Bilan prévisionnel

de l'équilibre offre-demande d'électricité en France

ÉDITION 2018

SYNTHÈSE

SOMMAIRE

4
Introduction

6
Une revue de l'ensemble des paramètres
qui conditionnent la sécurité d'alimentation

12
Une étude de sécurité d'approvisionnement menée dans
un cadre de référence et complétée par des variantes

19
2018 - 2020 : un système électrique sans marge

21
2020 - 2023 : de nouvelles marges de manœuvre permettant
d'accompagner la fermeture progressive des centrales au charbon

26
Bretagne, PACA : des régions dont la sécurité
d'approvisionnement peut être maîtrisée

30
Un système électrique dont les conditions d'exploitation
doivent faire l'objet d'une compréhension partagée et assumée

INTRODUCTION

Prévu par le Code de l'énergie, le Bilan prévisionnel a notamment pour but de faire le lien entre les décisions et les évolutions relatives à la consommation et au parc de production d'électricité et le fonctionnement effectif du système électrique. À ce titre, il constitue un document de référence sur la sécurité d'approvisionnement en France et les perspectives d'évolution du système.

Dans un contexte de forte mutation du secteur de l'électricité en France et en Europe, le Bilan prévisionnel revêt un rôle particulier dans la mesure où il doit constituer un diagnostic technique fiable utilisé comme un outil d'aide à la décision pour les pouvoirs publics comme pour les acteurs économiques.

C'est pourquoi RTE a fait le choix de revoir de manière substantielle sa méthode de construction du Bilan prévisionnel lors de l'édition 2017. Plusieurs nouveautés y ont été apportées telles que (i) la conduite d'une consultation publique permettant de partager très largement les hypothèses retenues pour chacun des paramètres clés du système électrique et la méthodologie d'élaboration des scénarios, (ii) l'intégration d'un volet économique dans les analyses et (iii) la réalisation de nombreuses variantes sur chacun des scénarios permettant d'évaluer la sensibilité des résultats aux évolutions de contexte et de ne pas présenter des scénarios « figés ».

Ces évolutions ont permis au Bilan prévisionnel d'être directement ancré dans les débats sur le futur du système électrique. En témoignent les annonces du Gouvernement réalisées en novembre 2017 sur la priorité donnée à la réduction des émissions de CO_2 et à la fermeture des dernières centrales au charbon au cours du quinquennat ou le choix effectué par l'administration de retenir les scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel 2017 dans le volet « électricité » du document de cadrage relatif au débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie.

L'édition 2018 vise à actualiser le diagnostic sur l'évolution de l'équilibre offre-demande d'électricité à un horizon de cinq ans. Elle a été réalisée en approfondissant les évolutions apportées dans le cadre de la précédente édition du Bilan prévisionnel.

Les travaux se sont notamment appuyés sur les instances de concertation mises en place par RTE au sein de la Commission perspectives système et réseau pour réunir l'ensemble des acteurs et parties prenantes du système électrique (fournisseurs, producteurs, distributeurs d'électricité et de gaz, organisations professionnelles, ONG, *think tanks,* universitaires, institutions). Les hypothèses retenues pour l'analyse intègrent les informations publiques les plus récentes et ont fait l'objet d'une large consultation auprès de l'ensemble des participants à la concertation.

La modélisation a été approfondie sur différents aspects ayant fait l'objet de discussions avec les parties prenantes, notamment le nucléaire ou la modélisation des pays européens.

Enfin, le choix d'élaborer des variantes a été confirmé et permet ainsi de réaliser une analyse approfondie des points d'inflexion ou de bascule pour les différents paramètres clés et des trajectoires technologiques devant être atteintes *a minima* pour respecter la sécurité d'approvisionnement.

