



Analyses complémentaires

sur l'équilibre offre-demande d'électricité
en France sur la période 2019-2023

AVRIL 2019

SYNTHÈSE

Contexte de l'étude

La sécurité d'alimentation résulte des évolutions de la consommation, du parc de production, et des réseaux. Ces évolutions s'inscrivent dans un temps long, et dépendent à la fois des choix des pouvoirs publics, des décisions individuelles des acteurs de marché, ou de paramètres macroéconomiques, à l'échelle nationale et européenne.

Au cours des dernières années, la fermeture de nombreuses centrales au fioul et au charbon, conjuguée à la diminution de la disponibilité hivernale du parc nucléaire, ont progressivement conduit à une situation où la sécurité d'alimentation est bien assurée au sens du critère fixé par les pouvoirs publics dans le Code de l'énergie, mais sans marge pour le système électrique.

Le Bilan prévisionnel 2018 de RTE a été publié le 15 novembre 2018. Il intègre les orientations de la feuille de route énergétique du gouvernement, déclinée dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Parmi ces choix figurent la fermeture des centrales au charbon d'ici 2022, l'accélération du développement des énergies renouvelables et des effacements de consommation, et la diversification du mix électrique d'ici 2035. Le Bilan prévisionnel repose également sur

des hypothèses de mises en service de nouveaux moyens de production et d'interconnexions.

L'analyse détaillée réalisée par RTE dans le Bilan prévisionnel 2018 a confirmé la possibilité de fermer graduellement les centrales au charbon et les deux réacteurs de Fessenheim d'ici 2022, soit une puissance de presque 5 GW, tout en conservant un niveau de sécurité d'approvisionnement équivalent à aujourd'hui. Cette conclusion repose sur un ensemble d'hypothèses précises.

Le diagnostic demeure robuste dans l'hypothèse de retards d'un ou deux ans dans la mise en service de certains des moyens, mais il est dégradé si une conjonction d'aléas défavorables se matérialise. Le cahier des variantes publié le 15 novembre 2018 donne à l'ensemble des acteurs la possibilité d'évaluer la sensibilité de notre sécurité d'alimentation à 10 paramètres clés. Il s'agit d'un exercice inédit de transparence, à envisager dans sa globalité.

En janvier 2019, le ministre de la Transition écologique et solidaire a souhaité qu'en complément du Bilan prévisionnel, «certains scénarios particulièrement contraints soient étudiés, même s'ils apparaissent aujourd'hui moins probables».

Résultats consolidés intégrant l'étude de configurations particulièrement dégradées

En l'état des informations disponibles, la fermeture de l'ensemble des centrales au charbon à horizon 2022 demeure possible tout en respectant le critère prévu par le Code de l'énergie. Ce constat est confirmé par la nouvelle étude réalisée depuis janvier 2019. Pour y parvenir, les hypothèses identifiées dans le Bilan prévisionnel 2018 sont toujours valables.

Les analyses complémentaires demandées par le ministre portent notamment sur des configurations particulièrement dégradées, intégrant des décalages significatifs dans la mise en service de certains moyens (EPR de Flamanville, centrale de Landivisiau ou interconnexion Eleclink). Ces reports vont bien au-delà des échéances indiquées à RTE par les exploitants ou discutées lors de la consultation publique précédant l'élaboration du Bilan prévisionnel. Ils constituent en cela un test de sensibilité de l'analyse de RTE de 2018 à des conditions exceptionnelles, particulièrement en cas de cumul.

Si ces hypothèses venaient à se réaliser, le critère de sécurité d'approvisionnement pourrait ne plus être respecté en 2022, dans des proportions que

l'étude permet de restituer. Sauf à actionner les leviers mentionnés dans l'étude, les scénarios les plus défavorables nécessiteraient alors soit d'exploiter le système électrique selon des standards dégradés par rapport à la réglementation, soit de devoir prolonger l'exploitation de certaines centrales au charbon.

Dans les deux cas de figure, cette situation serait saisonnière (uniquement l'hiver) et transitoire (au plus tard jusqu'à 2024), le niveau de sécurité d'approvisionnement devant s'améliorer ensuite avec la mise en service de nombreux moyens de production en France.

En cas de prolongation de l'exploitation des centrales au charbon, les durées de fonctionnement strictement nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement seraient très limitées (quelques dizaines d'heures par an en moyenne, 250 heures au maximum sur un hiver particulièrement froid), et se situeraient exclusivement en période hivernale. Ce mode de fonctionnement serait compatible avec une forte réduction des émissions de CO₂ associées à la production d'électricité à base de charbon.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement

Le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement dépend des normes prévues par le Code de l'énergie. Le critère de sécurité d'approvisionnement qui y est défini ne signifie pas le «risque zéro» mais fixe un niveau cible de risque de recours aux moyens post-marché (notamment interruptibilité et baisse de tension) ou au délestage de certains consommateurs. L'analyse des écarts par rapport à ce critère ne peut être résumée à un traitement manichéen : ainsi, des situations légèrement en-dessous ou légèrement au-dessus du critère traduisent des niveaux de risque pouvant être très proches.

Le critère de sécurité d'approvisionnement est une notion statistique : exploiter le réseau selon un standard défini revient à déterminer un risque de délestage, notamment en situation de grand froid.

Plus le niveau de sécurité exigé est élevé, mieux la collectivité est prémunie contre des coupures éventuelles, mais plus le coût de l'assurance est important.

Il revient à la collectivité de fixer ce niveau, en arbitrant selon ses priorités. RTE est prêt à exploiter le système électrique quel que soit le niveau choisi par les pouvoirs publics, et n'en préconise aucun. Il peut en revanche, comme cela a été fait dans ses différentes publications et dans le cadre des travaux de préparation de la PPE, expliciter les conséquences associées au choix de tel ou tel niveau.

En particulier, RTE rappelle que les moyens post-marché (activation du service d'interruptibilité contractualisé avec certains sites industriels,

baisse contrôlée de la tension sur les réseaux de distribution, etc.) constituent des leviers d'exploitation permettant de limiter fortement l'impact des situations de déséquilibre offre-demande sur le

consommateur. Le recours à ces moyens doit donc être dédramatisé dans la mesure où il n'occasionne aucune conséquence perceptible pour les citoyens.

Leviers d'action

Le diagnostic établi dans des configurations particulièrement dégradées peut être amélioré en jouant sur certains curseurs, qui constituent des actions « sans regret » pour la collectivité : dans le cas où les configurations dégradées prises en compte dans l'étude ne se produiraient pas, ces leviers permettraient également d'améliorer la sécurité d'alimentation et de gagner des marges de capacités.

Le premier levier consiste à engager des actions de maîtrise de la consommation d'électricité à la pointe, au moyen d'efforts structurels d'efficacité énergétique, ou par des actions ponctuelles permettant de réduire la consommation lors des périodes de tension sur le système.

Le second levier consiste à optimiser le positionnement des arrêts de réacteurs nucléaires pour les visites décennales sur la période 2021-2023, de manière à réduire le risque d'indisponibilité des réacteurs durant les hivers.

Chacun de ces leviers permettrait de relâcher les contraintes à la pointe de 1 à 2 GW. Leur mobilisation conjointe pourrait donc permettre de dégager des marges d'un ordre de grandeur comparable à

celui de la puissance des centrales au charbon. En cas de décalage significatif sur les mises en service de l'EPR, et de la centrale de Landivisiau ou d'une interconnexion, l'activation simultanée de ces leviers serait ainsi indispensable pour conserver un niveau de sécurité d'approvisionnement proche de celui d'aujourd'hui.

En complément, le maintien de la disponibilité de deux tranches (fonctionnant au charbon ou converties à la biomasse), pour une durée de fonctionnement restant limitée à quelques dizaines d'heures par an en moyenne, permet également de relâcher la contrainte à la pointe d'environ 1 GW. Ceci suffirait à garantir la sécurité d'approvisionnement, au sens du Code de l'énergie, dans la plupart des cas dégradés identifiés.

En ce qui concerne les enjeux locaux en matière de sécurité d'alimentation, RTE confirme que le maintien de deux tranches disponibles à Cordemais est nécessaire tant que l'EPR n'est pas mis en service. RTE n'émet aucune autre préconisation liée à la situation géographique des sites, ou à la séquence de fermeture entre les différents sites.

Prochains jalons

Cette étude complémentaire et le Bilan prévisionnel 2018 (synthèse et cahier des variantes) forment un socle cohérent et indissociable. Une nouvelle évaluation de la sécurité d'alimentation sera réalisée en novembre 2019, avec le prochain Bilan prévisionnel. Elle permettra de disposer d'informations plus précises sur l'ensemble des conditions mentionnées : trajectoire effective de consommation, horizon de mise en service de l'EPR (en fonction

des décisions de l'Autorité de sûreté nucléaire), de la centrale de Landivisiau (selon le démarrage effectif des travaux), de l'interconnexion Eleclink, ou encore des premiers parcs d'éoliennes en mer.

De manière générale, l'atteinte des jalons associés aux conditions identifiées dans l'étude devra faire l'objet d'un suivi régulier.

LE « CAS DE BASE » DU BILAN PRÉVISIONNEL 2018 : UNE FERMETURE POSSIBLE DES CENTRALES AU CHARBON D'ICI 2022 SOUS CONDITIONS

Le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018 : une vision de référence sur l'évolution du système électrique à cinq ans qui paraît atteignable

La loi confie à RTE la mission d'évaluer régulièrement le niveau et l'évolution de la sécurité d'approvisionnement en électricité du territoire national interconnecté.

L'édition 2018 du Bilan prévisionnel a été publiée le 15 novembre 2018. Elle a été précédée d'une large concertation auprès de toutes les parties prenantes intéressées, qui s'est déroulée en deux temps : consultation publique sur les hypothèses au printemps 2018, puis présentation du « cas de base » dans les instances de concertation en juillet et en septembre.

Le diagnostic présenté par RTE est établi autour d'un « cas de base », qui intègre les orientations de politique énergétique, les informations les plus récentes transmises par les acteurs consultés, ainsi que des hypothèses « médianes » pour l'évolution de certains paramètres (consommation, développement des énergies renouvelables, etc.).

Ce « cas de base » ne constitue pas une vision exagérément optimiste de l'évolution du mix à moyen terme :

- ▶ il est basé sur un rythme de développement des énergies renouvelables intégrant les incertitudes sur les files d'attente et la réalisation de certains projets, et à ce titre inférieur aux objectifs de la PPE :
 - 1,4 GW par an pour l'éolien terrestre, contre environ 1,9 GW par an d'ici 2023 dans le projet de la nouvelle PPE ;

- 1,8 GW par an pour le photovoltaïque, contre environ 2,4 GW par an d'ici 2023 dans le projet de la nouvelle PPE¹ ;
- ▶ il se base sur un chargement du combustible de l'EPR en 2020, alors que le calendrier officiel communiqué par EDF indique un objectif de chargement du combustible au quatrième trimestre 2019 ;
- ▶ il intègre un allongement des visites décennales par rapport au planning fourni par EDF, sur la base du retour d'expérience des dernières années ;
- ▶ il est basé sur une consommation électrique stable – ce qui prolonge la tendance de ces dernières années – alors qu'un potentiel de diminution existe ;
- ▶ il intègre une vision prudente de l'évolution des mix à l'étranger, avec le déclassement d'un nombre important de moyens thermiques, notamment en Allemagne et Grande-Bretagne.

L'objectif d'une fermeture des centrales au charbon est inscrit dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 avec un horizon fixé à 2023. Dans le cadre du Plan climat présenté par le Gouvernement en juillet 2017, l'échéance de fermeture a été fixée à 2022. Cet objectif a depuis été réitéré à plusieurs reprises, notamment lors de la présentation par le Président de la République des orientations en matière de politique énergétique et climatique le 27 novembre 2018. À l'instar de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim,

1. Le projet de PPE prévoit également une accélération du rythme de développement du photovoltaïque entre 2023 et 2028, avec un rythme de mise en service compris entre 3 et 4,8 GW par an à cet horizon.

la fermeture des dernières centrales au charbon constitue donc une hypothèse du « cas de base ».

Pour le Bilan prévisionnel, et en l'absence de calendrier fixé par les exploitants ou les pouvoirs

publics, RTE a retenu une hypothèse de fermeture graduelle, consistant à fermer deux tranches mi-2020, deux en 2021, et une en 2022. Ce calendrier constitue une hypothèse de travail nécessaire pour mener les études.

Le Bilan prévisionnel 2018 comprend déjà des analyses de sensibilité du diagnostic de sécurité d'approvisionnement à la non-réalisation de certaines hypothèses du « cas de base »

Un résultat central du Bilan prévisionnel 2018 porte sur la démonstration de la faculté à fermer les cinq derniers groupes charbon d'ici 2022 tout en conservant, à cet horizon, un niveau de sécurité d'approvisionnement globalement stable par rapport à aujourd'hui.

RTE a clairement indiqué que, pour être compatible avec le critère prévu par le Code de l'énergie, la fermeture des centrales devait intervenir à partir de 2020 et être progressive. RTE a également précisé que la fermeture de toutes les centrales pouvait être achevée en 2022, mais que ceci était associé à des hypothèses précises. Parmi ces hypothèses figurent :

- la poursuite et la réussite de l'inflexion sur trois variables clés : le développement des énergies renouvelables, la maîtrise de la consommation, et la fiabilisation du potentiel d'effacement ;
- la mise en service de nouveaux moyens pilotables, comme la centrale de Landivisiau, et de nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne et l'Italie ;
- la levée des incertitudes sur le parc nucléaire (mise en service de l'EPR et programme de prolongation des réacteurs).

Le Bilan prévisionnel 2018 a également montré que le diagnostic sur la faculté de fermer toutes les centrales au charbon d'ici 2022, sans dégradation significative de la sécurité d'approvisionnement par rapport au critère, résistait à certains aléas, par exemple :

- un an de retard sur la mise en service des premiers parcs éoliens en mer ;
- trois ans de retard sur la mise en service de l'EPR de Flamanville (2022 vs. 2019) ;

- un an de retard sur le calendrier de mise en service de la centrale de Landivisiau ;
- un an de retard sur la mise en service de toutes les interconnexions actuellement en construction ;
- une légère augmentation de la consommation.

Le diagnostic de sécurité d'approvisionnement du « cas de base » était ainsi complété par l'analyse d'une trentaine de variantes, restituées dans un cahier de variantes publié en accompagnement du document de synthèse en novembre 2018.

Les analyses présentées dans le cahier de variantes montrent que, dans le cas où plusieurs conditions du « cas de base » ne sont pas remplies de manière simultanée, le critère n'est plus respecté à l'horizon 2022.

En particulier, RTE a mis en exergue la grande sensibilité du diagnostic aux hypothèses retenues sur la performance du parc nucléaire français :

- la maîtrise du programme de prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans d'exploitation, et de manière plus générale la maîtrise du calendrier des visites décennales des réacteurs, constituent un élément essentiel de l'analyse de sécurité d'approvisionnement. Ainsi, compte tenu de la planification d'un certain nombre de visites décennales pendant les hivers 2021-2022 et 2022-2023 et/ou devant se terminer à l'entrée de ces hivers, un allongement de la durée de ces visites de deux mois par rapport au calendrier prévu par l'exploitant² suffit à fragiliser la sécurité d'approvisionnement en fin d'horizon d'étude.

