque structurel. Le coût de production des réacteurs soumis à une prolongation de fonction dépendra en effet de plusieurs facteurs dont rien ne garantit aujourd'hui la bonne maîtrise : le volume final de travaux nécessaires à cette prolongation et leur nature, qui restent à établir²⁹, la bonne estimation initiale des coûts par EDF puis la réalisation des travaux à un niveau proche des coûts projetés, les délais d'indisponibilité engendrés par les travaux pour prolongation, ou encore la durée effective de prolongation pour retour sur investissement après le passage d'un réexamen périodique (dont on a vu précédemment qu'elle risquait d'être en moyenne très inférieure à 10 ans).

29. Ce programme de travaux est décidé réacteur par réacteur sur la base d'orientations génériques fixées par l'ASN. Le processus d'instruction est en cours pour le 4^{ème} réexamen périodique des réacteurs de 900 MWe, et l'ASN prévoit, avec quelques années de retard, de publier les

Cette maîtrise est rendue plus difficile dans un scénario reposant sur de nombreuses prolongations, tel que le prévoit le gouvernement avec la trajectoire PPE. Un nombre plus important de réacteurs à traiter, dans des délais très contraints au vu de la pyramide des âges, représente tout d'abord une charge industrielle et financière plus lourde dans laquelle le risque de dérives techniques et de retards est plus élevé. Ensuite, les coûts associés à la prolongation seront sans doute très variables selon les réacteurs, en fonction de caractéristiques liées à leur conception, à leur construction ou à leur vieillissement : dès lors, plus le nombre de réacteurs prolongé est grand, plus la possibilité de traiter préférentiellement les réacteurs les moins coûteux à prolonger se réduit, et plus le coût moyen de prolongation augmente.

La multiplication du nombre de réacteurs prolongés, et l'extension de la durée de leur prolongation conduit également à un risque plus élevé d'aléa susceptibles de dégrader la disponibilité de réacteurs, voire de contraindre à leur arrêt définitif avant la date prévue, aux dépens là aussi du coût de production. Enfin, les contraintes associées au nécessaire lissage de la trajectoire de fermetures permettent d'autant moins, lorsque les prolongations sont nombreuses, d'assurer pour tous les réacteurs prolongés une durée de fonctionnement après prolongation suffisante pour rentabiliser les investissements associés.

Explosion de la production

La trajectoire PPE choisie par le gouvernement propose de développer les énergies renouvelables, afin de respecter en 2030 l'objectif fixé par la loi TECV d'atteindre 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, tout en maintenant une capacité nucléaire élevée, repoussant l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production à 2035 au lieu de 2025. Derrière ces chiffres se cache une véritable inversion de stratégie : au lieu d'anticiper la diversification en réduisant d'abord le nucléaire pour « faire de la place » aux énergies renouvelables, il est au contraire prévu de retarder la diversification, dans le sens où le nucléaire ne leur laisse la place qu'une fois qu'elles se sont développées.

Rapportée non plus à des pourcentages dans le « mix électrique » mais à des volumes de production, cette stratégie a des conséquences extrêmement structurantes. La première d'entre elles est l'augmentation des capacités nécessaires. Dans le scénario PPE, la capacité installée du parc nucléaire actuel est encore de 59,6 GWe fin 2028, et de 52,4 GWe fin 2035, contre 63,2 GWe en service fin 2018. Il faut y ajouter 1,6 GWe du réacteur EPR de Flamanville, ce qui porte respectivement la capacité nucléaire à 61,2 GWe fin 2028, et 54,0 GWe fin 2035.

Par comparaison, le scénario Ampère+, qui permet l'atteinte de la réduction à 50 % en 2030, se situe à des niveaux de 51,3 GWe et 32,8 GWe de capacité nucléaire installée fin 2028 et fin 2035 (soit respectivement 10 GWe et 17,2 GWe de moins que le scénario PPE). Quant au scénario Watt, qui s'approche de l'atteinte de 50 % dès 2025, il repose sur une trajectoire de fermeture des réacteurs au 4^{ème} réexamen décennal portant la capacité installée à 32,1 GWe fin 2028, et 6,1 GWe fin 2035 (sans le réacteur EPR) ; à cette date, les énergies renouvelables assurent plus de 70 % de la production électrique. Ces chiffres montrent essentiellement une chose : plus on ferme rapidement les capacités nucléaires, et plus le développement des nouvelles capacités en énergies renouvelables permet rapidement, pour un même rythme d'installation, d'atteindre un pourcentage élevé de la production.

Il faut donc plus de temps, en maintenant la production nucléaire à un niveau élevé, pour que la production renouvelable qui vient s'ajouter à celle-ci atteigne et dépasse 40 % du total, ramenant parallèlement la part du nucléaire à 50 %³⁰. Au cours de ce processus, le besoin de production gonfle inévitablement en volume. Dans le scénario PPE, la production nucléaire représente, en supposant un facteur de charge moyen de 70 % environ³¹, de l'ordre de 375 TWh en 2028, et encore 330 TWh en 2035. À cette date, la production totale doit donc être le double, soit 660 TWh, ce qui représente une hausse d'environ 25 % par rapport au niveau de production actuel (530 TWh en 2017). Dans les scénarios Hertz et Ampère de RTE, les énergies renouvelables assurent respectivement 45 % et 49 % de la production en 2030, date où la réduction du nucléaire à 50 % est atteinte, avec une production de 208 TWh dans Hertz et 248 TWh dans Ampère. Dans le scénario PPE, il leur faut dépasser 300 TWh pour atteindre ces mêmes pourcentages.

orientations génériques qu'elle aura retenu pendant l'année 2020. La visibilité est encore réduite s'agissant d'une éventuelle prolongation au-delà du 5^{ème} réexamen de sûreté, qui n'a à ce stade fait l'objet d'aucune véritable discussion technique.