Cette édition du Bilan prévisionnel porte sur la période 2018-2023. Elle vise notamment à apporter un éclairage technique sur l'état et les marges de manœuvre du système électrique et porte sur une période clé pour la transition énergétique en France durant laquelle :

- des inflexions marquées devraient intervenir pour atteindre les objectifs en matière de développement des énergies renouvelables ;
- le parc nucléaire commencera son évolution avec la fermeture des réacteurs de Fessenheim, la mise en service de l'EPR de Flamanville et le début du programme de prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans ;
- le parc thermique pilotable devrait évoluer de manière significative avec la mise en service de la centrale de Landivisiau et la fermeture des dernières centrales au charbon annoncée par le Gouvernement en novembre 2017.

Plusieurs trajectoires sont envisagées pour l'évolution des différents paramètres du parc de production ou de la consommation d'électricité afin de dresser un éventail large de possibilités et de disposer d'un diagnostic technique intégrant un large champ de configurations.

Cet exercice du Bilan prévisionnel s'inscrit donc résolument dans le cadre de la préparation de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie, en ayant vocation à alimenter techniquement la réflexion du Gouvernement.

UNE REVUE DE L'ENSEMBLE DES PARAMÈTRES
QUI CONDITIONNENT LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION

La fermeture des centrales au charbon, annoncée par le Gouvernement en 2017, est une décision structurante pour l'évolution du système électrique au cours des prochaines années. Elle s'appliquera à un secteur dont la mutation est engagée, mais qui fait face à de nombreux enjeux industriels et réglementaires à moyen terme. Pour en mesurer les enjeux, de nombreuses composantes du mix doivent être intégrées à l'analyse sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement dans les cinq prochaines années couvertes par le Bilan prévisionnel.

Certains paramètres dépendent directement des choix des pouvoirs publics – c'est notamment le cas des trajectoires de développement des énergies renouvelables. Dans le même temps, d'autres renvoient aux décisions individuelles des acteurs de marché dans un environnement concurrentiel (pérennité du parc thermique), à l'évolution de la conjoncture économique (prix des combustibles), ou encore aux modes d'organisation collectifs (conditions pratiques de raccordement des énergies renouvelables dans un environnement juridique toujours conflictuel). Certains, enfin, évoluent en fonction de paramètres macroéconomiques, des habitudes, des modes de vie et des choix de la population, et des politiques publiques – c'est par exemple le cas de la consommation.

Ainsi, l'analyse des déterminants de la sécurité d'approvisionnement doit mobiliser à la fois des enjeux fortement médiatisés dans le débat public (progression de la part des énergies renouvelables, consommation), mais également de nombreux autres paramètres qui sont tout aussi voire plus déterminants sur le moyen terme (maîtrise industrielle du programme de prolongation du parc nucléaire, devenir des moyens de pointe, choix énergétiques des pays voisins, etc.).

Énergies renouvelables : une inflexion à poursuivre dans la durée

Augmenter le rythme de développement des énergies renouvelables est un objectif du Gouvernement. De nombreuses mesures ont été prévues à cet effet depuis la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2016 (augmentation des volumes alloués, cadencement des appels d'offres, Plan de libération des énergies renouvelables, etc.). Elles doivent permettre d'accroître significativement la capacité installée chaque année.

De manière prudente, le Bilan prévisionnel 2017 de RTE avait intégré une inflexion progressive du développement des énergies renouvelables terrestres et anticipé un retard dans la mise en service des premiers parcs éoliens en mer. Les informations acquises depuis ont confirmé cette vision.