2. Durée d'allongement de deux mois conforme à l'allongement moyen observé sur l'historique

- la date effective de mise en service de l'EPR est un paramètre déterminant pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale, tout autant que pour la sécurité d'alimentation du Grand Ouest. À ce jour, EDF indique maintenir un objectif de chargement du combustible pour fin 2019.

Ce constat est valable indépendamment de la décision d'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon.

Si la disponibilité du parc nucléaire français au cours des prochaines années est strictement conforme aux informations communiquées par EDF lors de la préparation du Bilan

prévisionnel 2018, s'agissant (1) de la date de mise en service de l'EPR et (2) du calendrier de visites décennales déclaré, le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel sera préservé même avec la fermeture des centrales au charbon, et avec un bon niveau de marge.

Si, au contraire, les informations communiquées évoluent au cours des prochains mois et conduisent (1) à décaler significativement l'échéance de mise en service de l'EPR ou (2) à réévaluer à la hausse la durée des visites décennales, alors le niveau de sécurité d'approvisionnement pourra être dégradé par rapport à aujourd'hui.

La demande d'études complémentaires par le ministre de la Transition écologique et solidaire

En janvier 2019, le ministre de la Transition écologique et solidaire a demandé, par courrier adressé à RTE, la réalisation d'études complémentaires sur le maintien de la sécurité d'approvisionnement dans des scénarios «particulièrement contraints [...], même s'ils apparaissent aujourd'hui moins probables». Le courrier précise que ces études ont vocation à être rendues publiques.

Afin de répondre à cette demande, RTE a mené, en des temps contraints, des analyses complémentaires sur l'équilibre offre-demande national et sur la sécurité d'alimentation locale pour des variantes correspondant aux scénarios identifiés dans le courrier du ministre. Les paramètres sur lesquels portent ces tests de sensibilité et les résultats du diagnostic sont détaillés dans la suite de ce document.

Cette étude complémentaire ne constitue pas une actualisation complète de l'analyse de sécurité d'approvisionnement. Elle ne se substitue pas à l'exercice annuel du Bilan prévisionnel, dont la prochaine édition est prévue pour l'automne 2019.

Le Bilan prévisionnel 2019 permettra notamment d'actualiser le diagnostic en passant en revue

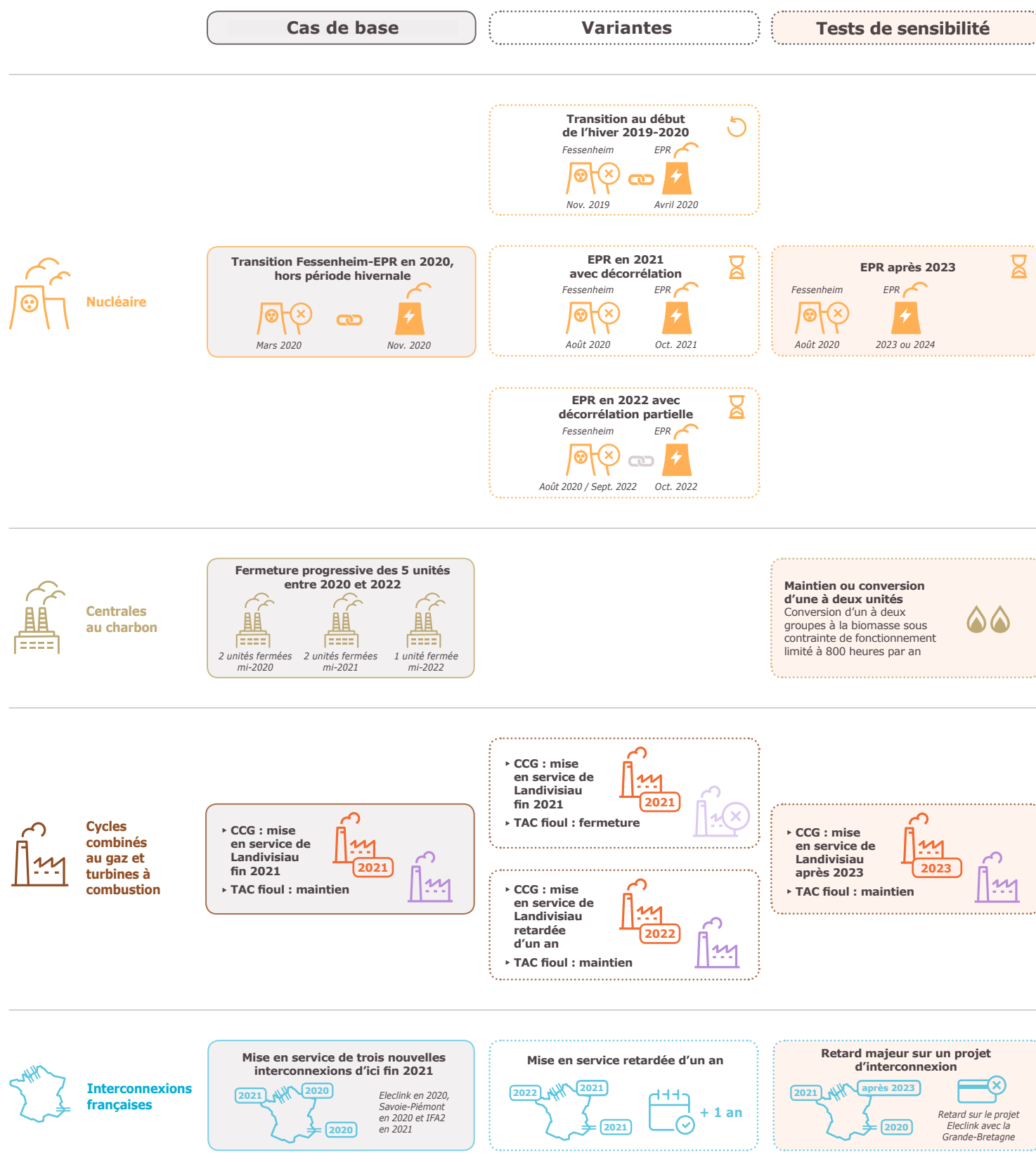
l'ensemble des déterminants de la sécurité d'approvisionnement (consommation, développement des énergies renouvelables, mises en service d'interconnexions ou de nouveaux moyens thermiques, progression des effacements, évolution des mix des pays voisins, etc.). Il permettra ainsi de se baser sur des informations affinées sur la disponibilité prévisionnelle de certains moyens.

En particulier, la décision de l'ASN sur la conformité des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville, annoncée pour le mois de mai 2019, devrait apporter de la visibilité sur le calendrier de mise en service effective de ce nouveau réacteur.

De même, le démarrage effectif des travaux de construction de la centrale de Landivisiau (prévu pour l'été 2019) et des travaux de raccordement et de renforcement sur les réseaux de gaz et d'électricité (printemps et automne 2019) constitueront un signal important pour l'avancée du projet.

Enfin, un certain nombre d'incertitudes relatives à l'arrivée de l'interconnexion Eleclink devraient également pouvoir être éclaircies au cours des prochains mois.

Figure 1. Paramètres clés faisant l'objet de tests de sensibilité



Les analyses complémentaires demandées par le ministre couvrent des scénarios très dégradés par rapport au « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018

Les approfondissements souhaités par le ministre portent sur certaines hypothèses structurantes du « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018, telles que la mise en service de capacités pilotables ou d'interconnexions. Plus précisément, ces études complémentaires ont ainsi porté sur :

- ▶ une mise en service de la centrale de Landivisiau retardée à 2022 ou 2023 ;
- ▶ une mise en service de l'EPR de Flamanville retardée à 2023 ou 2024 ;
- ▶ un allongement significatif des durées de visites décennales, conforme aux hypothèses considérées dans le Bilan prévisionnel 2018 ;
- ▶ un retard important dans la mise en service du projet d'interconnexion Eleclink ;
- ▶ les décalages mentionnés ci-dessus cumulés deux à deux.

Enfin, le ministre a également souhaité que l'apport du projet de conversion à la biomasse de groupes

charbon envisagé sur le site de Cordemais (projet « Ecocombast ») soit intégré dans l'analyse.

Certains des tests de sensibilité demandés par le ministre ont déjà fait l'objet d'analyses dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018, comme le retard d'un an sur la mise en service de la centrale de Landivisiau, ou encore l'allongement de 50 % de la durée des visites décennales, qui se situe dans la fourchette des variantes étudiées sur ce paramètre.

D'autres sont en revanche nettement plus contraignantes que celles étudiées dans le Bilan prévisionnel 2018 et correspondent à des situations fortement dégradées par rapport aux informations communiquées par les acteurs concernés. Par exemple, l'hypothèse d'une mise en service de l'EPR en 2023 ou 2024 correspond à un retard de 4 à 5 ans par rapport à la date actuellement affichée par l'exploitant.

LES PRINCIPAUX DÉTERMINANTS DE L'ANALYSE COMPLÉMENTAIRE

Les incertitudes affectant certains déterminants de la sécurité d'approvisionnement en électricité ont été largement décrites dans le Bilan prévisionnel 2018. Les investigations complémentaires demandées par le ministre portent sur cinq d'entre eux : la durée des visites décennales, l'horizon de mise en service de l'EPR, la date de mise en service de la centrale de Flamanville, la concrétisation du projet

Eleclink et la possibilité de convertir à la biomasse certains groupes charbon. La revue des risques sur ces différents paramètres a ainsi été actualisée. Elle ne conduit pas à ce stade à modifier le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018, mais permet de mettre en perspective les « tests de sensibilité » réalisés dans l'étude et les demandes spécifiques pour préparer le Bilan prévisionnel 2019.

La durée et le placement des visites décennales

Le nucléaire constitue la première source de production d'électricité en France. La disponibilité effective des réacteurs est un déterminant majeur des études de sécurité d'approvisionnement, surtout à l'aube du programme de prolongation de la durée de vie d'une grande partie du parc.

Pour répondre à ces enjeux, RTE a entrepris depuis 2017, en concertation avec les parties prenantes du secteur, d'affiner la représentation du parc nucléaire et de tester plusieurs variantes sur sa disponibilité. Ce travail, qui se poursuivra dans le cadre des prochains Bilans prévisionnels, a notamment permis de mieux caractériser l'influence de la durée et du positionnement des arrêts de réacteurs en général, et des visites décennales en particulier.

S'agissant de ces dernières, sur le fondement du retour d'expérience, RTE a intégré au « cas de base » du Bilan prévisionnel une hypothèse de prolongation de deux mois de chacune des visites décennales programmées. Dans le même temps, les analyses ont restitué d'autres cas de figure : la tenue des délais annoncés (absence de dépassement) – qui constitue naturellement un cas de

Figure 2. Écarts constatés sur la durée des visites décennales au 28 février 2019

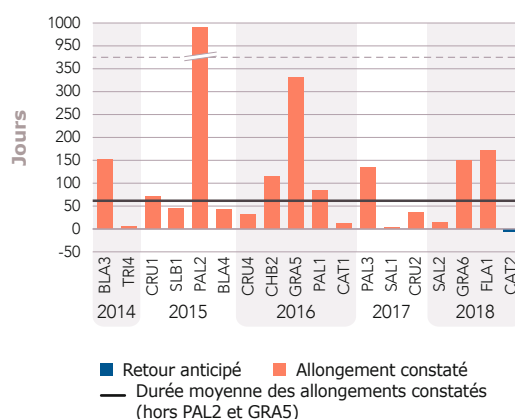
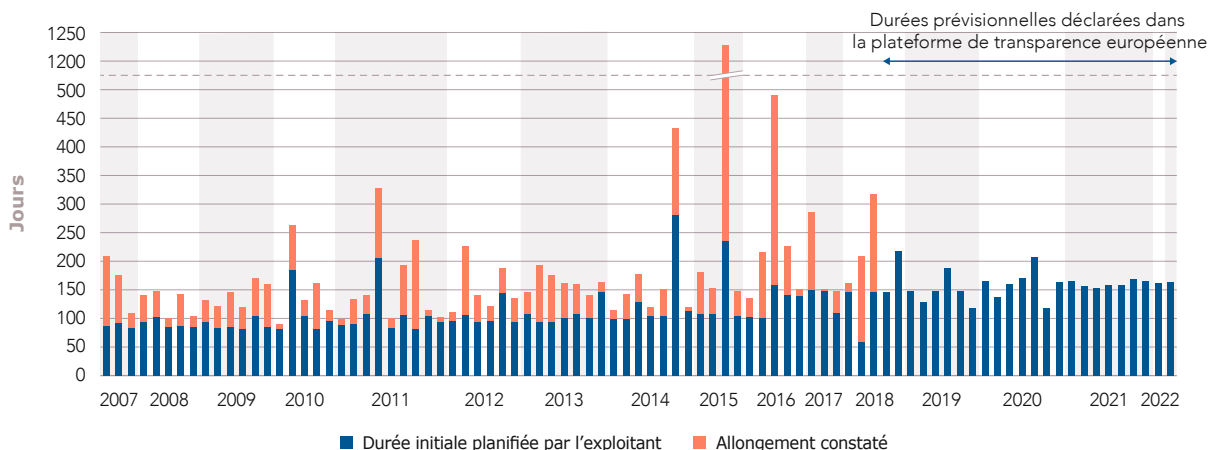


figure favorable pour la sécurité d'approvisionnement – ou un dépassement plus important pour les réacteurs « têtes de série sur chaque site ». Cette démarche a été présentée par RTE lors de la consultation publique menée au printemps 2018, et ses résultats sont intégralement restitués dans le Bilan prévisionnel 2018.

Figure 3. Durées initiales planifiées par l'exploitant et écarts constatés au 28 février 2019



Depuis la publication du Bilan prévisionnel, deux tranches ont achevé leur visite décennale : Flamanville 1 et Cattenom 2. Si le planning prévisionnel de la visite décennale de la tranche de Cattenom a été respecté (la durée de l'arrêt a été *in fine* plus courte de cinq jours que la durée programmée par l'exploitant), la durée de l'arrêt de la tranche de Flamanville a largement dépassé sa durée prévisionnelle (dépassement de 171 jours). Le dépassement moyen observé des arrêts de tranches lors des visites décennales reste supérieur à 60 jours, y compris en ne prenant pas en compte deux dépassements hors norme (visites décennales de Paluel 2 et Gravelines 5).

Les risques identifiés par RTE sont de deux ordres. Ils portent d'une part sur la durée des visites décennales, et d'autre part sur leur positionnement. Ils ont été précisément documentés dans le Bilan prévisionnel 2018, et la situation d'exploitation rencontrée au cours de l'hiver 2018-2019 en a pleinement illustré les conséquences.

Le dépassement de durée de la visite décennale de Flamanville 1, couplé au démarrage de la visite décennale de Flamanville 2 au cœur de l'hiver, a en effet conduit RTE à exploiter le réseau Grand Ouest sans aucune des tranches de Flamanville au cours de plusieurs semaines début 2019. Cette situation inédite a rendu indispensable le recours aux

moyens de production de la centrale au charbon de Cordemais pour assurer la sécurité d'alimentation sur la zone du Grand Ouest et la maîtrise du risque d'écroulement de tension. Les groupes charbon qui étaient à l'arrêt du fait de mouvements sociaux ont fait l'objet de demandes de couplage de la part de RTE. Leur disponibilité a contribué à la sûreté du fonctionnement du système électrique et a permis de maîtriser le risque de défaillance sur la zone. Ceci ne signifie pas que la mobilisation des groupes de Cordemais a éliminé tout risque de défaillance, mais que celui-ci a été contenu. En cas de très grand froid, l'appel aux moyens post-marché (notamment baisse contrôlée de la tension) aurait été nécessaire en complément de la disponibilité de la centrale de Cordemais.