30. Une part de production thermique d'origine fossile, contenue par les engagements de la PPE à fermer les centrales charbon d'une part et à n'introduire aucun nouveau moyen de production fossile d'autre part, subsistant aux horizons considérés pour les besoins d'ajustement du système.

31. Le facteur de charge désigne le ratio entre l'électricité effectivement produite par les réacteurs, compte tenu de leur taux de disponibilité et d'utilisation, et leur production théorique à plein temps et pleine puissance. Ce facteur de charge s'établit historiquement autour de 75 % pour le parc nucléaire français, avec une tendance à baisser ces dernières années. Son évolution est difficile à prédire, mais risque d'être orientée à la baisse du fait d'une indisponibilité croissante du parc vieillissant d'une part, et d'une nécessité croissante pour le parc nucléaire de moduler sa charge à mesure que la part des renouvelables variables augmente d'autre part.

Renoncement à la maîtrise de la consommation

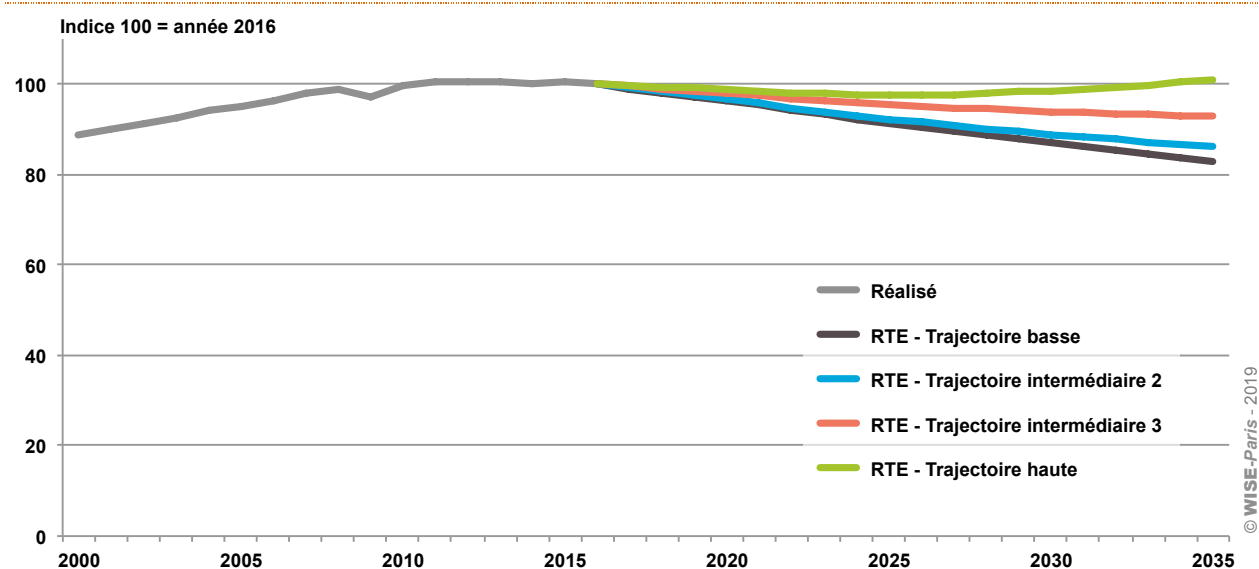
Le corollaire d'une logique d'addition de production, entre maintien du nucléaire et développement des renouvelables, est que cette production doit pour s'écouler trouver un débouché. Celui-ci doit notamment venir de la consommation domestique. Aussi, dans la vision du gouvernement, celle-ci est appelée à augmenter, et même s'il ne fournit pas à ce stade d'information chiffrée sur ce point, il en affirme le principe et semble tabler sur une augmentation de 10 % au moins de la consommation d'ici à 2030-2035. Il s'appuie pour cela sur une logique d'accélération des transferts d'usage vers l'électricité, justifiée par la priorité accordée à la réduction de la consommation de pétrole, au nom de la lutte contre le changement climatique comme de la dépendance au prix de cette énergie importée : cela se traduit notamment par des politiques marquées d'encouragement à convertir les véhicules thermiques en véhicules électriques et à remplacer les chaudières au fioul par du chauffage électrique.

Une telle projection va à l'encontre des tendances actuelles, tant au niveau français qu'europpéen. En effet, les évolutions actuelles de la consommation d'électricité sont marquées par une progression de l'efficacité qui, sans faire l'objet de politiques de soutien très ambitieuses, suffit quand même à faire baisser plus vite la consommation électrique que la croissance démographique ou économique ne la tirent vers le haut.

Cette tendance se reflète notamment dans les scénarios à 2035 du Bilan prévisionnel 2017 de RTE, dont les trajectoires de consommation intérieure sont rappelées en [figure 9](#). Bien qu'elles combinent des hypothèses plus ou moins fortes en termes d'effort d'efficacité dans le secteur électrique, de croissance économique ou encore de niveau des transferts d'usage, la consommation y est toujours orientée pour les années qui viennent à la baisse. On peut d'ailleurs souligner que les trajectoires de RTE sont loin de refléter tout le potentiel. Ainsi, la trajectoire dite « basse » de RTE, qui marque une baisse de 18 % de la consommation en 2035 par rapport au niveau de 2016, reste plus élevée que celle d'un scénario comme *négaWatt*, qui explore plus largement la mise en œuvre de la sobriété et de l'efficacité dans l'électricité, atteignant en 2035, malgré d'importants transferts d'usage également, une baisse de 25 % de la consommation³².

En fait, même un niveau très important de transfert d'usage n'est pas de nature à inverser totalement cette tendance. Ainsi, la trajectoire haute des scénarios de RTE prévoit le déploiement d'ici à 2035 de 15,6 millions de véhicules électriques, hypothèse plus haute que la trajectoire de la PPE, le gouvernement ayant annoncé dans la SNBC un objectif de 4,8 millions de véhicules électriques en 2028. Cette hypothèse ambitieuse ne conduit malgré tout en 2035 qu'à une remontée de la consommation au niveau de 2016. De même, le développement du chauffage électrique ne tirera pas fortement la consommation vers le haut s'il s'agit de chauffage performant³³, ce qui est par ailleurs nécessaire pour ne pas renforcer encore le problème de pointe électrique hivernale associé à la part importante de chauffage électrique par convecteurs dans les bâtiments résidentiels et tertiaires.