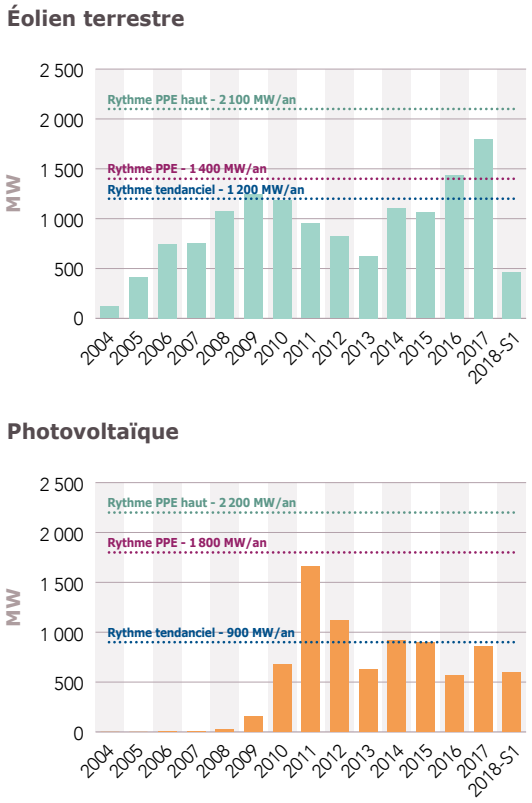
Ainsi, le développement de l'éolien terrestre s'est accéléré en 2017, dépassant pour la première fois la trajectoire médiane du Bilan prévisionnel (« rythme

PPE») et restant au dessous de la trajectoire haute. Les mises en service de capacités solaires photovoltaïques sont, quant à elles, demeurées conformes à la trajectoire basse («rythme tendanciel»), soit un niveau inférieur aux trajectoires requises pour atteindre les cibles de la PPE.

S'agissant de l'éolien en mer, après plusieurs années d'incertitude, le cadre juridique pour le développement de la filière a été clarifié et simplifié par l'intermédiaire des lois «hydrocarbures» et «ESSOC» (mise en place du «permis-enveloppe» pour les futurs appels d'offres, responsabilité du raccordement confiée à RTE). La renégociation menée par le Gouvernement avec les lauréats des deux premiers appels d'offres a également conduit à réduire le coût de ces projets pour la collectivité et à clarifier les conditions de réalisation et le calendrier de mise en service des premiers parcs. Ce calendrier fait désormais état d'un retard par rapport aux dates de mise en service initialement envisagées, avec la mise en service d'un premier parc à l'horizon 2021.

Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2018 de RTE table sur une accélération progressive pour l'énergie solaire (conduisant à atteindre très rapidement la trajectoire médiane) et une tenue des nouveaux délais annoncés pour l'éolien en mer. Pour l'éolien terrestre, il s'appuie sur un respect de la trajectoire médiane en moyenne au cours des prochaines années, compte tenu de la survenue de nouveaux risques réglementaires sur l'instruction des projets (compétence de l'Autorité environnementale) ou du cadre de raccordement pouvant conduire à un tassement du nombre de mises en service à horizon 2021-2022. De manière générale, c'est donc la trajectoire médiane («rythme PPE») qui sert de référence à l'établissement des diagnostics sur la sécurité d'approvisionnement, les écarts possibles par rapport à ce rythme moyen étant traités par des variantes spécifiques.

Figure 1 Rythme annuel de mise en service des capacités de production d'éolien terrestre et de photovoltaïque



Consommation d'électricité : une évolution stable depuis plusieurs années

La consommation électrique est entrée dans une phase de stabilité depuis le début des années 2010, principalement sous l'effet des actions d'efficacité énergétique, du ralentissement de la croissance économique et de la «tertiarisation» de l'économie (le secteur tertiaire étant moins énergivore que l'industrie).

Cette tendance a été confirmée en 2017, avec une demande d'électricité demeurée stable malgré la vigueur de la croissance économique (+2,3 % sur l'année 2017, contre une prévision médiane de +1,4 % retenue pour le cadrage des prévisions 2018 et 2019 sur la base du consensus des économistes au printemps 2017).

Dans le détail, la diminution de la consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire a été compensée par un rebond conjoncturel très net dans le secteur industriel.

Pour les prochaines années, les différentes projections ont été recalées en utilisant les cadrages macroéconomiques les plus récents (population, PIB). Ceci conduit à conserver les principes de construction des trajectoires, certaines étant baissières à court terme, tandis que d'autres sont marquées par une légère augmentation suivie d'une stabilisation ou d'une décrue. Ces projections sont utilisées comme autant de variantes autour d'un diagnostic central fondé sur une hypothèse de stabilité de la consommation au cours des prochaines années.