L'importance de la maîtrise du calendrier et de la durée des arrêts est ainsi attestée à la fois pour le diagnostic sur l'équilibre offre-demande national et pour les analyses sur la maîtrise du risque d'écroulement de tension sur la zone du Grand Ouest. Ceci a conduit RTE à émettre, dans ce document, des préconisations spécifiques sur le positionnement des arrêts de réacteurs.

En particulier, une communication précise et actualisée des plannings de visites décennales est indispensable à l'élaboration d'un diagnostic fiable de sécurité d'approvisionnement.

La mise en service de l'EPR

La mise en service de l'EPR de Flamanville, initialement prévue pour 2012, a été plusieurs fois repoussée, le réacteur faisant l'objet de demandes de vérifications et essais complémentaires de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Le «cas de base» du Bilan prévisionnel 2018 prévoit une mise en service commerciale de l'EPR de Flamanville en 2020, et ses variantes intègrent la possibilité d'un décalage jusqu'en 2022. Le courrier du ministre interroge sur les conséquences d'un décalage jusqu'en 2024. Dans tous les cas, il s'agit d'une hypothèse déterminante sur laquelle RTE s'est spécifiquement exprimé en novembre 2018.

Les dernières communications publiques d'EDF ont fait état du début des essais dits «à chaud» à partir de fin février, et du maintien de l'objectif de chargement du combustible au quatrième trimestre 2019. Dans le même temps, dans un entretien accordé au journal Le Monde, le président de l'ASN a indiqué que l'ASN se prononcera en mai prochain sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal et que «s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus».

RTE ne dispose pas d'éléments spécifiques pouvant conduire à privilégier une date de mise en service précise. RTE rappelle qu'au titre des articles L.141-8 et D.141-11 et suivants du Code de l'énergie, les producteurs sont tenus de lui transmettre toutes les informations à leur connaissance permettant d'évaluer l'état de maturité d'un projet. Pour l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel, RTE demande à ce qu'un planning actualisé lui soit communiqué par l'exploitant au plus tard en juillet 2019, une fois les préconisations de l'ASN intégrées.

Dans l'analyse de sécurité d'approvisionnement, les caractéristiques techniques de l'EPR de Flamanville et les opérations associées au démarrage sont représentées de manière affinée. La puissance maximale de l'EPR est supposée être de 1650 MW, conformément aux annonces du producteur. La mise en service de la centrale intègre (i) une phase de chargement du combustible, sans aucune production d'électricité, (ii) une phase de démarrage correspondant à une disponibilité et une production limitée de la centrale sur les premiers mois de fonctionnement et (iii) un premier arrêt long (1^{ère} visite complète) intervenant 18 mois après le démarrage de la centrale. Le calendrier détaillé est illustré dans le cahier de variantes du Bilan prévisionnel 2018.

La mise en service de la centrale de Landivisiau

Le projet de cycle combiné au gaz (CCG) sur le site de Landivisiau, issu du Pacte électrique breton de 2010, a été attribué à un consortium Direct Énergie-Siemens en 2012 à l'issue d'un appel d'offres. La mise en service du CCG, initialement prévue pour 2016, a connu depuis d'importants retards, liés en particulier à l'enquête approfondie menée par la Commission européenne et aux contentieux portant sur les autorisations du projet. Elle est désormais envisagée par l'exploitant pour fin 2021.

Conformément aux informations remontées lors de la consultation sur les hypothèses du Bilan prévisionnel 2018, le calendrier transmis par le porteur de projet a été retenu dans le «cas de base». La

sensibilité du diagnostic de sécurité d'approvisionnement à un éventuel retard d'un an a également été analysée.

Direct Énergie a engagé début 2019 les travaux préparatoires pour la construction de la centrale. Depuis la publication du Bilan prévisionnel 2018, un jalon important dans l'avancée du projet a été franchi avec la signature des conventions de raccordement aux réseaux de transport d'électricité (avec RTE) et de gaz (avec GRTgaz). Ce jalon constitue une étape engageant financièrement le producteur vis-à-vis des gestionnaires de réseaux, conditionnant le démarrage des travaux de raccordement aux réseaux de transport.

L'exploitant a par ailleurs transmis à RTE les éléments attestant de l'avancée du projet et permettant de rendre crédible une mise en service à l'horizon de l'hiver 2021-2022.

Plusieurs recours formulés par les opposants au projet restent en attente de jugement devant la cour administrative d'appel de Nantes. À ce stade, aucune juridiction n'a émis de décision de fond

négative sur les différents points du contentieux relatif à la centrale de Landivisiau.

En cohérence avec la demande du ministre, RTE a toutefois analysé les conséquences sur la sécurité d'approvisionnement d'un retard supplémentaire dans la construction du CCG de Landivisiau, correspondant à une mise en service à horizon 2023 (donc hors de l'horizon d'étude du Bilan prévisionnel 2018).

Le projet de reconversion de la centrale de Cordemais (Ecocombust)

Le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018 ne prévoit pas de reconversion à la biomasse des centrales au charbon existantes.

Cette hypothèse avait été adoptée à l'issue de la consultation publique menée par RTE en amont de la réalisation du Bilan prévisionnel qui portait sur la façon de traiter l'annonce du Gouvernement de procéder à la fermeture des centrales au charbon d'ici 2022, et sur la potentielle reconversion de ces centrales. Très peu de répondants s'étaient alors prononcés sur cette question. En particulier, aucun n'avait défendu la reconversion des centrales au charbon comme objet d'étude, ni apporté d'information sur les caractéristiques techniques de projets de reconversion envisagés, afin que ceux-ci puissent être intégrés dans la modélisation du Bilan prévisionnel.

Depuis la publication du Bilan prévisionnel, le ministre de la Transition écologique et solidaire a fait part, dans un courrier adressé aux représentants syndicaux de la centrale de Cordemais, de l'étude du projet Ecocombust dans un contexte d'incertitude sur certains déterminants de la sécurité d'approvisionnement. Les services du ministère ont par la suite annoncé dans un communiqué³ avoir conclu avec EDF un programme de travail préalable à une décision sur le projet Ecocombust. Ce programme de travail est présenté comme devant rendre possible une prise de décision à l'automne concernant la suite donnée à ce projet.

En parallèle, suite à la publication du Bilan prévisionnel 2018, des organisations syndicales engagées dans le projet Ecocombust ont fait part à RTE d'informations précises sur le projet, permettant d'examiner sa contribution à la sécurité d'approvisionnement. Ces informations ont été précieuses, et ont permis à RTE de modéliser la potentielle reconversion de certains sites dans son évaluation de la sécurité d'approvisionnement, sans préjudice de la décision qui sera *in fine* retenue.

Le projet Ecocombust intègre :

- dans sa phase amont, la production de pellets à base de résidus de biomasse, plus précisément à partir de bois de classe B et de résidus ligneux ;
- et dans sa phase aval, l'utilisation de ce combustible comme substitut majoritaire au charbon, notamment pour la production d'électricité.

Dans ce rapport, c'est bien la seule contribution à la sécurité d'approvisionnement électrique d'une reconversion de ce type (phase aval) qui est étudiée. Cette reconversion est quasiment équivalente au maintien en disponibilité des tranches fonctionnant au charbon.

En cohérence avec la demande du ministre, la reconversion d'une à deux tranches de Cordemais par ce procédé a été étudiée.

3. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/avenir-centrale-charbon-cordemais-ministere-transition-ecologique-et-solidaire-met-en-oeuvre>

L'interconnexion Eleclink

Le projet d'interconnexion Eleclink doit permettre d'accroître les capacités d'échanges avec le Royaume-Uni d'environ 1 GW. L'arrivée de cette interconnexion conduira à renforcer les possibilités d'exports d'électricité de la France vers l'Angleterre mais également à augmenter la contribution des imports depuis l'Angleterre lors des situations de tension en France. La mise en service de cette interconnexion participe ainsi de la sécurité d'approvisionnement au Royaume-Uni et en France.

Le « cas de base » du Bilan prévisionnel fait l'hypothèse d'une mise en service de cette liaison mi-2020. La sensibilité de la sécurité d'approvisionnement à un éventuel retard d'un an du projet Eleclink (mise en service mi-2021) a également été analysée dans le cahier de variantes.

En janvier 2019, le gestionnaire d'interconnexion Eleclink a demandé à participer de manière explicite au mécanisme de capacité français (à partir du 1^{er} janvier 2021). Cette demande a été accompagnée d'un versement financier de la part de l'exploitant de la future liaison en vertu d'une procédure prévue par la réglementation, conduisant à rendre crédible la mise en service de l'interconnexion d'ici 2021.

Récemment, sont parues dans la presse spécialisée des informations faisant état de la possibilité que la société Getlink ne dispose pas de l'agrément nécessaire de la Commission intergouvernementale pour pouvoir déployer le câble de la future liaison dans le tunnel sous la Manche. RTE n'a pourtant été informé par Getlink d'aucun élément en ce sens.

En application des articles L.141-8 et D.141-11 et suivants du Code de l'énergie, RTE doit avoir accès à toutes les informations utiles à l'établissement du Bilan prévisionnel. Ceci intègre une évaluation des risques de retard sur les projets. **RTE demande à Eleclink de lui transmettre, sous deux mois, un planning actualisé de mise en service de l'interconnexion, ainsi qu'une évaluation des risques associés.**

S'agissant de la présente étude, conformément à la demande du ministre, RTE a analysé l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un décalage substantiel de la mise en service de l'interconnexion, qui conduirait à ce qu'elle ne soit pas disponible d'ici 2024.

RÉSULTATS DES TESTS DE SENSIBILITÉ POUR L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE NATIONAL

Dans les cas de figure les plus « dégradés », le critère de sécurité d'approvisionnement n'est plus respecté à l'échelle nationale

La non-réalisation cumulée de plusieurs des hypothèses principales listées dans le Bilan prévisionnel 2018 conduit à ne plus respecter le critère de sécurité d'alimentation à horizon 2022 en cas de fermeture de toutes les centrales au charbon.

Dans les configurations les plus dégradées évoquées dans la demande du ministre, le déficit de capacités par rapport au critère pourrait atteindre plusieurs gigawatts à horizon 2022, soit l'équivalent

de la capacité de plusieurs centrales au charbon. À titre d'exemple, la puissance cumulée de l'EPR et de la centrale de Landivisiau est supérieure à 2 GW, soit l'équivalent de plus de trois tranches au charbon – ceci donne la mesure du déficit de puissance en cas de retard de mise en service de ces moyens.

Ce premier diagnostic s'entend hors activation des leviers mentionnés dans la suite du document.

Le déficit pourrait être de plusieurs gigawatts par rapport au critère

Les graphiques ci-dessous permettent de visualiser l'évolution du niveau de sécurité d'approvisionnement. Ils sont exprimés, comme dans le Bilan

prévisionnel 2018, sous la forme d'une « marge » ou d'un « déficit » de capacités par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement défini par

Figure 4. Évolution des marges considérant la mise en service d'un projet hors horizon (sans Ecocombust)

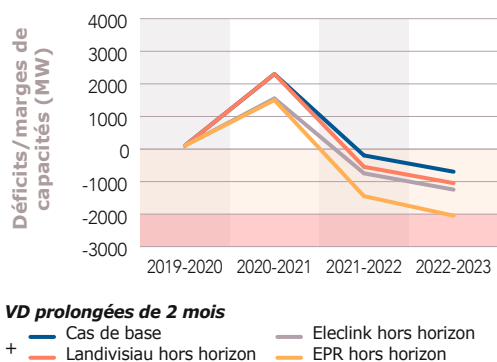
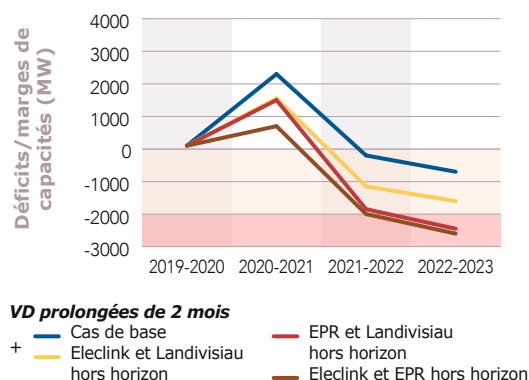


Figure 5. Évolution des marges considérant la mise en service de deux projets hors horizon (sans Ecocombust)



les pouvoirs publics. Un déficit de 500 MW signifie qu'il faudrait ajouter 500 MW de «puissance parfaite» pour couvrir le besoin et revenir au niveau de sécurité d'approvisionnement visé par la réglementation.

Un déficit de puissance signifie que les situations de déséquilibre offre-demande sont plus fréquentes et surviennent plus de 3 heures par an en moyenne. Ces situations de déséquilibre conduisent en premier lieu à mobiliser les moyens post-marché (*voir explications dédiées pages 32 à 36*), qui n'ont pas de conséquence visible pour le citoyen. En dernier recours, un déséquilibre offre-demande significatif peut conduire à des délestages de certains consommateurs.

Les études mettent clairement en évidence que, parmi les nouvelles variantes étudiées, c'est le report de l'EPR qui constitue la situation la plus pénalisante pour le système français. Ce retard conduit à lui seul à un déficit de capacités significatif.

Dans le cas où seule la centrale de Landivisiau ou l'interconnexion Eleclink avec le Royaume-Uni ferait défaut par rapport au «cas de base» du Bilan prévisionnel, un déficit de puissance existe mais il doit être relativisé par rapport à l'ensemble des incertitudes existant à l'horizon 2022 (évolution de la consommation, placement et positionnement des visites décennales, évolution du reste du système électrique européen).

Le risque sur la sécurité d'alimentation serait concentré uniquement sur certaines heures dans l'année

Le risque mis en évidence par l'analyse consiste en une probabilité plus élevée de faire appel à des moyens « post-marché » voire de recourir à des coupures ciblées. Il ne s'agit pas d'une certitude : il est tout à fait possible, voire probable, que le recours à ces moyens ne soit pas nécessaire durant une année donnée. En effet, le risque se concrétiserait en cas de vague de froid, et serait plus ou moins fort en fonction de la production éolienne en France et des capacités de production disponibles dans les pays voisins.

Ceci permet d'illustrer que, hors période de grand froid, les centrales au charbon ne sont pas indispensables à l'équilibre offre-demande national, même dans les scénarios dégradés les moins probables.

Dans le cas où l'exploitation de certaines centrales serait prolongée mais où leur fonctionnement serait conditionné à un strict besoin pour l'équilibre offre-demande (autrement dit, si l'utilisation des centrales devient un moyen « post-marché »), leur probabilité d'appel serait faible, et leur durée moyenne de fonctionnement très réduite (une vingtaine d'heures par an en moyenne et au maximum 250 heures sur un hiver particulièrement défavorable) et concentrée sur la période allant du 1^{er} novembre au 31 mars.