Fig. 9 • Trajectoires envisagées par RTE pour la consommation d'électricité



Source : *négaWatt* d'après RTE, 2018

³². Association *négaWatt*, *Scénario négaWatt 2017-2050 – Dossier de synthèse*, janvier 2017.

³³. Il s'agit à la fois de recourir à des solutions de pompe à chaleur, et de procéder à une rénovation thermique des bâtiments parallèlement au changement de solution de chauffage.

Ainsi, l'hypothèse selon laquelle la consommation d'électricité va augmenter pendant la période couverte par la PPE et à l'horizon 2035 n'implique pas seulement de porter des hypothèses très volontaristes sur les transferts d'usage, car celles-ci ne suffisent pas à compenser la hausse l'effet à la baisse des politiques actuelles en matière d'efficacité. Elle implique en fait de renoncer au niveau actuel d'effort en matière d'efficacité dans l'électricité.

Il est évidemment absurde, à tous points de vue, d'envisager qu'une stratégie de prolongation de fonctionnement de la capacité nucléaire puisse justifier, pour lui offrir un débouché, une dégradation de l'efficacité de la consommation d'électricité. La pression exercée par le maintien de cette capacité ne peut pourtant conduire qu'à un renoncement à la maîtrise de cette consommation. Une telle pression va totalement à l'encontre de la priorité à donner, à court et moyen terme, à cette maîtrise de la consommation d'électricité pour retrouver des marges de manœuvre dans la gestion du système électrique et de sa sécurité. Ce point est d'autant plus fondamental dans la perspective de transferts d'usage vers la mobilité ou le chauffage qui, outre leur contribution à la consommation d'énergie, sont également susceptibles, pour des raisons différentes, d'impacter plus à la hausse encore les besoins de puissance et la gestion des pointes.

Envolée présumée des exportations

En tout état de cause, même une hausse de 10 % de la consommation d'électricité, telle qu'elle semble projetée par le gouvernement, ne permettrait pas de compenser, en termes d'écoulement de la production, la hausse de 25 % de cette dernière que dessine la trajectoire nucléaire de la PPE. L'ajustement ne peut alors venir que d'une augmentation correspondant du solde des échanges d'électricité de la France avec les pays voisins.

Ce mécanisme n'est pas nouveau : la France a ainsi développé au cours des dernières décennies un solde largement exportateur, en lien avec une surcapacité nucléaire par rapport à ses propres besoins en base. Alors que ce solde était nul lorsque le programme nucléaire a commencé à produire, au tout début des années quatre-vingt, il a régulièrement progressé jusqu'à atteindre un niveau record de 77 TWh en 2002. Il s'est établi à un niveau plus bas ces dernières années, avec notamment 39 TWh en 2016 et 38 TWh en 2017, plusieurs facteurs ayant joué à la fois sur les besoins en termes d'importation (période de froid de janvier 2017) comme sur les capacités de production pour l'exportation (indisponibilité des réacteurs nucléaires due à des problèmes génériques). En moyenne, le solde exportateur s'établit autour de 56 TWh entre 1990 et 2017.

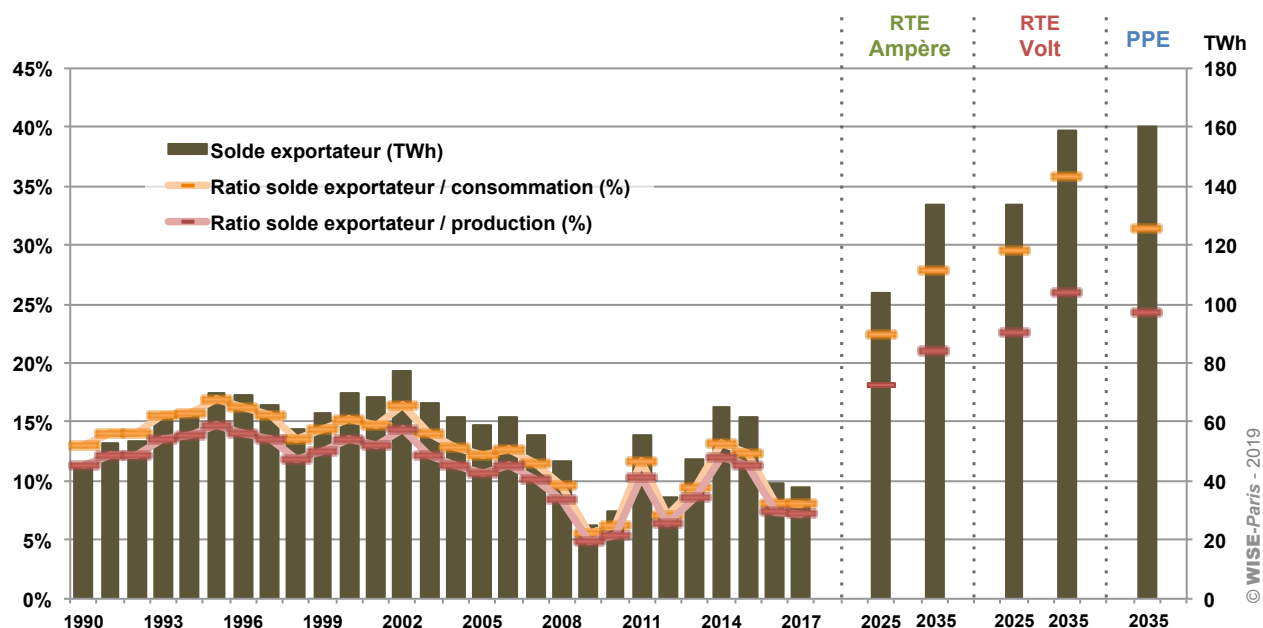
Le scénario PPE repose cependant sur une hypothèse de développement sans précédent de ce solde exportateur. Il est difficile, faute d'informations suffisantes sur la trajectoire proposée par le gouvernement, d'estimer précisément le solde des exportations et des importations qui en résulte, et plus encore le niveau des exportations et des importations. On peut toutefois retenir un niveau de production s'établissant en 2035 autour de 660 TWh, et envisager une hypothèse modeste d'augmentation de la consommation, amenant celle-ci autour de 500 TWh par an. Ceci correspond à un solde exportateur d'électricité se situant à cette échéance aux environs de 160 TWh.