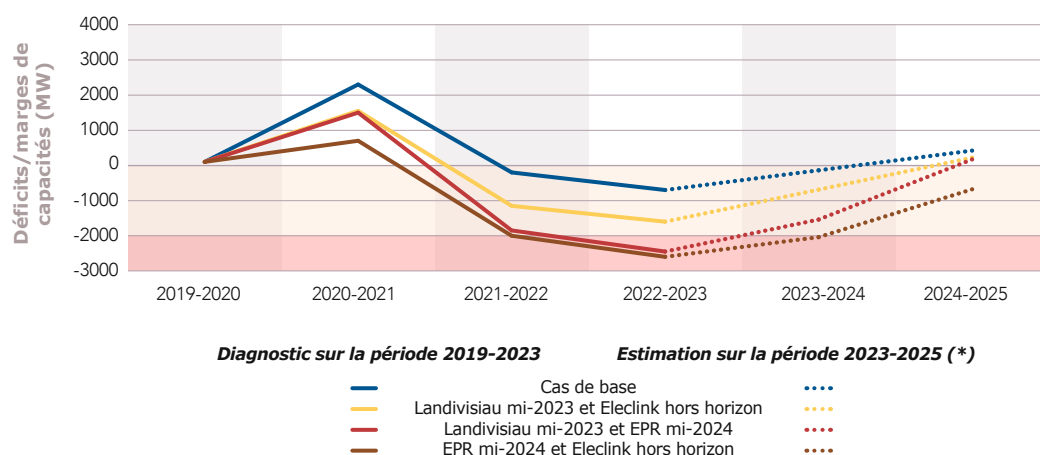
Ce besoin est donc tout à fait compatible avec une durée maximale de fonctionnement de 800 heures par an mentionnée dans le courrier du ministre.

Le risque identifié est transitoire, et devrait être résorbé à horizon 2024 au plus tard

Les variantes complémentaires demandées par le ministre indiquent des hypothèses de mises en service de la centrale de Landivisiau en 2023, et de l'EPR de Flamanville en 2024 dans les cas les plus défavorables.

La période 2023-2025 n'a pas fait l'objet d'analyses détaillées dans le Bilan prévisionnel 2018, dont l'horizon d'étude porte sur les cinq prochaines années, conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie.

Figure 6. Estimation de l'évolution des marges à horizon 2025 dans les configurations les plus dégradées (hors activation des leviers identifiés dans la suite du document)



(*) Estimation basée sur la progression des capacités installées en France uniquement (disponibilité nucléaire supposée constante après 2023), hors évolution de la consommation et des parcs étrangers

Toutefois, une analyse simplifiée sur l'évolution des capacités de production électrique en France montre une résorption progressive du déficit de capacités entre 2023 et 2025, dans tous les cas y compris les plus dégradés. En effet, même dans une approche prudente (intégrant une hypothèse de stabilité de la consommation, l'absence de l'interconnexion Eleclink, des retards sur certains parcs éoliens en mer et un développement des EnR terrestres inférieur aux objectifs de la PPE), la mise en service de plusieurs moyens avant 2025 (centrale de Landivisiau, EPR de Flamanville, au moins

quatre parcs éoliens en mer et un développement des EnR terrestres conforme à la trajectoire médiane du Bilan prévisionnel) permet d'atteindre un niveau de sécurité d'approvisionnement plus confortable sur l'hiver 2024-2025.

Cette étude sera affinée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019 qui sera publié en novembre prochain, et intégrera notamment une analyse de l'évolution des parcs étrangers, de la consommation et du calendrier de visites décennales des réacteurs nucléaires.

Les conclusions présentées ci-dessus peuvent être infléchies par la mobilisation de différents leviers permettant de dégager des marges de manoeuvre supplémentaires.

LEVIER N° 1 : LA MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION

Les cadrages sur l'évolution de la consommation d'électricité sont réactualisés régulièrement par RTE. En 2017, le Bilan prévisionnel a fait état de perspectives stables ou baissières à moyen terme, sans préjudice des variations conjoncturelles. Les rapports de RTE ont également mis l'accent sur l'importance du pilotage, et l'existence de gisements d'efficacité énergétique, notamment dans les usages spécifiques de l'électricité. Ces cadrages sont compatibles avec l'accélération de transferts d'usages vers l'électricité (par exemple dans le secteur de la mobilité) répondant aux impératifs climatiques, l'électricité produite en France étant très largement décarbonée.

Les actions sur la maîtrise de la consommation permettent de dégager des marges de manœuvre supplémentaires. Les leviers peuvent être essentiellement de deux types :

- des actions *structurelles* sur la consommation : renforcement des efforts d'efficacité énergétique qui permettent également de diminuer la puissance appelée à la pointe, basculement vers des équipements moins consommateurs ou pilotables ;
- ou des actions *curatives* telles que l'appel aux gestes citoyens et les écrêtements des consommations d'extrême pointe.

Les leviers associés au renforcement des efforts d'efficacité énergétique

Depuis le début des années 2010, la consommation d'électricité demeure globalement stable. Ceci s'explique principalement par la diffusion et le renforcement des actions d'efficacité énergétique, le ralentissement tendanciel de la croissance économique et démographique, et l'évolution structurelle de l'activité économique qui tend à se tertiariser, les services étant moins consommateurs d'électricité que le secteur industriel.

Le Bilan électrique pour l'année 2018 publié début 2019 par RTE a confirmé cette tendance de stabilité : corrigée des aléas météorologiques, la consommation a en effet évolué de -0,3 % en 2018, après une variation de +0,1 % en 2017.

Pour les années à venir, les trajectoires de consommation élaborées par RTE demeurent majoritairement orientées à la baisse ou stables, avec un léger rebond possible au cours des premières années

Figure 7. Évolution des marges selon la trajectoire de consommation considérée

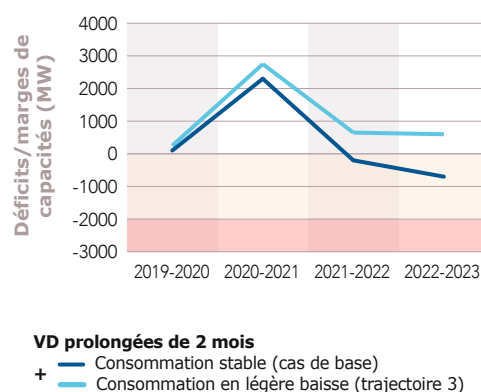


Figure 8. Évolution des consommations d'électricité unitaires associées aux usages domestiques par ménage équipé

Consommation unitaire domestique moyenne		2007 2550 kWh	2012 2500 kWh	2017 2350 kWh	Meilleure technologie 2018	Estimations* RTE conso. totale 2018
Blanc	 Réfrigérateur	380 kWh	330 kWh	270 kWh	130 kWh	8,5 TWh
	 Congélateur indépendant	440 kWh	390 kWh	340 kWh	140 kWh	5,5 TWh
	 Lave-linge	190 kWh	180 kWh	160 kWh	130 kWh	4 TWh
	 Sèche-linge	410 kWh	400 kWh	370 kWh	130 kWh	3,5 TWh
	 Lave-vaisselle	250 kWh	230 kWh	200 kWh	140 kWh	3,5 TWh
TIC	 TV principale	220 kWh	230 kWh	200 kWh	70 kWh	5,5 TWh
	 Box TV/Internet	190 kWh	190 kWh	220 kWh	110 kWh	5,5 TWh
Cuisson	 Plaques électriques	260 kWh	230 kWh	210 kWh	160 kWh	3 TWh
	 Four	160 kWh	150 kWh	150 kWh	100 kWh	3 TWh
Éclairage	 Lampe	16 kWh	13 kWh	11 kWh	3 kWh	9 TWh

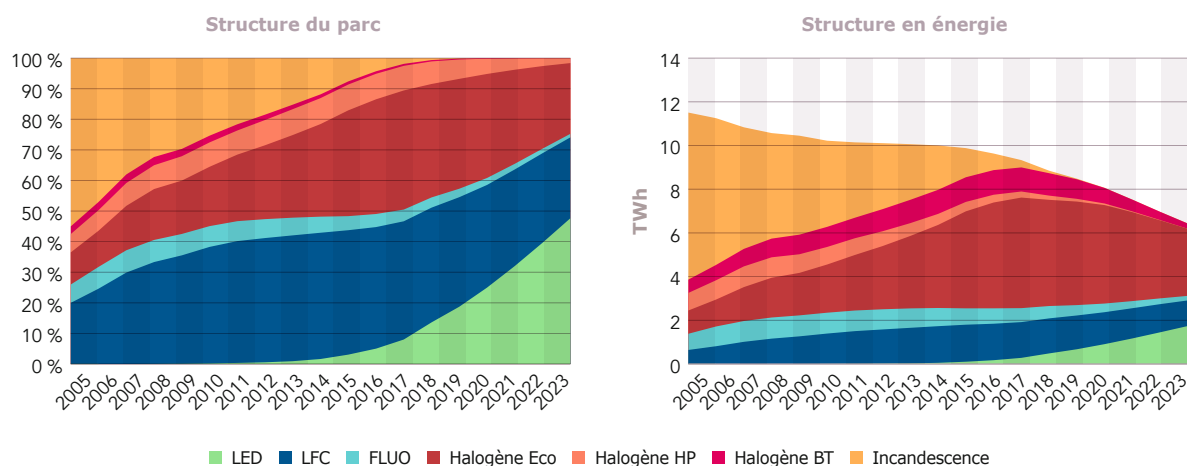
* Estimations à date de la consommation totale des équipements. Le calage de ces usages fera l'objet d'une consultation des parties prenantes au cours d'un groupe de travail dédié à la consommation.

du fait de variations conjoncturelles (à très court terme, la tendance structurelle d'évolution de la consommation peut être masquée par des variations conjoncturelles significatives liées à l'activité économique). Ces perspectives ne font pas l'objet d'un consensus au sein des acteurs du système électrique. Dans la continuité de sa démarche de transparence et d'alimentation du débat public sur

l'énergie, RTE a mis en place un groupe de travail sur l'élaboration des trajectoires de consommation à moyen et long terme (la première réunion a eu lieu en mars 2019). Ces travaux apporteront leurs conclusions fin 2019.

Dans l'attente, le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018 a retenu une hypothèse prudente et

Figure 9. Évolution structurelle de l'usage éclairage par technologie dans la trajectoire 3 de consommation



exogène de stabilité de la consommation à moyen terme. La sensibilité du diagnostic de sécurité d'approvisionnement à des trajectoires de consommation différentes a également été analysée. Les résultats montrent qu'une hypothèse de baisse modérée de consommation («trajectoire 3» du cahier de variantes du Bilan prévisionnel) crée des marges de manœuvre significatives en matière de sécurité d'approvisionnement, et ce dès l'horizon de moyen terme.

La «trajectoire 3» consiste en une légère inflexion par rapport à la stabilité de la consommation observée ces dernières années. Toutefois, la baisse envisagée reste modérée (TCAM de -0,5 % par an, soit -12 TWh environ en cinq ans, sans préjudice de l'évolution ultérieure de la consommation en cas d'accélération des transferts d'usages) et apparaît donc atteignable. Dans cette trajectoire, la baisse de consommation modélisée est avant tout le fruit des mesures d'écoconception et d'efficacité énergétique mises en œuvre depuis plusieurs années, dont la diffusion est assurée par le renouvellement des équipements électriques. Les principaux gisements de baisse de la consommation portent sur les usages liés à l'éclairage, le froid et les technologies de l'information et de la communication. Le cumul des baisses de consommation d'énergie de ces différents usages peut atteindre plusieurs térawattheures d'ici 2023.

Les effets des politiques de rénovation thermique des bâtiments – pour ceux qui sont chauffés à l'électricité – portent leurs fruits à plus long terme, et dépendent largement du volume des aides engagées ainsi que de la pénétration de ces dispositifs dans les foyers. Ils sont également en partie

Figure 10. Évolution des marges considérant la mise en service de deux projets hors horizon, un allongement de deux mois du planning des visites décennales et la trajectoire 3 de consommation

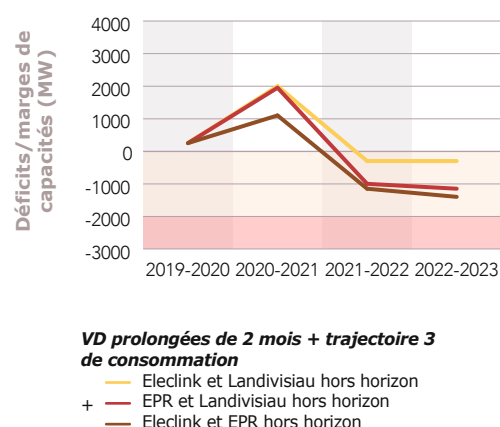
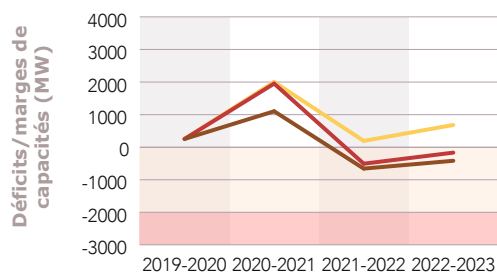


Figure 11. Évolution des marges considérant la mise en service de deux projets hors horizon, un allongement de deux mois du planning des visites décennales, la trajectoire 3 de consommation et la mise en service de deux groupes Ecocombust



VD prolongées de 2 mois + trajectoire 3 de consommation + 2 groupes Ecocombust*

- Eleclink et Landivisiau hors horizon
- + EPR et Landivisiau hors horizon
- Eleclink et EPR hors horizon

* mis en service en 2021 et 2022

contrebalancés par une amélioration du confort thermique pour les ménages qui bénéficient des rénovations.

À titre d'exemple, toutes choses étant égales par ailleurs, le remplacement tendanciel des sources lumineuses les plus anciennes et les plus énergivores (notamment lampes à incandescence) par les technologies les plus récentes (notamment LED), permet une économie d'énergie de l'ordre de 2,5 TWh sur cinq ans pour l'éclairage résidentiel. Ceci se traduit également par une baisse de l'appel de puissance à la pointe d'environ 1 GW pendant la soirée.

Cette hypothèse de baisse modérée de consommation, couplée à la conversion à la biomasse de deux groupes charbon permettrait de maintenir la sécurité d'approvisionnement à un niveau proche ou supérieur au critère dans toutes les situations aggravantes analysées.

Les leviers associés au pilotage de la consommation à la pointe

Au-delà des actions sur la maîtrise de la consommation en énergie, des leviers existent également pour agir spécifiquement sur la consommation lors des périodes de pointe. Ces actions peuvent cibler différents secteurs et usages.

- **Sur la mobilité électrique,** le pilotage de la recharge des véhicules électriques avec des dispositifs simples (asservissement tarifaire heures pleines/heures creuses par exemple) permet de gagner de l'ordre de 500 MW à la pointe à horizon 2022, pour un million de véhicules pilotés et par rapport à une situation où les véhicules ne seraient pas du tout pilotés. Les gains apportés par ce pilotage sont déjà partiellement intégrés dans les analyses du Bilan prévisionnel mais un renforcement de l'effort de pilotage est de nature à améliorer le diagnostic. De plus, le développement du *vehicle-to-grid* permet de dégager des marges supplémentaires : jusqu'à près de 2 GW dans l'hypothèse théorique où un million de véhicules offriraient de la flexibilité

en mode *vehicle-to-grid* mais ce qui ne semble pas évident à un horizon de moyen terme.

Si cette option peut sembler de second ordre à horizon 2023 compte tenu du nombre de véhicules électriques projetés à cette échéance, elle prendra à terme toute son importance avec une pénétration accrue de la mobilité électrique. À ce titre, elle constitue une option sans regret.

Afin d'étudier la valeur du pilotage de la recharge, RTE et l'AVERE ont mis en place un groupe de travail réunissant les acteurs du système électrique et les acteurs de la mobilité afin d'identifier les enjeux techniques et économiques du développement de l'électromobilité sur le fonctionnement du système électrique. Ces travaux feront l'objet d'un rapport qui sera rendu public prochainement.

- **Dans le secteur tertiaire,** la réduction des consommations «superflues» en période de pointe (notamment éclairage de bâtiments

tertiaires non occupés, écrans publicitaires, éclairage de vitrines/devantures) permettrait de dégager des marges, essentiellement concentrées sur la pointe du soir. De manière générale, des gisements importants d'économie d'énergie existent dans ce secteur, et leur identification nécessite un travail approfondi avec l'ensemble des acteurs (bailleurs, aménageurs, entreprises locataires, prestataires de service, etc.).

- **Dans le secteur résidentiel**, l'appel aux gestes citoyens, qui pourrait par exemple s'appuyer sur un dispositif national similaire au dispositif Ecowatt mis en œuvre sur les régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur, permettrait de dégager des marges supplémentaires. À cet égard, RTE étudie aujourd'hui la possibilité de généraliser le dispositif EcoWatt à tout le territoire national. Pour être efficace, ce levier nécessite toutefois une réaction réelle du public et un ciblage sur les usages ayant le plus d'effet de levier :
 - la baisse de la température de chauffe de 1°C peut représenter un potentiel de réduction de l'appel de puissance de plusieurs centaines de mégawatts si l'ensemble des foyers se mobilisent vraiment ;

- le report des opérations de lavage et de séchage du linge et de la vaisselle peut également constituer un gisement de réduction de puissance important : le report d'un quart des opérations sur les jours suivants permet un gain de l'ordre de 500 MW.

Le déploiement des compteurs communicants, qui sera généralisé d'ici 2022, et la sensibilité croissante de la population à l'enjeu de maîtrise de la consommation d'énergie, offrent des perspectives nouvelles pour maîtriser les appels de puissance des pointes de consommation. RTE est prêt à contribuer aux campagnes d'information et à la mobilisation de ce potentiel.

Dans ce contexte, RTE a engagé, dans le cadre de ses instances de concertation, un travail de pédagogie sur les pointes électriques, la thermosensibilité du système électrique français, les gisements et les modalités d'actions pouvant être proposées pour la maîtrise et la gestion de la pointe. Ces éléments pourront être partagés, le cas échéant de manière plus large.

LEVIER N° 2 : L'OPTIMISATION DU PLACEMENT ET DE LA DURÉE DES ARRÊTS DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES

RTE identifie des marges de manœuvre supplémentaires dans l'optimisation du placement des arrêts pour renforcer la sécurité d'approvisionnement

Les arrêts de réacteurs nucléaires, qu'ils soient rendus nécessaires pour des raisons techniques (rechargement) ou réglementaires (exigences fixées par l'ASN) sont spontanément positionnés par EDF en fonction de la saisonnalité de la consommation électrique. Ceci conduit naturellement à privilégier un positionnement hors période hivernale, ce qui est positif en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement.

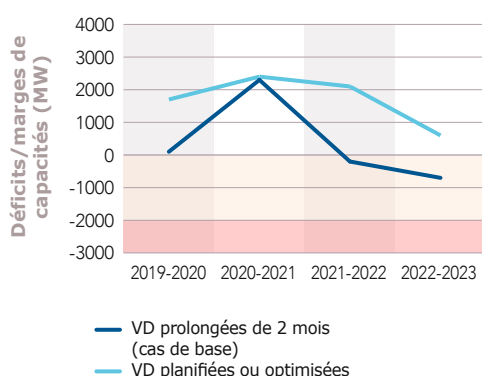
Dans ces circonstances, la maîtrise du planning des visites décennales (durée et positionnement calendaire) permet de maintenir des marges de capacités significatives.

RTE doit néanmoins intégrer la possibilité d'allongements (basée sur l'observation des dépassements

moyens constatés lors des durées de visites décennales passées) et les conséquences sur la sécurité d'approvisionnement. L'étude présentée dans le Bilan prévisionnel 2018 a ainsi retenu pour le « cas de base » des durées de visites décennales prolongées de deux mois par rapport aux durées annoncées par EDF. En intégrant un tel allongement, le positionnement des arrêts dans l'année n'est plus optimal, en particulier du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

Dans toutes les situations étudiées, une hypothèse de respect strict du calendrier de visites décennales transmis par le producteur conduit à un effet positif sur les marges d'environ 1 à 2 GW sur les hivers 2021-2022 et 2022-2023.

Figure 12. Évolution des marges dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2018 et selon le planning considéré pour les visites décennales



Dans le cas où la maîtrise stricte des durées des visites décennales par l'exploitant ne serait pas atteignable, un repositionnement de certaines visites permet également de dégager des marges de manœuvre. Ainsi, le décalage de 3 visites décennales chaque année (sur une moyenne de 6 ou 7 visites décennales par an) d'environ 2 à 3 mois (anticipation ou report selon le positionnement par rapport à l'hiver) permet de dégager les mêmes marges de capacités, soit environ 1 à 2 GW sur les hivers 2021-2022 et 2022-2023.

Dans la suite du document, l'hypothèse de « VD planifiées ou optimisées » correspond ainsi à un calendrier d'arrêts de réacteurs nucléaires permettant de limiter le nombre d'arrêts pendant la période hivernale. Ce calendrier peut ainsi être

Figure 13. Évolution des marges avec l'hypothèse de VD planifiées ou optimisées et la mise en service de deux projets hors horizon (sans Ecocombust)

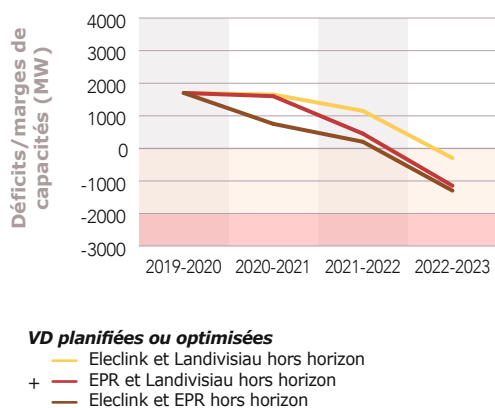
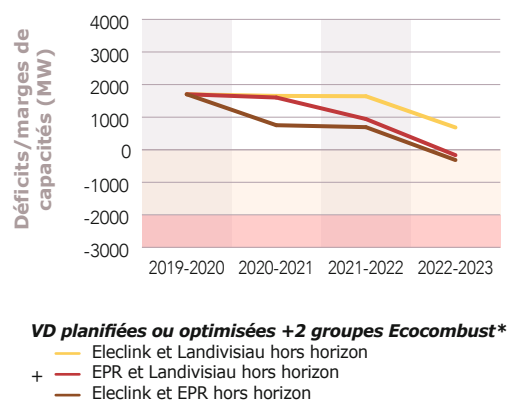


Figure 14. Évolution des marges considérant la mise en service de deux projets hors horizon, l'hypothèse de VD planifiées ou optimisées et la mise en service de deux groupes Ecocombust



* mis en service en 2021 et 2022

obtenu en maîtrisant les durées des visites décennales conformément aux durées d'arrêt prévisionnelles et/ou en repositionnant certains arrêts pour éviter que ceux-ci n'aient lieu pendant la période hivernale (y compris en cas d'allongement).

Dans ces circonstances, seules les configurations sans l'EPR de Flamanville seraient sensiblement dégradées par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement, hors utilisation des autres leviers.

Les analyses montrent également que combiner la conversion à la biomasse de deux tranches au charbon et un meilleur contrôle des visites décennales permet d'aboutir à un niveau de sécurité d'approvisionnement proche du critère réglementaire et conforme au niveau actuel, même dans le cas le plus défavorable.

RTE propose des évolutions sur le dispositif de planification des arrêts

De manière générale, les analyses restituées dans ce rapport montrent que le diagnostic de sécurité d'approvisionnement établi par RTE est très fortement dépendant de la stabilité des informations prévisionnelles relatives aux visites décennales transmises par l'exploitant. Or, au-delà des allongements, les plannings de visites décennales transmis par le producteur sont soumis à de fréquentes redéclarations. Dans une situation tendue, ces redéclarations font peser un risque de dégradation des marges sans qu'il soit possible d'identifier des leviers pouvant être mis en œuvre dans

les temps nécessaires pour rétablir la sécurité d'approvisionnement.

L'écart important de diagnostic de sécurité d'approvisionnement selon que RTE retienne le calendrier prévisionnel de visites décennales reçu, ou un calendrier intégrant une prolongation de deux mois de ces visites (prolongation moyenne constatée sur l'historique) est à ce titre particulièrement révélateur de la sensibilité du diagnostic. Les variantes testées par RTE, intégrant notamment des retards spécifiques aux quatrièmes visites

décennales, apportent des éclairages sur la sensibilité du diagnostic.

Le processus d'information relatif aux plannings de visites décennales a pour l'essentiel été mis en place entre les producteurs et RTE lors de la création du gestionnaire de réseau en tant qu'entité indépendante. Ce mécanisme était alors adapté aux exigences du système : le parc était largement surcapacitaire, et les estimations de marges pouvaient s'accommoder des incertitudes sur le planning des visites décennales. Dans un système désormais beaucoup plus contraint, ces incertitudes sont bien plus pénalisantes et fragilisent le diagnostic de sécurité d'approvisionnement.

RTE demande que le processus d'information relatif au planning de visites décennales soit réinterrogé. Une évolution du dispositif en place est nécessaire pour que le diagnostic porté par RTE à destination des pouvoirs publics et de l'ensemble du secteur puisse disposer du niveau de précision attendu.

Deux pistes de travail sont identifiées.

La première consiste à favoriser une meilleure identification des visites décennales sur lesquelles existent des risques d'allongement des arrêts les plus importants. Cette identification permettrait de tenir compte des risques spécifiques associés à ces visites décennales dans l'analyse de sécurité d'approvisionnement.

La seconde implique de mettre en place un cadre permettant à RTE d'être saisi pour avis du planning prévisionnel d'arrêt des réacteurs nucléaires. RTE pourrait alors émettre des propositions et informer en amont l'exploitant et les pouvoirs publics de ses conséquences pour la sécurité d'alimentation en électricité. Ces avis ne seraient pas contraignants pour l'exploitant, qui demeurerait libre du positionnement des arrêts.

Ces pistes de travail, si elles étaient mises en œuvre, supposeraient des dispositifs de gouvernance *ad hoc*.

LEVIER N° 3 : LE MAINTIEN EN DISPONIBILITÉ OU LA CONVERSION À LA BIOMASSE D'UN OU DEUX GROUPES DE CORDEMAIS

Un gain sur les marges est obtenu avec des durées de fonctionnement très réduites

Sans élément de visibilité supplémentaire sur la mise en service des projets en cours, un levier pour limiter le risque de dégradation de la sécurité d'approvisionnement (en cas d'aléa sur certains projets majeurs), consiste à maintenir certains groupes disponibles. Ce maintien peut être réalisé :

- ▶ en conservant les caractéristiques actuelles des centrales (fonctionnement au charbon) ou en les convertissant à un autre combustible (comme la biomasse) ;
- ▶ en limitant la durée de fonctionnement des groupes (par exemple par un plafond annuel) ou en l'astreignant à des contraintes plus strictes (activation uniquement pendant les heures les plus tendues, sur activation du gestionnaire de réseau).

Le projet Ecomcombust est spécifiquement mentionné, dans la demande du ministre, comme devant être analysé pour une ou deux tranches sur le site de Cordemais.

Les caractéristiques techniques de fonctionnement des groupes de Cordemais, dans le cadre de l'éventuelle conversion à la biomasse d'une ou deux tranches, n'ont pas fait l'objet d'une communication formelle de la part d'EDF vis-à-vis de RTE. L'hypothèse retenue par RTE est un maintien de leurs caractéristiques techniques principales dans l'hypothèse d'un combustible principalement constitué de biomasse. La puissance disponible des tranches ne serait que faiblement réduite (520 MW pour un fonctionnement à base de 80% de biomasse contre 580 MW pour un fonctionnement à base de charbon uniquement), et les délais de réponse sur sollicitation de RTE sont supposés rester équivalents à ceux d'aujourd'hui.

Sans préjuger des futurs choix industriels de l'exploitant, l'hypothèse de calcul retenue dans la suite du document est le fonctionnement des deux tranches.

La durée maximale de fonctionnement de ces tranches envisagée dans la demande d'étude complémentaire du ministre (800 heures par an) ne représente pas une contrainte pour la sécurité d'approvisionnement, dès lors que ces tranches sont effectivement démarrées par leur exploitant lors des périodes de tension du système électrique. Ceci devrait naturellement se produire, les périodes de tension sur le système étant celles durant lesquelles les prix de marché sont les plus élevées.

La durée minimale de fonctionnement liée à la sécurité d'approvisionnement dans une optique de dispositif post-marché dépend de la configuration considérée (fonctionnement ou non de l'EPR et de Landivisiau, etc.). Elle varierait précisément, une année donnée, en fonction des conditions climatiques. **Dans toutes les configurations y compris les plus dégradées :**

- ▶ **d'ici 2024, la durée moyenne de fonctionnement des groupes charbon maintenus ou convertis resterait inférieure à une vingtaine d'heures par an ;**
- ▶ **l'activation des groupes ne serait nécessaire que certaines années, uniquement en cas de vague de froid ;**
- ▶ **la durée maximale de fonctionnement dans le scénario hivernal le plus défavorable serait d'environ 250 heures.**

Dans ce cas de figure, la faible durée de fonctionnement projetée assurerait une réduction

Figure 15. Évolution des marges considérant l'arrivée d'un projet hors horizon et la mise en service de deux groupes Ecocombust

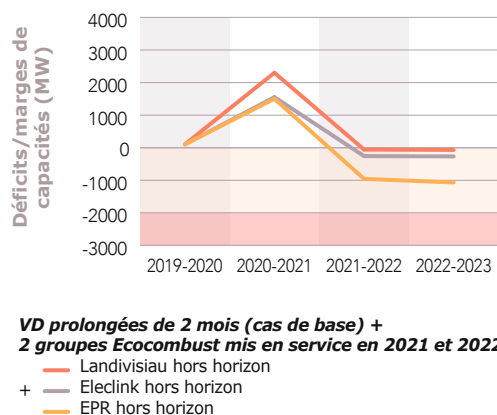
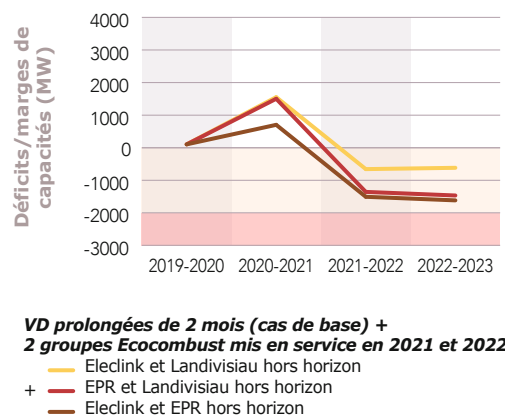


Figure 16. Évolution des marges considérant l'arrivée de deux projets hors horizon et la mise en service de deux groupes Ecocombust



drastique des émissions de CO₂ de la filière par rapport aux dernières années : environ 6 à 10 millions de tonnes de CO₂ évitées chaque année par rapport à un maintien des centrales au charbon, soit près de 30 % des émissions de CO₂ associées à la production d'électricité en France.