Ce niveau est conforme aux ordres de grandeur imaginés par RTE dans les scénarios qui reposent, comme la stratégie retenue pour la PPE par le gouvernement, sur une logique d'addition des capacités de production nucléaire et renouvelables de préférence à une logique de substitution. Dans ces scénarios, où la production nucléaire reste à un niveau correspondant à 75 %-85 % environ de la production actuelle, le développement des énergies renouvelables s'accompagne d'une envolée du solde exportateur, permise par la spécificité du parc de production français. Avec un « mix » essentiellement formé à cet horizon de nucléaire et de renouvelables, il bénéficie d'un parc à coût variable particulièrement bas en regard de systèmes électriques voisins conservant une part de production thermique, dont le coût moyen peut éventuellement être plus faible mais dont le coût variable est plus élevé.

Ces scénarios cultivent l'image d'une France se proposant comme « château d'eau nucléaire » de l'Europe et insistent sur la contribution de cette stratégie à un mix européen plus décarboné. Dans le scénario Ampère, où le développement de la production est plus modéré, le solde exportateur s'établit en 2035 à 134 TWh. Dans le scénario Volt, qui ne cherche pas à réduire la capacité nucléaire pour atteindre l'objectif de 50 %, mais au contraire à maintenir autant que possible le nucléaire en fonctionnement malgré le développement des renouvelables, tant qu'un débouché existe à l'exportation, le solde exportateur atteint 159 TWh en 2035. C'est de ce scénario, une fois de plus, que la trajectoire PPE semble la plus proche.

Ces projections sont mises en perspective, dans la [figure 10](#), par la comparaison avec l'évolution historique du solde exportateur de 1990 à 2017. Le décrochement envisagé est majeur : le solde exportateur implicitement visé dans la trajectoire PPE correspond à peu près au double du record, et au triple de la moyenne historique sur cette période.

Fig. 10 • Évolution du solde exportateur dans différents scénarios de RTE et dans le scénario PPE*



* Selon des hypothèses déduites des informations disponibles sur le niveau de production et de consommation d'électricité.

Source : négaWatt d'après RTE, 2018

Ce niveau de développement, modélisé par RTE pour ses scénarios Ampère et Volt, est théoriquement possible sur le marché européen, sous réserve que les capacités d'interconnexion aux frontières, mais aussi les capacités de transport entre les frontières sur le territoire national, se développent suffisamment pour assurer la fluidité nécessaire à ce niveau d'échange. Un tel solde suppose toutefois qu'un niveau de prix moyen plus bas subsiste durablement sur le marché français par rapport au reste de l'Europe, ce qui est une hypothèse forte compte tenu des différents problèmes structurels évoqués précédemment. Il suppose aussi, sur le plan politique, que les stratégies des pays voisins de la France sont compatibles avec cette vision massivement exportatrice de la surcapacité française.

Effets sur les prix et les coûts

Il est intéressant de rapporter ce solde exportateur présumé au niveau de production du système électrique envisagé au même horizon. Depuis près de trente ans, même au plus fort de la surcapacité générée par la construction trop rapide du parc nucléaire, jamais le solde exportateur n'a représenté plus de 15 % de la production. Depuis une dizaine d'années, ce taux oscille même plutôt autour de 10 %. Le scénario PPE marque donc sur ce point également une rupture profonde, puisqu'il s'agit d'atteindre un niveau où le solde exportateur représente pratiquement 25 % de la production, alors même qu'une forte hausse de celle-ci est projetée.

En fait, la hausse de production prévue dans cette trajectoire PPE, soit environ +130 TWh entre 2017 et la projection à 2035, est du même ordre que l'augmentation du solde exportateur, soit environ +120 TWh. En d'autres termes, la surproduction générée par la stratégie de prolongation du parc retenue par le gouvernement semble ne répondre à aucun besoin domestique de consommation d'électricité, et ne trouver au contraire une éventuelle utilité qu'à l'exportation.

D'un strict point de vue économique, cela n'a évidemment de sens que si cette surcapacité se rémunère suffisamment sur le marché pour effacer le surcoût qu'elle représente en investissement et en exploitation, par rapport à un dimensionnement plus adapté aux besoins nationaux du parc de production. Les paramètres qui entrent en jeu sont trop nombreux pour apporter une réponse univoque à cette question. On peut néanmoins s'en approcher en s'interrogeant respectivement sur le coût de production du nucléaire prolongé et des énergies renouvelables installées, et sur les prix de marché. Ce sont surtout le premier et le dernier de ces trois facteurs que la stratégie développée dans la PPE risque d'impacter.

La question des prix de marché est sans doute la plus difficile à apprécier. D'abord, de nombreux facteurs relatifs à l'offre, à la demande et aux capacités d'échange sont susceptibles d'influencer la relation directe entre un facteur que l'on souhaite isoler comme la capacité nucléaire installée et le prix. Cette complexité est d'autant plus grande dans un contexte où le développement des capacités d'interconnexion rend cette analyse toujours plus sensible aux évolutions du système électrique dans les différents pays avec lesquels la France échange de l'électricité.