Le choix du nombre de tranches à intégrer à un tel dispositif dépend du scénario et du niveau de risque contre lequel les pouvoirs publics souhaitent se prémunir.

Le gain sur les marges est proche d'un gigawatt

Les analyses montrent un renforcement significatif de la sécurité d'approvisionnement dans toutes les configurations étudiées⁴.

En particulier, la conversion à la biomasse ou le maintien en disponibilité des deux groupes de Cordemais permet de maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement proche du critère national dans les cas où soit l'interconnexion Eleclink soit la centrale de Landivisiau sont retardées au-delà de 2022, tout en faisant baisser les émissions de CO₂ du mix de production. La conversion à la biomasse ou le maintien en disponibilité de deux groupes permet également d'éviter des configurations très dégradées en cas d'absence de l'EPR.

Ces analyses se basent sur le cadre d'hypothèses du « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018, intégrant notamment une stabilité de la consommation et un allongement des visites décennales de deux mois par rapport au planning transmis par l'exploitant. En cas d'activation des leviers portant sur le positionnement des arrêts de réacteurs et sur les économies d'énergie, la situation serait améliorée d'autant.

Au-delà de l'apport pour l'équilibre offre-demande, la conversion à la biomasse ou le maintien en disponibilité des deux groupes de Cordemais renforce également la sécurité d'alimentation du Grand Ouest (cf. section sur l'analyse régionale).

4. En toute rigueur, l'analyse de l'apport du projet Ecocombust par rapport au critère de 3 heures d'espérance de défaillance (i.e. 3 heures d'appel aux moyens post-marché), dépend du classement ou non de ce moyen dans la catégorie des moyens post-marché. Si le ou les groupes de Cordemais maintenus en disponibilité ou convertis à la biomasse sont considérés comme des moyens post-marché, ceux-ci ne contribuent pas à réduire l'espérance de défaillance. En revanche, l'espérance de délestage est dans tous les cas réduite par le maintien ou la conversion de groupes charbon.

L'ANALYSE COMPLÉMENTAIRE RÉGIONALE SUR LA ZONE DU GRAND OUEST

Une trame d'analyse unique, utilisée pour toutes les régions concernées par la fermeture d'une centrale au charbon

Le diagnostic sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement présenté dans le Bilan prévisionnel 2018 est complété par des analyses locales. À l'échelle régionale, la notion d'équilibre offre-demande n'a généralement pas de sens, car les réseaux électriques permettent de mutualiser les capacités de production et d'effacement et de gérer cet équilibre à l'échelle nationale voire européenne, ce qui est beaucoup plus efficace sur les plans technique et économique. Cet équilibre plus large est tributaire des capacités d'acheminement du réseau, qui ne sont pas infinies. En France,

les réseaux sont généralement bien maillés et permettent dans l'essentiel des cas de réaliser un équilibrage à l'échelle du pays.

Dans certains cas, les contraintes des réseaux peuvent néanmoins être limitantes. Les études locales, qui intègrent une analyse de la production, de la consommation, et des capacités d'échanges d'électricité avec les zones voisines via le réseau à haute et très haute tension, sont alors nécessaires pour affiner l'analyse (sur la tenue de tension et le respect des contraintes de transit). Ces études peuvent conduire à préconiser le maintien ou la

PRÉCISION SUR LES ÉTUDES LOCALES

Les études locales portent en particulier sur deux types de contraintes :

► **La tenue de tension** : le maintien de la tension sur le réseau électrique est facilité par la présence de moyens de production. Dans des zones de forte consommation avec peu de production, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension sur le réseau, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau (phénomène « d'écroulement de tension »). Ce risque porte donc uniquement sur les zones peu dotées en moyens de production : en France, cela concerne désormais exclusivement la zone du Grand Ouest.

► **Le respect des contraintes de transit** sur les lignes électriques : les ouvrages du réseau de transport sont en effet caractérisés par des capacités limites de courant pouvant y transiter. Au-delà d'un certain niveau, l'échauffement des conducteurs métalliques conduit à leur dilatation et diminue les distances entre les lignes électriques et les zones d'activité humaine (i.e. la hauteur des lignes électriques par rapport au sol). Les études de réseau visent donc à identifier les contraintes pouvant apparaître sur certains ouvrages en fonction de la répartition géographique des moyens de production et des lieux de consommation.

construction de groupes de production spécifiques dans certains lieux.

Les résultats des analyses locales sont précisés dans les volets régionaux publiés par RTE à l'occasion des réunions d'accompagnement des projets de territoires concernés par la fermeture des centrales au charbon :

- le volet concernant la région Grand Est a été publié le 21 janvier 2019, à l'occasion de la réunion tenue en préfecture de Metz au sujet de la fermeture de la centrale d'Émile-Huchet (située à Saint-Avold) ;

- le volet portant sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur a été publié le 12 février 2019, à l'occasion de la réunion organisée en préfecture de Marseille au sujet de la fermeture du groupe charbon de la centrale de Provence (située à Gardanne).

Ces deux études ont indiqué l'absence de risque pour la sécurité d'alimentation locale, y compris pour l'est de la Côte d'Azur (région autrefois considérée comme une péninsule électrique, mais dont la capacité de production et de réseau a été considérablement accrue depuis).

Seule la situation du Grand Ouest conduit à une vigilance spécifique

La zone du Grand Ouest est caractérisée par une situation spécifique en matière de tenue de tension, détaillée dans la synthèse du Bilan prévisionnel 2018.

Historiquement, la situation de la Bretagne est caractérisée par une sécurité d'alimentation fragile, liée en particulier à la faible capacité de production installée dans la région (situation de « péninsule électrique »).

Ce contexte a conduit à la signature en 2010 d'un « Pacte électrique » rassemblant l'État, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH. Le pacte repose sur la mobilisation simultanée de plusieurs leviers : maîtrise de la consommation, développement des sites de production (énergies renouvelables et centrale de Landivisiau) et renforcement du réseau électrique.

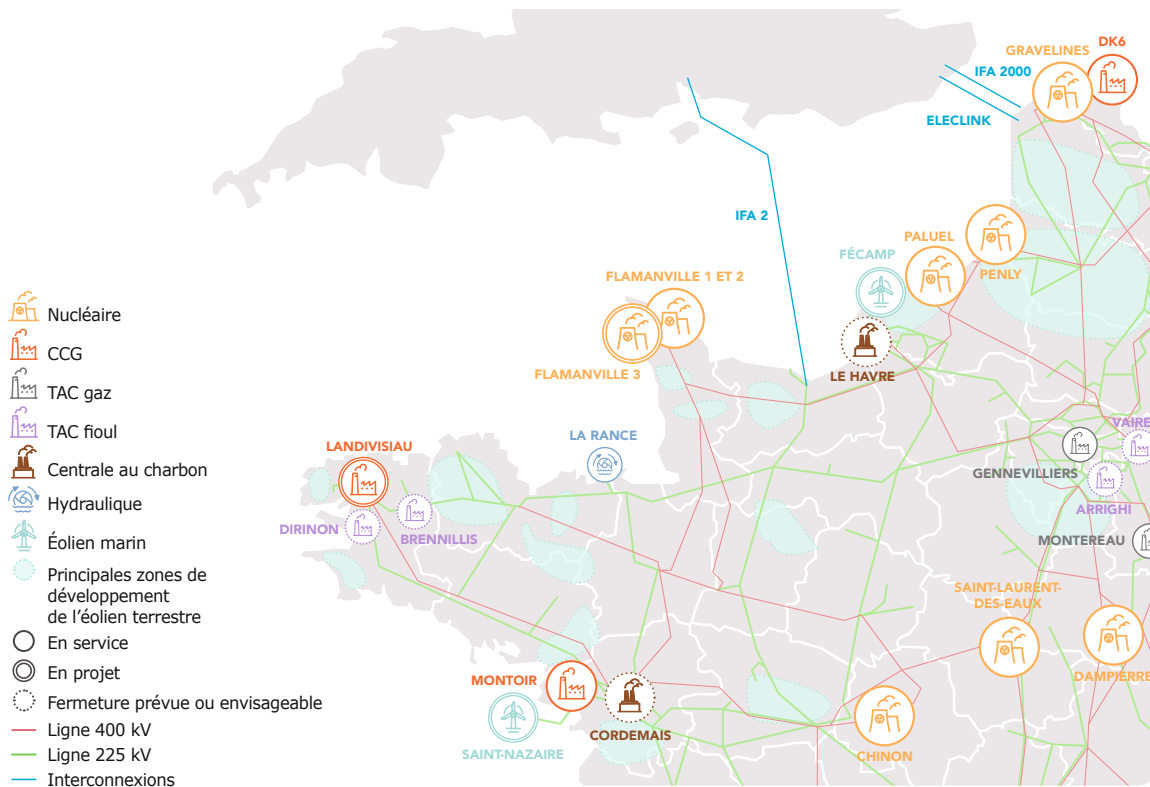
Les actions entreprises depuis 2010 demeurent les solutions les plus efficaces pour sécuriser l'alimentation de la zone. Notamment la mise en service en 2017 du « filet de sécurité Bretagne », une ligne électrique souterraine de forte puissance, contribue fortement à une meilleure répartition des flux dans la zone. **La consommation électrique ayant cessé de croître, la situation électrique de la Bretagne peut aujourd'hui être considérée comme stabilisée. Néanmoins, cette situation n'est pas résiliente, en l'état actuel du parc de production, à la fermeture des groupes charbon de Cordemais.**

En hiver, en cas d'épisode de grand froid conduisant à une augmentation de la consommation, le système électrique peut se trouver fragilisé avec un risque de chute de tension pouvant se propager sur l'ensemble de cette large zone. Pour faire face à ce risque, attesté depuis une vingtaine d'années, RTE a mis en place des procédures spécifiques visant à maîtriser les conséquences en matière de sécurité d'alimentation : sollicitation des leviers disponibles sur le marché (production ou effacement), activation des leviers post-marché (notamment baisse de la tension sur les réseaux de distribution) et en dernier recours et dans des configurations extrêmes, recours à des coupures ciblées et tournantes afin d'éviter un incident de grande ampleur.

Fin février 2018, pendant la période de froid, l'équilibre sur le réseau a été respecté en utilisant les outils « normaux » du système électrique (mécanisme d'ajustement), sans recours à des procédures de sauvegarde. **Aucun élément objectif ne permet ainsi d'étayer la thèse selon laquelle la Bretagne aurait été dans une situation critique en février 2018.**

En janvier-février 2019, pour la première fois depuis 30 ans, les deux réacteurs de Flamanville se sont trouvés simultanément indisponibles en plein cœur de l'hiver (le réacteur n°1 ayant été concerné par un allongement de plusieurs mois d'une visite

Figure 17. Moyens de production actuels et envisagés d'ici à fin 2022 dans le Grand Ouest



décennale qui devait initialement se terminer en novembre, tandis que le réacteur n°2 entamait également une visite décennale début janvier). Au cours des journées les plus froides, ces circonstances ont conduit RTE à demander le couplage de la centrale de Cordemais pour sécuriser l'approvisionnement en électricité du nord-ouest de la France. Il s'agit d'un des leviers d'exploitation usuels dont dispose RTE pour assurer sa mission de service public en matière de sûreté du réseau électrique. Les températures étant demeurées globalement clémentes pendant l'hiver, le risque d'effondrement de tension est resté maîtrisé, sans que le recours aux moyens post-marché n'ait

été nécessaire. En revanche, si les températures avaient été significativement plus froides et en l'absence des deux réacteurs de Flamanville, l'appel aux leviers post-marché aurait probablement été nécessaire.

Le risque lié au positionnement des visites décennales des réacteurs de Flamanville avait été précisément identifié dans l'analyse publiée par RTE en novembre 2018, et illustre bien l'importance du positionnement et de la maîtrise de la durée des visites décennales par l'exploitant pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement.

La mise en service de l'EPR de Flamanville et de l'ensemble des leviers du Pacte électrique breton demeurent la façon la plus pertinente de sécuriser dans la durée l'alimentation électrique de la Bretagne et du Grand Ouest

Le diagnostic présenté dans le Bilan prévisionnel de novembre 2018 montre que les mises en service des nouveaux moyens de production prévue dans les prochaines années devraient permettre une nette amélioration de la situation en matière de tenue de tension.

En particulier, la mise en service de l'EPR de Flamanville, de la centrale de Landivisiau et des premiers parcs éoliens en mer permettrait de renforcer de manière significative les capacités de production disponibles sur la zone, et d'éviter une situation similaire à celle de l'hiver 2018-2019. À partir de la mise en service de ces moyens, le recours à la centrale au charbon de Cordemais ne serait alors plus indispensable pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement dans l'ouest de la France. Comme pour l'équilibre offre-demande national, ceci ne signifie pas l'absence totale de risque de recours aux moyens post-marché mais une maîtrise du risque dans des limites acceptables.

Au-delà de 2022, les incertitudes sur l'évolution de la consommation d'électricité en Bretagne et le devenir des turbines à combustion (au fioul) de Brennilis et Dirinon demeurent des sujets d'attention. Le démarrage effectif de l'EPR de Flamanville et de la centrale de Landivisiau, en complément des productions existantes ou à venir, permettent d'augmenter fortement la résilience du système à ce type d'évolution.

Enfin, la mise en œuvre éventuelle d'une interconnexion entre la France et l'Irlande est actuellement en cours de discussion avec la Commission européenne et les autorités nationales de régulation. Cette interconnexion n'aurait aucun effet spécifique, sur l'alimentation électrique de la Bretagne. Du fait de son calendrier (mise en service envisagée en 2026 au plus tôt) et de sa nature, elle n'est pas susceptible de se substituer à une production en France.

D'ici la mise en service de ces moyens, la centrale de Cordemais est indispensable

Le diagnostic du Bilan prévisionnel 2018 a mis en évidence l'importance d'un phasage cohérent entre les mises en service et les fermetures pour assurer la continuité d'alimentation de la zone. **En particulier, l'analyse des problématiques de tenue de tension montre qu'il est nécessaire que la fermeture des deux groupes charbon de Cordemais intervienne seulement une fois l'EPR mis en service.** Cette préconisation permet de maintenir l'espérance de recours aux moyens post-marché sur la zone Grand Ouest à une valeur inférieure ou égale à 3 heures. En l'absence de critères locaux de défaillance, RTE retient un critère homogène au critère sur l'équilibre offre-demande national.