De plus, d'autres facteurs doivent être pris en compte, tels que l'application à un niveau plus ou moins élevé d'un prix du carbone appliqué aux productions thermiques émettrices de CO₂. Enfin, dans l'économie réelle, les prix de marché ne sont pas nécessairement le reflet de l'analyse à froid du rapport entre offre et demande, mais de la perception par les acteurs de marché de ce rapport et de l'anticipation des risques qu'il génère. Toutefois, l'orientation à la fermeture ou à la prolongation du parc nucléaire français est un facteur tellement majeur qu'on peut relativement bien identifier son effet moyen sur les prix de marché.

Ainsi, une étude menée conjointement en 2018 par l'IDDRI et Agora Energiewende³⁴ a mis en évidence l'impact de la taille du parc nucléaire maintenu à l'horizon 2030 sur le prix de marché moyen de l'électricité, celui-ci étant d'autant plus faible que la capacité nucléaire installée reste élevée. S'appuyant pour l'essentiel sur des hypothèses de coût officielles, y compris celles d'EDF pour le parc nucléaire prolongé, l'étude conclut que le prix moyen s'établirait à 52 €/MWh pour un parc nucléaire de 40 GWe, tomberait à 42 €/MWh pour une capacité maintenue autour de 50 GWe, et s'effondrerait à 21 €/MWh en cas de stabilisation de la capacité nucléaire à son niveau actuel de 63 GWe. L'analyse menée par RTE³⁵ pour conforter les volumes d'exportation modélisés dans ses scénarios Ampère et Volt a de son côté conclu que le prix de valorisation de l'électricité exportée s'établit à un niveau supérieur à 50 €/MWh dans le « cas de base » de chacun de ces scénarios, mais peut se dégrader pour atteindre des niveaux inférieurs à 40 €/MWh dans des situations qui s'en écartent, notamment dans le cas d'un développement accéléré des énergies renouvelables dans les pays voisins (par rapport à leurs objectifs actuels) ou d'une évolution plus forte à la baisse de la consommation d'électricité. L'ADEME a apporté fin 2018 de nouveaux résultats convergents avec cette préoccupation³⁶ : dans la synthèse d'une étude restant à approfondir, l'agence met en évidence, à travers un jeu de scénarios, le fait qu'une prolongation importante, en termes de nombre de réacteurs ou de durée de prolongation, maintiendrait mécaniquement les prix de marché bas.

Le deuxième point délicat à discuter est celui de l'évolution du coût de production nucléaire. Le choix d'une trajectoire basée sur la prolongation de fonctionnement du parc existant repose avant tout sur l'idée que cette prolongation constitue le moyen le moins coûteux pour continuer à produire de l'électricité. C'est sans doute vrai en termes d'investissement mobilisé, même si le coût des travaux associés au passage du 4^{ème} réexamen périodique de sûreté reste très incertain³⁷. Encore faut-il rapporter ce coût au service rendu et s'assurer de la rentabilité de cette dépense. Sur le premier point, il faut rappeler que l'investissement dans la prolongation de fonctionnement d'un réacteur n'engage théoriquement la production du réacteur que pour une période supplémentaire de 10 ans au plus, au bout desquels un nouvel investissement sera nécessaire pour prolonger davantage ou remplacer ce réacteur. Sur le second, l'investissement dans les travaux de prolongation n'est pas le seul facteur à prendre en compte pour calculer le coût de production des réacteurs prolongés et leur rentabilité.

Pour faire ce calcul, EDF a introduit en 2017 le concept de « coût cash », affirmant que le coût de production des réacteurs prolongés au-delà du 4^{ème} réexamen périodique s'établit autour de 33 €/MWh – un niveau qui s'avèrerait effectivement compétitif vis-à-vis de tout autre moyen de production. Le problème est que ce coût ne reflète pas sincèrement l'ensemble des éléments à prendre en compte pour une comparaison raisonnable avec d'autres options. On peut notamment pointer facilement deux biais de calcul majeurs.

Le premier porte sur la prise en compte du programme de prolongation au-delà du 4^{ème} réexamen de l'ensemble de son parc qu'EDF appelle le « grand carénage ». EDF a depuis plusieurs années produit des évaluations du coût global de ces travaux oscillant entre 45 et 55 milliards d'euros. Le problème est que ce coût, comme l'a montré la Cour des comptes qui l'a réévalué pour ces raisons au double, exclut certaines opérations de maintenance relevant d'investissements pour les comptabiliser en exploitation, et s'arrête surtout à la période allant jusqu'à 2025. En d'autres termes, ce montant ne concerne que les réacteurs faisant l'objet d'investissements pour leur prolongation avant cette date, c'est-à-dire une grosse moitié des réacteurs. Pourtant, ceci n'empêche pas EDF de l'affecter à l'ensemble du parc pour afficher un coût d'investissement de 10 €/MWh³⁸.

34. Agora Energiewende & IDDRI, *L'Energiewende et la transition énergétique à l'horizon 2030 – Focus sur le secteur électrique. Impacts croisés des choix de la France et de l'Allemagne sur le nucléaire et le charbon dans le contexte du développement des énergies renouvelables*, mars 2014.

35. RTE, *Analyses complémentaires sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel*, octobre 2018.

36. ADEME, *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 - Synthèse de l'étude*, décembre 2018.

37. WISE-Paris, *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français*, Rapport commandé par Greenpeace France, 2014.