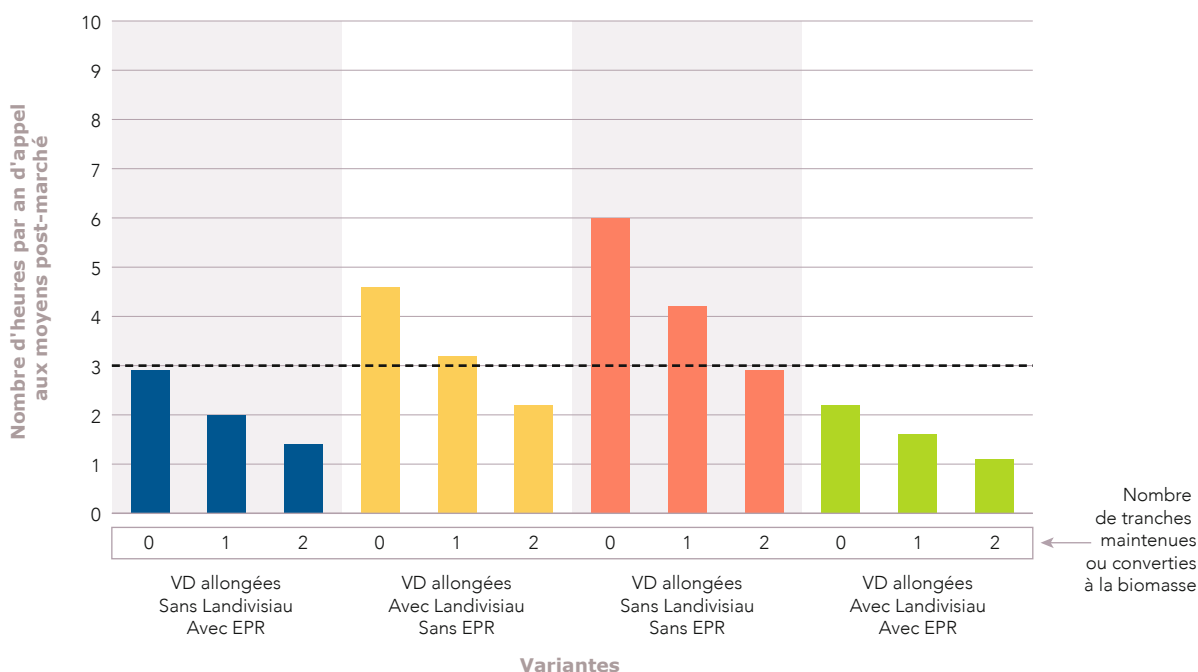
Les analyses complémentaires menées suite à la demande du ministre confirment ce diagnostic.

Le graphique ci-après illustre les résultats détaillés de l'analyse régionale sur la tenue de tension en représentant l'espérance annuelle d'appel aux moyens post-marché (appels aux gestes citoyens, baisse maîtrisée de la tension sur les réseaux de distribution et en dernier recours, coupures ciblées de consommateurs) dans les différentes configurations dégradées demandées par le ministre, à l'horizon 2022-2023.

Il montre, tout d'abord, que la mise en service de l'EPR est bien l'élément le plus dimensionnant en matière de sécurisation de la zone.

Dans l'hypothèse où ni l'EPR ni la centrale de Landivisiau ne seraient mis en service à horizon 2022 et où l'ensemble des dernières centrales au charbon seraient fermées, les durées moyennes de défaillance atteignent près de 6 heures par

Figure 18. Espérance annuelle d'appel aux moyens post-marché sur la zone du Grand Ouest pour des problématiques de tenue de tension sur l'hiver 2022-2023, en supposant l'absence de l'interconnexion Eleclink



an. La probabilité d'avoir recours à l'activation de moyens post-marché pour assurer l'exploitation du système électrique est alors significativement accrue. Dans les cas les plus défavorables correspondant à une combinaison des décalages sur l'EPR et sur la centrale de Landivisiau identifiés dans la demande du ministre, le maintien ou la conversion partielle à la biomasse de deux groupes charbon permet de limiter l'espérance d'appels aux moyens post-marché pour des besoins locaux de tenue de tension à un niveau inférieur à 3 heures par an à l'horizon de l'hiver 2022-2023.

Dans le cas où seul l'EPR fait l'objet d'un retard conséquent mais où la centrale de Landivisiau est mise en service avant 2022, la durée d'appel aux moyens post-marché est réduite (de l'ordre de 4 à 5 heures par an en espérance, soit un niveau proche de celui des derniers hivers). Le maintien

ou la conversion d'un seul groupe charbon permet de contenir la durée de risque à un niveau compatible avec la limite des 3 heures.

Dans une configuration où les deux groupes de Cordemais seraient maintenus, leur sollicitation pour les seuls besoins de sécurité d'approvisionnement (aux niveaux national et local) ne serait nécessaire que pour des durées de fonctionnement réduites : en moyenne une vingtaine d'heures par an et jusqu'à 250 heures par an pour un hiver particulièrement défavorable, soit un niveau largement compatible avec la durée de 800 heures par an mentionnée dans le courrier du ministre.

Les efforts d'efficacité énergétique et de maîtrise de la demande, un meilleur placement des arrêts de réacteurs nucléaires ou encore le développement de l'éolien terrestre sont des facteurs de nature à améliorer le diagnostic présenté ci-dessus.

La situation de l'hiver 2021-2022 constitue également un point de vigilance

D'ici 2022, l'analyse de risque apparaît très dépendante de la séquence de fermeture éventuelle des différentes tranches au charbon et du repositionnement éventuel de certains arrêts de réacteurs nucléaires.

En particulier, l'hiver 2021-2022 présente un point de vigilance vu des informations dont dispose RTE à date, avec un niveau de risque supérieur du fait des arrêts programmés ou envisagés pour certains réacteurs nucléaires dans le quart nord-ouest.

Dans le cas où l'EPR ne serait pas en service à cette échéance, et au-delà du maintien des deux tranches de Cordemais, **la tenue du planning actuel de mise en service de la centrale de Landivisiau (décembre 2021) constitue un élément de sécurisation important.**

Par ailleurs, l'aménagement du planning des arrêts de réacteurs (*cf. Levier n°2*) prend également tout son sens au niveau du quart nord-ouest. Notamment, un aménagement des plannings pour les réacteurs de Flamanville, Penly ou Dampierre permettrait d'améliorer nettement la situation.

La centrale du Havre peut être fermée d'ici 2022 dans le respect du critère

Les différents leviers du Pacte électrique breton et la mise en service de l'EPR sont les éléments qui sécurisent l'alimentation du quart nord-ouest. Dans cette perspective, le maintien à terme de la centrale du Havre n'est pas nécessaire pour des raisons de tenue de tension.

Dans l'hypothèse où ni l'EPR, ni la centrale de Landivisiau ne seraient présents à horizon 2022, le maintien ou la conversion à la biomasse du groupe charbon du Havre pourrait également apporter un service pour la tenue de tension du Grand Ouest. Néanmoins, ce service apparaît :

- ▶ très inférieur à celui obtenu avec la même puissance localisée à Cordemais ;
- ▶ pas indispensable dès lors que les solutions de sécurisation précitées (EPR de Flamanville et CCG de Landivisiau en service, ou maintien transitoire de la centrale de Cordemais) sont activées.

Dès lors, le maintien de manière transitoire des deux groupes charbon, ou leur conversion à la biomasse avec des durées de fonctionnement réduites, doit de manière privilégiée être réalisé à Cordemais s'il est effectué selon l'unique critère des besoins du système électrique.

LES INDICATEURS DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

L'analyse des écarts par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement ne doit pas faire l'objet d'un traitement manichéen

Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement (espérance de défaillance de 3 heures par an) ne signifie pas une absence de risque de défaillance mais que le risque est contenu à un niveau conforme à celui défini par les pouvoirs publics. Il s'agit d'une notion statistique permettant ainsi de définir un niveau de risque de déséquilibre entre l'offre et la demande nécessitant le recours aux moyens post-marché (*détaillés ci-après*). Plus le niveau de sécurité exigé est élevé, mieux la collectivité est prémunie contre des coupures éventuelles, mais plus le coût de l'assurance est important.

Pour faciliter la lecture des résultats de l'analyse de sécurité d'approvisionnement, RTE présente des indicateurs en marges/déficits de capacités exprimés en mégawatts par rapport à une situation équilibrée sur le critère des 3 heures. Pour autant, cette présentation ne doit pas faire l'objet d'un traitement manichéen : des configurations de légère marge ou de léger déficit par rapport au critère peuvent traduire des niveaux de risque très proches en matière de sécurité d'approvisionnement (un peu moins ou un peu plus de 3 heures de défaillance en moyenne).

En situation de déséquilibre offre-demande, le délestage n'intervient qu'après utilisation des autres moyens post-marché

Le projet de PPE publié par les pouvoirs publics début 2019 précise la notion de « défaillance » : celle-ci correspond à la nécessité de recourir aux moyens post-marché contractualisés et non contractualisés pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Ces moyens post-marché incluent « le recours aux capacités interruptibles, l'appel aux gestes citoyens, la sollicitation des gestionnaires de réseaux de transport frontaliers hors mécanismes de marché, la dégradation des marges d'exploitation, la baisse de tension sur les réseaux, et en dernier recours le délestage de consommateurs ».

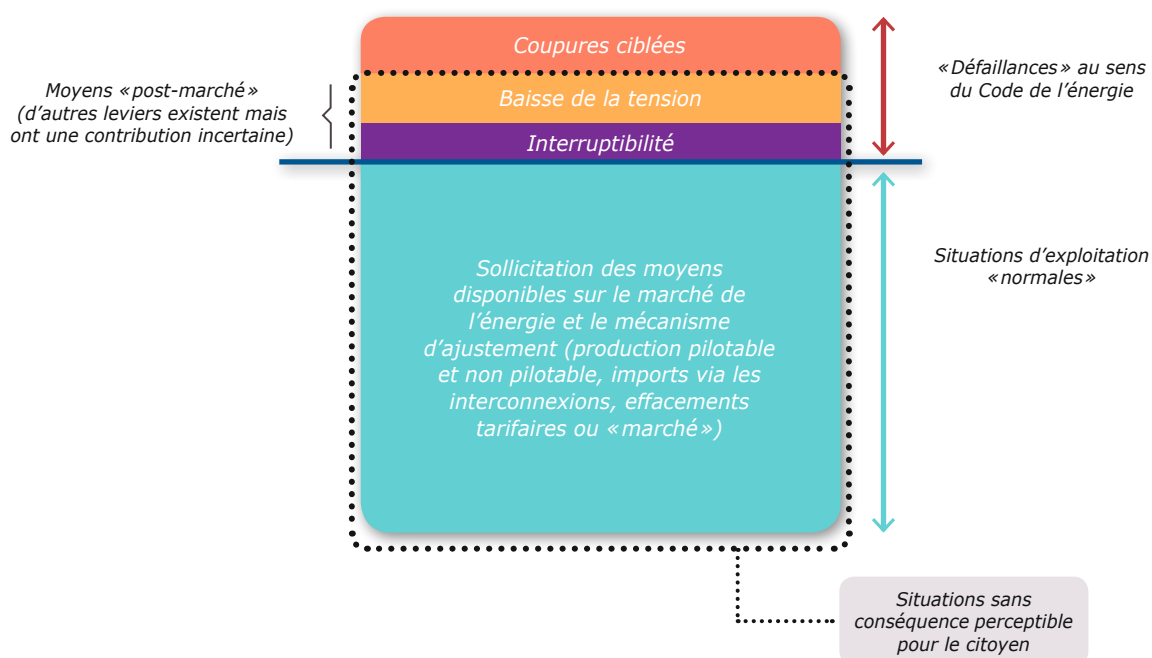
Les situations qui sont visées ne sont donc pas constitutives d'un blackout : d'une part,

les moyens post-marché sont activés de manière prioritaire par rapport au délestage, et d'autre part, le délestage constitue lui-même une opération maîtrisée et réalisée sous l'autorité de RTE, conformément à la réglementation et aux informations fournies par les services de l'État.

Les différents moyens post-marché pouvant être activés par RTE préalablement à un délestage ciblé revêtent des caractéristiques très hétérogènes. Les effets de certains leviers sont incertains :

- l'effet de l'appel aux gestes citoyens est aujourd'hui difficile à anticiper ;
- de même, les marges dégagées par la sollicitation des gestionnaires de réseau voisins sont incertaines : en effet, en situation de pénurie en

Figure 19. Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande et éviter le recours aux coupures de consommation



France, soit les interconnexions sont saturées en import, soit il existe également une situation de pénurie dans les pays voisins ;

- la dégradation des marges d'exploitation peut rendre le système vulnérable à un aléa et ne peut donc être utilisée que dans certains cas particuliers.

D'autres leviers présentent plus de fiabilité :

- la réduction de la tension sur les réseaux de distribution (« -5 % Un ») se traduit par une baisse de la puissance appelée de l'ordre de 3 à 4 %, mais son application se limite à quelques heures. L'effet de cette mesure est peu perceptible par le consommateur (baisse légère de l'intensité lumineuse, etc.) ;
- l'interruptibilité contractualisée des gros consommateurs permet une réduction du déséquilibre offre-demande, mais sur une durée limitée. L'efficacité de ce levier est avérée comme l'a

montré l'activation de l'interruptibilité au cours du mois de janvier 2019. Il convient toutefois de préciser que cette activation faisait suite à un besoin d'équilibrage court terme du système électrique (stabilisation de la fréquence sur un délai de quelques secondes), et non au passage d'une pointe de consommation. Il n'existe donc pas de raison de dire que le système français était au bord du blackout à cette occasion, ni que les capacités de production étaient insuffisantes en France pour assurer l'équilibre offre-demande.

Le recours à ces moyens post-marché doit être dédramatisé, dans la mesure où il correspond à des leviers d'exploitation qui sont sans conséquence visible sur le consommateur. Il existe donc un enjeu à faciliter son acceptation collective pour dégager des marges de manœuvre sur le mix électrique.

Les analyses menées par RTE permettent de caractériser les situations de délestage pour des situations respectant le critère réglementaire

Une situation équilibrée par rapport au critère de 3 heures de défaillance en espérance ne signifie pas l'absence de risque de délestage pour le système électrique.

Compte tenu des moyens post-marché existants et en prenant des hypothèses prudentes sur la contribution de ces moyens, **une situation avec un risque de 3 heures de défaillance apparaît équivalente à un risque de 2 heures de délestage**. Les précisions sur la définition du critère de sécurité d'approvisionnement apportées dans le projet de PPE conduisent donc à conserver un

critère identique à celui utilisé dans les dernières éditions du Bilan prévisionnel.