38. Le calcul fourni par EDF est le suivant : les investissements couverts par le « grand carénage », qui intègrent les travaux directement associés aux visites décennales, les opérations de remplacement de gros composants tels que les générateurs de vapeur, et les renforcements prévus à la lumière du retour d'expérience de la catastrophe de Fukushima, représentent 45,6 milliards d'euros sur la période 2014-2025. C'est moins de 4 milliards d'euros par an, qui sont alors rapportés aux 400 TWh environ de production annuelle de l'ensemble du parc pour obtenir un chiffre de 10 €/MWh. Cela revient à faire porter de manière indifférenciée à l'ensemble des réacteurs, comme si le parc nucléaire ne constituait qu'un seul moyen de production, un coût qui ne concerne en réalité qu'une partie d'entre eux. Si l'on considère par exemple, à l'extrême inverse, que le rythme d'investissement annuel couvre en moyenne le « grand carénage » de

Le second concerne le périmètre même du « coût cash », qu'EDF qualifie plutôt de coût restant à engager : cette expression recouvre l'ensemble des dépenses spécifiquement générées par la prolongation, qu'il s'agisse des investissements nécessaires au passage du 4^{ème} réexamen et des dépenses de combustible et d'exploitation engendrées par les années de fonctionnement supplémentaires, à l'exclusion de toutes les autres. Ce calcul n'inclut donc ni les charges associées à la fin d'exploitation (démantèlement et gestion des déchets), considérées comme engagées avec ou sans prolongation, ni le remboursement et encore moins la rémunération du capital investi.

Cela est non seulement contraire à la règle comptable d'amortissement à 50 ans adoptée par EDF pour les réacteurs de 900 MWe, mais totalement trompeur sur la rentabilité de la prolongation des réacteurs. L'objectif n'est en effet pas seulement que les recettes de la vente éventuelle de l'électricité produite par les réacteurs après leur prolongation de fonctionnement équilibrent les dépenses supplémentaires associées au « grand carénage » : elles doivent a minima permettre le remboursement du capital investi ; elles doivent même assurer une rémunération de ce capital, sans laquelle EDF ne peut pas reconstituer sa capacité à investir. Cette rémunération doit être forte, puisqu'il s'agit pour EDF de réinvestir dès la fin de la prolongation dans le remplacement des réacteurs fermés.

En réalité, le niveau de coût de production moyen du parc nucléaire existant à considérer pour rembourser l'investissement et tenir compte des charges à long terme, dans le cadre du programme de prolongation, doit au minimum se situer autour de 50 €/MWh, et davantage pour véritablement permettre à EDF de reconstituer un capital. Cela change considérablement la perspective vis-à-vis des prix de marché envisagés plus haut, même si ce coût reste encore inférieur à celui que calcule la Cour des comptes avec sa méthode dite du coût courant économique (CCE)³⁹. Il existe par ailleurs un risque important que le coût de prolongation projeté par l'exploitant soit, comme il est courant chaque fois qu'EDF est confronté à un projet de grande ampleur⁴⁰, sous-estimé : la vision incomplète et potentiellement minimale des travaux à réaliser pour satisfaire aux exigences fixées par l'ASN, la sous-évaluation possible des coûts unitaires, et les projections optimistes sur les durées d'indisponibilité associées aux travaux sont autant de facteurs susceptibles d'y contribuer⁴¹.

Besoin massif de subvention

Cela ne fait que renforcer le risque, déjà sérieux aux niveaux de coût envisagés par EDF, que la prolongation amène l'ensemble du parc nucléaire à ne plus se rémunérer correctement sur le marché. Le gouvernement l'a d'ailleurs bien compris, en annonçant dans le dossier de présentation de la PPE qu'il étudie les modalités d'une nouvelle régulation du parc nucléaire existant, destinée à se substituer à l'ARENH⁴² au-delà de 2025 et visant à faire bénéficier les consommateurs de « l'avantage compétitif lié à l'investissement dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas ». Il s'agit, en d'autres termes, de sécuriser par un mécanisme tarifaire la rémunération des investissements dans la prolongation du parc nucléaire, alors même que ceux-ci risquent de ne pas être rentables compte tenu de l'évolution prévisible des prix de marché.

3 réacteurs par an, et que l'on rapporte le montant de 4 milliards d'euros à leur production attendue pendant les 10 ans qui suivent, soit environ 200 TWh, le coût réel pour les réacteurs concernés se situe plutôt autour de 20 €/MWh.

39. Le coût courant économique intègre l'ensemble des dépenses constatées à la date du calcul, y compris les dépenses d'investissement et leur amortissement (sous la forme d'un « loyer économique », comme si ces dépenses avaient fait l'objet d'un emprunt en cours de remboursement), et l'ensemble des dépenses à venir connues, avec une règle d'actualisation. La Cour des comptes a évalué pour la première fois le coût moyen de production du parc nucléaire avec cette méthode en 2012, concluant que ce coût était en 2010 de 49,6 €/MWh. Elle a depuis constaté, sous l'effet notamment d'une croissance continue des besoins de maintenance, une hausse de ce coût qu'elle a réévalué à 59,8 €/MWh en 2013, puis à 62,6 €/MWh au second semestre 2014.
40. Les coûts projetés pour la construction des nouveaux réacteurs, palier par palier, se sont par exemple toujours révélés significativement inférieurs aux coûts réalisés. Girard, P., Marignac, Y. et Tassart, J., *Le parc nucléaire actuel*, Rapport annexe à la Mission d'évaluation économique de la filière nucléaire pour le Premier ministre, mars 2000.
41. Ces facteurs de sous-estimation se rapportent au coût de prolongation entendu comme le coût spécifique des contrôles et travaux de renforcement à mettre en œuvre pour prolonger le fonctionnement des réacteurs. Le coût de production des réacteurs prolongés est toutefois également déterminé par les facteurs non spécifiques à la prolongation mais tout autant susceptibles d'être sous-évalués par EDF, comme les futurs coûts du démantèlement et de la gestion des déchets.
42. L'ARENH, pour accès régulé à l'énergie nucléaire historique, est un dispositif créé par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et instauré par décret depuis le 1^{er} juillet 2011 pour une durée de 15 ans. Il offre aux autres fournisseurs qu'EDF l'accès, à un prix régulé, à une partie de l'électricité produite par le parc nucléaire existant. Ce tarif, qui doit assurer la rémunération d'EDF en étant représentatif des conditions économiques de production du parc sur la durée du dispositif, a été fixé à 40 €/MWh en 2011 avant d'être relevé en 2012 à 42 €/MWh.

Ce mécanisme de soutien n'aurait toutefois aucun sens s'il devait être appliqué de façon uniforme à l'ensemble du parc. Il serait en effet lié à des investissements qui, même s'ils ont vocation dans le cadre d'un large programme de prolongation de fonctionnement à être réalisés sur un grand nombre de réacteurs, n'en sont pas moins affectés, au fil du temps, réacteur par réacteur. Chaque réacteur appelé à être prolongé doit dans cette perspective être considéré comme un nouveau moyen de production, en s'interrogeant sur la nécessité ou non d'en disposer pour les besoins du système électrique français. En d'autres termes, la question n'est pas de savoir si l'ensemble du parc nucléaire peut rester rentable ou doit être soutenu dans la perspective d'une prolongation massive : chaque prolongation de réacteurs doit être envisagée en regard de sa contribution aux besoins de consommation ou de sa valorisation à l'exportation, et la nécessité de soutenir cette prolongation appréciée en regard de son coût.

Contrairement à l'EPR de Flamanville, dont le coût de production beaucoup plus élevé a vocation, s'il est mis en service, à être fondu dans un coût moyen de production du parc⁴³, le raisonnement économique sur la prolongation doit permettre d'apprécier le choix entre investissement et fermeture en isolant du reste du parc les réacteurs qui font l'objet, à un instant donné, de cette décision. Plus un grand nombre de réacteurs seront prolongés, et plus l'impact de chaque prolongation supplémentaire sur le coût de production moyen du parc sera réduit. Mais c'est bien sur le coût marginal de chaque prolongation supplémentaire qu'il faut s'interroger.

Hormis un effet d'apprentissage possible mais pas certain entre les premiers réacteurs à subir les travaux de prolongation et les suivants pour chaque palier, il y a de bonnes raisons pour que ce coût marginal augmente lorsqu'un plus grand nombre de réacteurs sont prolongés. En effet, le « stock » de réacteurs n'est pas homogène vis-à-vis de la prolongation : en fonction de leurs spécificités, de leur implantation ou de leur histoire, les coûts associés à la prolongation seront variables selon les réacteurs. Plus la stratégie de prolongation est ciblée, et plus elle peut se concentrer sur les réacteurs pour lesquels ces coûts sont a priori les moins élevés ; mais à l'inverse, plus la stratégie de prolongation est large, et plus elle embarque les réacteurs où ces coûts risquent d'être les plus élevés.

Un autre facteur de dégradation des coûts à prendre en compte concerne la durée effective de fonctionnement d'un réacteur après prolongation. Cette durée est déterminante pour l'amortissement et le remboursement des coûts consentis par EDF pour cette prolongation. Les calculs de coût de prolongation sont basés sur une durée de 10 ans correspondant à l'intervalle entre deux échéances de réexamen périodique : le coût se dégrade significativement si cette durée de prolongation est plus courte. Or, il n'est pas du tout acquis que les fermetures puissent coïncider avec les échéances de réexamen. Comme on l'a vu plus tôt, il est au contraire très difficile d'assurer une cadence de fermeture conforme à celle des réexamens. Cet ajustement semble même d'autant plus compromis que le nombre de réacteurs prolongés est important. Plutôt que d'intégrer au coût de production le surcoût associé à une durée moyenne de prolongation écourtée, la logique qui risque de s'appliquer ici, au vu des discussions engagées ces dernières années autour de la fermeture de Fessenheim, est celle de coûts échoués : il s'agirait alors pour EDF de se voir indemnisé par l'État du « manque à gagner » correspondant aux années anticipées et perdues de production. Le comble serait de consentir à des indemnisations pour compenser la « perte » d'une production en réalité trop chère pour être rentable.

La stratégie de prolongation massive du fonctionnement du parc nucléaire existant conduit en effet à la fois à tirer les prix de marché vers le bas en maintenant une plus grande capacité installée, et à renchérir le coût de production nucléaire. Ce phénomène, projeté sur le coût moyen de production du parc au fil de la prolongation des réacteurs, affecte surtout de façon spécifique le coût de production de chacun des réacteurs à mesure qu'ils sont prolongés. Il est fort possible, au vu des différents éléments disponibles sur l'impact d'une prolongation au niveau prévu par la trajectoire PPE sur les prix de marché et sur les coûts de production, que les prix s'orientent vers un niveau de 40 €/MWh ou moins, pendant que les coûts s'approchent de 50 €/MWh et sans doute le dépassent.

À l'échelle de la production nucléaire d'environ 330 TWh annuels envisagée dans la trajectoire PPE à l'horizon 2035, un tel différentiel de l'ordre de 10 €/MWh entre prix et coûts moyens représenterait, à l'échelle du parc, un montant annuel de 3,3 milliards d'euros. La question se poserait alors de mettre en place un complément de rémunération pour couvrir par un soutien public le déficit creusé par cet écart, ou de chercher à rétablir cet équilibre par une accélération des fermetures, qui ne pourrait toutefois se faire qu'au rythme de l'adaptation du système électrique, et pourrait se solder par des indemnisations plus lourdes.

⁴³ La construction de l'EPR de Flamanville, dont l'aboutissement reste incertain à ce jour, se solde fin 2018 par un retard d'au moins huit ans et un surcoût d'au moins 7 milliards d'euros par rapport au montant initialement prévu. Son futur coût complet de production est évalué à 100 €/MWh environ.

Toutefois, les effets de cette stratégie ne s'arrêteraient pas là. Son impact se ferait également sentir sur le développement des renouvelables, que la PPE prévoit de développer fortement malgré le maintien d'un important socle de capacité nucléaire. Pour atteindre plus de 40 % et jusqu'à 50 % d'une production totale estimée plus haut à 660 TWh environ, la production d'électricité à base d'énergies renouvelables devrait se situer entre 265 et 330 TWh, soit trois fois plus environ qu'aujourd'hui⁴⁴. Il est possible, compte tenu de la progression rapide observée en Europe et dans le monde, qu'un développement à cette échelle soit à l'horizon 2035 envisageable à des coûts inférieurs aux prix de marché envisagés ci-dessus : dans cette hypothèse, l'impact à la baisse de ce développement sur les prix de marché serait tel que la prolongation du nucléaire deviendrait de plus en plus difficile à soutenir économiquement.