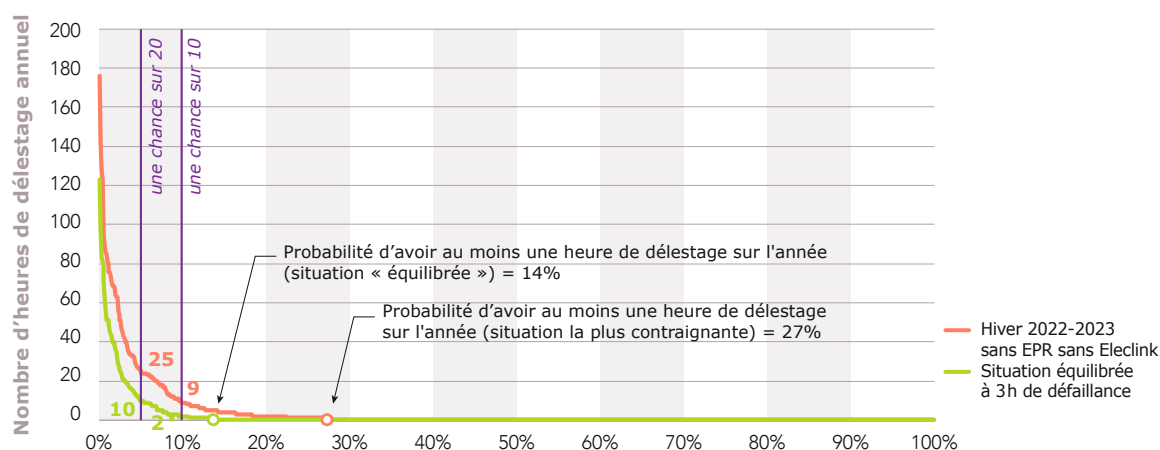
En situation équilibrée par rapport au critère réglementaire, la probabilité d'avoir une situation de défaillance pendant l'hiver est de l'ordre de 25%. Toutefois, une partie de ces situations de défaillance peut être résorbée simplement avec le recours aux moyens post-marché. Ainsi, la probabilité de devoir délester au moins un consommateur dans l'année apparaît alors significativement inférieure (de l'ordre de 14%).

Une augmentation significative du risque de délestage en cas de retard simultané de l'EPR et d'Eleclink

Dans les configurations dégradées étudiées suite à la demande du ministre, l'augmentation du risque de défaillance se traduit également par une augmentation du risque de délestage. La configuration la plus défavorable étudiée dans le cadre de ce cahier de variantes complémentaires est l'absence de l'EPR et d'Eleclink sur l'horizon d'étude.

Dans cette configuration, le risque d'avoir au moins une heure de défaillance chaque année est de l'ordre de 47%, tandis que la probabilité de rencontrer une situation de délestage au cours de l'hiver atteint environ 27%.

Figure 20. Répartition du risque de délestage



LE CRITÈRE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE

Depuis la libéralisation du secteur électrique, la loi confie au gestionnaire de réseau de transport d'électricité la mission de réaliser un bilan prévisionnel pluriannuel, visant à identifier les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité de la France métropolitaine continentale.

Ces risques de déséquilibre entre l'offre et la demande s'apprécient par rapport à un critère de sécurité d'approvisionnement, défini par les pouvoirs publics et correspondant au niveau de risque contre lequel le système électrique doit se couvrir.

Le décret du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels fixe ce critère à une « durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». L'évaluation menée dans le Bilan prévisionnel consiste ainsi à vérifier, à l'aide d'un modèle probabiliste simulant l'équilibre offre-demande sur un grand nombre de scénarios d'aléas (portant sur le climat et sur la disponibilité des moyens de production), que le nombre d'heures de défaillance annuelle reste en moyenne inférieure à trois sur l'ensemble des scénarios simulés.

Ce décret ne précise toutefois pas la définition exacte de la notion de défaillance, mais l'associe simplement à un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. En particulier, il ne précise pas si les leviers dont dispose RTE en dernier recours pour limiter les risques de coupure de consommateurs, à savoir les moyens dits « post-marché » (baisse de la tension sur les réseaux de distribution, contrats de secours, etc.), doivent être intégrés ou non dans l'offre d'électricité.

L'appel aux « moyens post-marché » est rendu nécessaire uniquement en situation de déséquilibre entre l'offre et la demande sur les marchés de l'électricité. Tous ces leviers sont en effet mis en œuvre par RTE pour la sauvegarde du système, indépendamment du consentement des

utilisateurs. Pour la réalisation du Bilan prévisionnel, RTE considère donc naturellement que l'appel aux leviers post-marché reflète une situation de « déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité » et donc de défaillance. **Cette interprétation est demeurée identique au cours du temps.**

Jusqu'en 2010, ce critère intégrait par ailleurs une hypothèse restrictive s'agissant de la contribution des pays étrangers (hypothèse centrale d'annulation du solde des échanges dans les situations tendues conformément au décret de 2006). Autrement dit, il s'agissait de considérer une hypothèse de contribution nulle des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement, et de réaliser l'étude d'équilibre offre-demande par rapport à un critère dit de « 3 heures en France isolée ».

À partir de 2011, l'évaluation du respect du critère par RTE a intégré une contribution explicite des imports à la sécurité d'approvisionnement, en s'appuyant sur le retour d'expérience des années précédentes.

« Ainsi, les dernières vagues de froid des hivers 2009/10 et 2010/11, au cours desquelles le système français a été massivement importateur, n'ont pas été accompagnées de pics de prix, signe d'un équilibre offre-demande d'électricité relativement confortable hors de nos frontières. Cet état de fait montre qu'il est nécessaire de prendre en compte l'équilibre offre-demande à une échelle plus large que la France, pour ne pas envoyer de signaux inutilement alarmistes. »

À partir du Bilan prévisionnel 2011, les résultats de l'étude d'équilibre offre-demande sont donc présentés de manière principale par rapport à un critère dit de « 3 heures en France interconnectée ». Cette prise en compte explicite de la contribution des échanges permet une représentation affinée du fonctionnement du système électrique en situation de tension, mais conduit également à baser l'analyse de sécurité d'approvisionnement sur un critère moins strict qu'auparavant.

La loi de transition énergétique de 2015 a introduit la notion de critère de sécurité d'approvisionnement électrique dans le Code de l'énergie (article L. 141-7), et indique que celui-ci doit être fixé par voie réglementaire.

L'article 8 du décret 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, codifié dans la partie réglementaire du Code de l'énergie (article D. 141-12-6), précise la définition de ce critère en reprenant la formulation historiquement utilisée dans le décret de 2006 :

«Le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L. 141-7 est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité».

En parallèle, le décret du 26 mars 2016 portant diverses modifications du titre IV du livre Ier du code de l'énergie confirme la prise en compte des échanges avec l'étranger dans l'étude d'équilibre offre-demande (i.e. analyse par rapport au critère de «3 heures France interconnectée»).

Ces deux décrets ne précisent cependant pas la définition exacte de la notion de défaillance. Bien que le rapport d'accompagnement de la PPE contienne une explication pédagogique assimilant les notions de défaillance et de délestage, celui-ci ne revendique aucune modification structurelle du critère dans le sens d'un «relâchement» et n'apporte pas de détail sur la prise en compte des moyens post-marché.

Sans certitude sur la catégorisation de ces moyens dans l'étude d'équilibre offre-demande,

l'interprétation historique du critère pour la réalisation de ses études d'équilibre offre-demande n'a pas été modifiée.

Dans un contexte où les marges de capacités se sont réduites au cours des dernières années, et où le risque de défaillance s'est donc accru, RTE a souhaité apporter des précisions sur la contribution des moyens post-marché. Ainsi, les documents relatifs aux études saisonnières du passage de l'hiver ont progressivement précisé l'effet de ces leviers.

En 2017, RTE a par ailleurs mené des travaux pour approfondir l'évaluation de la contribution des leviers post-marché. Ces travaux ont été restitués dans le rapport de la mission conduite par le CGE et le CGEDD sur la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz naturel. Ils ont également été présentés en atelier préparatoire au débat sur la révision de la PPE à la fin de l'année 2017, pour échange avec les parties prenantes du secteur.

Sur la base de ces analyses, le Gouvernement a décidé de préciser la définition du critère de sécurité d'approvisionnement dans le projet de PPE publié début 2019. Cette nouvelle définition confirme ainsi le critère historique de «3 heures de défaillance», en précisant la notion de défaillance (appels aux moyens post-marché contractualisés et non contractualisés) et en le complétant avec un critère de «2 heures de délestage». Ces deux critères (3 heures de défaillance et 2 heures de délestage) sont en pratique globalement équivalents.

Le projet de décret PPE ne conduit donc pas à un durcissement du critère mais à une précision et une confirmation du critère historiquement utilisé en France.

LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN EUROPE

La France n'est pas le seul pays à disposer d'un critère de sécurité d'approvisionnement exprimé en nombre d'heures de défaillance par an : de nombreux autres pays européens ont également adopté un critère similaire. La définition d'un critère de sécurité d'approvisionnement est d'ailleurs généralement considérée par la Commission européenne comme un prérequis à la validation des mécanismes de capacité.

Le tableau ci-dessous répertorie les critères de sécurité d'approvisionnement de quelques pays européens. Celui-ci montre que la valeur du critère utilisé en France a également été retenue dans de nombreux autres pays européens.

Certains critères apparaissent moins contraignants, notamment pour des pays caractérisés par une situation de «péninsule électrique» (Irlande, Portugal)

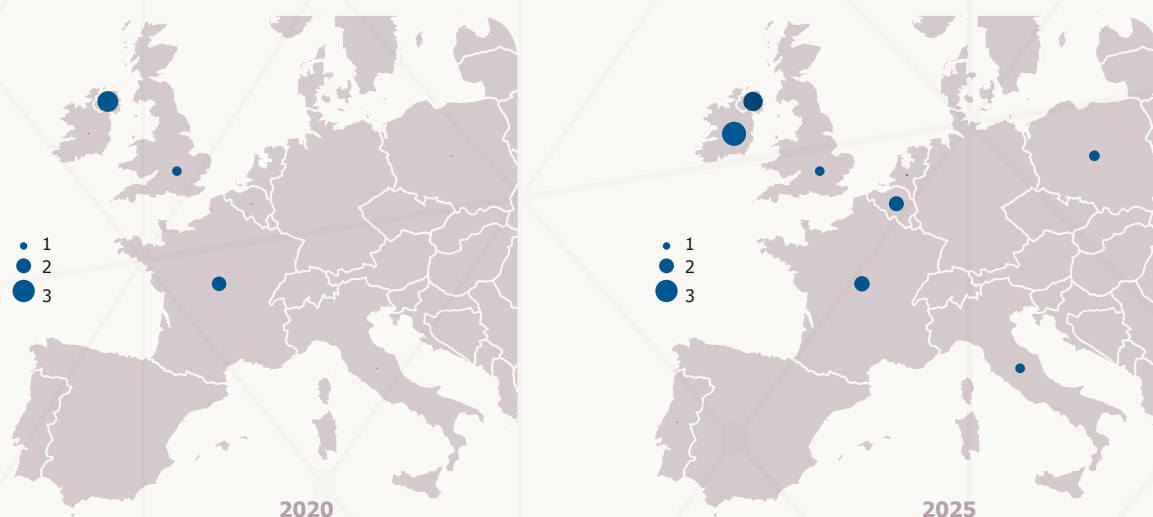
tandis que d'autres sont à l'inverse plus contraignants (Espagne, Belgique). Enfin, certains pays n'ont à ce jour pas de critère légal ou un critère implicite d'absence de défaillance (Allemagne).

Ces critères « officiels » peuvent toutefois masquer des différences dans les méthodologies mises en œuvre dans les études d'équilibre offre-demande menées dans les pays voisins (par exemple, hypothèse de contribution nulle des interconnexions). Par ailleurs, ils constituent souvent des niveaux « limites », qui ne sont aujourd'hui pas atteints dans de nombreux pays.

Ainsi, les études européennes d'équilibre offre-demande menées par l'association des gestionnaires de réseaux de transport européens ENTSO-E dans le cadre du *Mid-Term Adequacy*

Pays	Critère
Allemagne	Pas de critère légal – la sécurité d'approvisionnement s'entend donc « hors risque de défaillance ». Engagement à définir prochainement un critère de sécurité d'approvisionnement pour le dimensionnement de la réserve stratégique.
Belgique	Espérance de défaillance inférieure à 3 h/an et espérance de défaillance inférieure à 20 h/an dans les 5 % des cas les plus défavorables
Danemark	Pas de critère légal à ce jour, mais la loi prévoit de définir prochainement un critère. Objectif historique du gestionnaire de réseau de transport Energinet : temps de coupure pour cause équilibre offre-demande inférieur à 5 minutes par an pour un consommateur moyen → correspond à une espérance de défaillance d'environ 20 min/an
Espagne	Marge de capacités supérieure à 10 % par rapport à la pointe de consommation → correspond à une espérance de défaillance très nettement inférieure à 3 h/an
France	Espérance de défaillance inférieure à 3 h/an
Irlande	Espérance de défaillance inférieure à 8 h/an
Irlande du Nord	Espérance de défaillance inférieure à 4,9 h/an
Italie	Pas de critère légal Mécanisme de capacité basé sur un critère d'espérance de défaillance inférieure à 3 h/an
Pays-Bas	Espérance de défaillance inférieure à 4 h/an
Pologne	Espérance de défaillance inférieure à 3 h/an
Portugal	Espérance de défaillance inférieure à 5 h/an
Royaume-Uni	Espérance de défaillance inférieure à 3 h/an

Figure 21. Espérance de défaillance annuelle dans l'étude européenne d'équilibre offre-demande du Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) pour les pays d'Europe continentale



Forecast (MAF) montrent que la plupart des pays européens restent durablement caractérisés par des situations de surcapacité. Ainsi, l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Autriche, la Suisse, l'Espagne ou le Portugal, présentent une espérance de défaillance nulle à l'horizon 2020-2025. Seuls le Royaume-Uni, l'Irlande, la Belgique, l'Italie, la Pologne et la France présentent une espérance de défaillance non nulle à moyen terme.

S'agissant de la législation européenne, le 4^e paquet énergie (ou paquet «Une énergie propre pour tous les Européens»), et plus précisément le nouveau règlement du marché intérieur de l'électricité, prévoit quelques dispositions portant sur la fixation du critère de sécurité d'approvisionnement des États membres de l'Union européenne :

- Tous les pays souhaitant mettre en place un mécanisme de capacité (marché de capacité, réserve stratégique, etc.) devront disposer d'un critère de sécurité d'approvisionnement, exprimé en volume d'énergie non distribuée et/ou en espérance de défaillance (*loss of load expectation* ou *LOLE*).
- Ce critère de sécurité d'approvisionnement devra être calculé en intégrant *a minima* deux

paramètres : la valeur de l'énergie non distribuée (*value of lost load* ou *VOLL*) et le coût d'un nouvel entrant sur le marché de l'électricité (*cost of new entry* ou *CONE*).

- Le calcul du critère et des autres paramètres (*VOLL*, *CONE*) devra se baser sur une méthodologie harmonisée au niveau de l'ensemble des États membres. Cette méthodologie sera proposée par ENTSO-E et validée par l'ACER. Sur la base de cette méthodologie, le calcul du critère dans chaque pays sera du ressort des États membres et décliné par le régulateur ou une autre autorité compétente.
- Enfin, l'évaluation du besoin de capacité sera réalisée sur la base d'une étude d'équilibre offre-demande dont la méthodologie sera également proposée par ENTSO-E.

En d'autres termes, les dispositions contenues dans le 4^e paquet ne prévoient pas une harmonisation des critères mais une harmonisation des méthodologies de calcul des paramètres relatifs à la sécurité d'approvisionnement (valeur de l'énergie non distribuée, coût du nouvel entrant), chaque pays pouvant finalement avoir un critère de sécurité d'approvisionnement spécifique.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE

Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com