La PPE s'inscrit dans une perspective plus prudente, où la progression des coûts de production des énergies renouvelables est plus limitée. Dans cette perspective, si les projets les plus compétitifs en matière de fermes photovoltaïques ou éoliennes terrestres peuvent désormais s'approcher, en coût complet, des prix de marché ou des coûts courants de production du nucléaire installé évoqués précédemment, un nombre important de projets auront encore besoin de mécanismes de soutien. Le volume de production recherché implique d'ailleurs, à raison, de mobiliser le potentiel de production renouvelable au-delà des sites offrant les meilleures conditions technico-économiques, ce qui ne peut que relever le coût moyen des projets.

Mais les mécanismes de soutien à ces projets n'atteignant pas la rentabilité sur le marché sont surtout, comme ils le seraient pour le nucléaire devenant non rentable, indexés sur les prix de marché. Ainsi, le risque d'un impact à la baisse sur les prix de marché de la surcapacité créée par la stratégie d'addition de capacités nucléaires et renouvelables, cohérent avec l'idée d'une envolée du solde exportateur, conduit non seulement au risque de devoir soutenir financièrement le parc nucléaire prolongé, mais aussi au renchérissement mécanique du soutien aux énergies renouvelables. L'ADEME note ainsi qu'une prolongation plus importante du parc de réacteurs existants conduit à déséquilibrer la rentabilité de tous les moyens de production, au point sous certaines hypothèses de décaler de plus d'une dizaine d'années le seuil de rentabilité des énergies renouvelables⁴⁵.

Des prix de marché plus bas impliquent d'une part qu'un volume plus élevé des projets renouvelables considérés a besoin de ces mécanismes de soutien, et d'autre part que le différentiel à compenser entre ces prix et les coûts négociés des projets est plus élevé. Au passage, il faut d'ailleurs noter que ce phénomène touche également les projets déjà réalisés, gonflant le coût des mécanismes de soutien dont ils bénéficient déjà. Un impact à la baisse de 50 à 40 €/MWh des prix moyens de marché, tel qu'évoqué ci-dessus, représente sans doute de l'ordre de 1,5 à 2 milliards d'euros annuels de coût supplémentaire pour le soutien aux renouvelables à l'horizon 2035, et potentiellement davantage dans la période 2025-2030⁴⁶.

La stratégie retenue par la PPE consiste donc à développer une surproduction qui va contre la mise en œuvre d'efforts de maîtrise de la consommation d'électricité, pourtant nécessaires à un pilotage plus maîtrisé du système électrique, et nécessite le triplement à l'horizon 2035 du solde exportateur de ce système. L'augmentation de 25 % de la production sert alors essentiellement à cette exportation, au prix d'un effet à la baisse sur les prix de marché qui pèse de plus en plus sur la rémunération des moyens de production. Cette évolution, combinée à l'augmentation des coûts de production des réacteurs nucléaires sous l'effet de la prolongation de leur fonctionnement, conduit à la fois à devoir soutenir financièrement la production de ce parc, tout en augmentant le besoin de soutenir financièrement le développement des renouvelables.

Au vu des difficultés de mise en œuvre de la trajectoire évoquées précédemment et du besoin de subvention massive de l'ensemble du système de production auquel elle peut conduire, il est prévisible qu'une pression correctrice importante s'exerce sur cette trajectoire. La réduction globale des coûts reposerait alors sur un arbitrage entre un effort accru sur la maîtrise de la consommation d'électricité et une accélération du rythme de fermeture des réacteurs, pour permettre le développement prévu des énergies renouvelables, ou un renoncement à l'ambition affichée pour les renouvelables au profit de la trajectoire de prolongation.

44. Cette estimation basée sur les informations disponibles sur la trajectoire PPE peut être comparée aux trajectoires haute et basse de développement des énergies renouvelables projetées par RTE dans son Bilan prévisionnel 2017, et retenues dans les valeurs centrales des scénarios Ampère et Volt, soit respectivement 314 TWh et 243 TWh en 2035.

45. ADEME, *op. cit.*

46. Le montant du différentiel ne dépend pas seulement de l'écart entre deux prix moyens de marché, mais du niveau auquel ils se situent, puisque celui-ci va déterminer notamment la proportion de projets éligibles au mécanisme de soutien. La période 2025-2030 est par ailleurs celle où se situe le pic du montant du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables électriques, dans la mesure où elle combine à la fois la fin des contrats de soutien existants (notamment les contrats anciens pour le photovoltaïque) et la montée en puissance du développement de nouveaux projets.

La maîtrise des consommations d'électricité, qui pèse positivement sur l'économie du système, et le développement de capacités renouvelables de plus en plus compétitives aux dépens de capacités nucléaires de moins en moins rentables devraient s'imposer. Les engagements prévus dans la PPE proposée en termes de prolongation de fonctionnement de réacteurs, les mécanismes en place et les raisonnements appliqués vont dans le sens contraire : ils ne peuvent conduire qu'à rendre toute trajectoire plus rapide de fermeture des réacteurs nucléaires plus difficile à mettre en œuvre que la réduction des nouveaux investissements sur les renouvelables. En particulier, l'application de calculs relatifs à la prolongation en coûts moyens d'une part, et d'une logique d'indemnisation d'EDF pour des prolongations non réalisées d'autre part est de nature à empêcher l'anticipation de fermetures. Au contraire, il risque fort d'être plus facile de réduire les engagements en matière de mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, alors même que les prix de marché ne leur permettraient pas de se développer au niveau prévu sans ce soutien.