Effacements de consommation : des progrès attendus en matière de fiabilité des offres

Depuis la fin 2017, le diagnostic sur la fiabilité des effacements de consommation s'est affiné. Il a révélé une dégradation plus prononcée qu'escompté pour les offres proposées sur les marchés, dans un contexte de reconfiguration des modalités mêmes du soutien à la filière (les appels d'offres sont désormais organisés par RTE pour le compte de l'État, dans des termes ayant fait l'objet d'un contrôle puis d'une approbation de la Commission européenne).

Ce diagnostic engendre des doutes sur la contribution réelle des effacements à la sécurité d'approvisionnement à court terme. Cet effet baissier a été intégré aux analyses du Bilan prévisionnel 2018.

Sur la base de cet étalonnage, la contribution des effacements devrait s'inscrire à terme à la hausse. Les analyses de RTE retiennent le principe d'une fiabilisation du gisement puis d'une augmentation progressive. Celle-ci pourrait conduire à un effet équivalent à 4 GW de production en 2023. Un cas de figure plus dégradé est également testé.

Parc thermique à flamme : des évolutions structurantes, avec en particulier la fermeture des dernières centrales au charbon

Au cours des derniers mois, des décisions majeures ont été annoncées pour le parc thermique.

La fermeture des dernières centrales au charbon a été présentée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici à 2022. Le parc charbon est actuellement composé de cinq tranches réparties sur quatre sites distincts (Cordemais, Le Havre, Saint-Avold et Gardanne), représentant une capacité totale d'environ 3 GW. Sa fermeture, alors que le système électrique ne contient plus aucune surcapacité, constitue un enjeu de premier plan pour les années à venir.

Dans le cadre de la révision de la PPE, les pouvoirs publics ont en outre annoncé l'interdiction de nouveaux projets de centrale thermique à combustible fossile, à l'exception du cycle combiné au gaz de Landivisiau.

Les principes d'évolution pour les grandes unités charbon et gaz sont donc fixés. Les incertitudes portent désormais sur le calendrier précis : rythme et modalités de fermeture des centrales au charbon, ou encore date de mise en service de la centrale de Landivisiau (qui a été repoussée à fin 2021).

L'évolution du reste du parc thermique à moyen terme fait également l'objet d'incertitudes. Celles-ci concernent notamment le maintien ou

non des turbines à combustion fonctionnant au fioul et des petites unités thermiques (cogénérations, diesels, etc.), qui contribuent aujourd'hui à la sécurité d'alimentation. Pour autant, certains producteurs ont fait état dans le registre « Transparence » d'une évolution éventuelle dans le régime d'exploitation de ces centrales. Pour ces unités, ce sont les paramètres économiques (rémunération sur les marchés par rapport aux coûts fixes, et dispositifs de soutien éventuels) qui joueront le rôle déterminant quant à leur maintien en fonctionnement.

Nucléaire : un focus sur les conditions industrielles de prolongation des réacteurs

Le nucléaire constitue la première source de production d'électricité en France (48 % de la capacité installée et 72 % de la production d'électricité en 2017). Son évolution à moyen et long terme demeure soumise à plusieurs incertitudes qui n'ont été qu'en partie dissipées depuis le Bilan prévisionnel 2017.

L'évolution de la capacité installée du parc

La première incertitude concerne les choix publics sur l'évolution du parc. Sujet central du Bilan prévisionnel 2017 et des cinq scénarios présentés sur la période 2018-2035, la trajectoire d'évolution de la capacité nucléaire n'est pas encore fixée. Les annonces successives du Gouvernement (notamment celle du 7 novembre 2017) et le choix des scénarios *Volt* et *Ampère* pour le débat public ont toutefois permis une clarification, en écartant les scénarios de forte réduction de la capacité nucléaire à moyen terme. La nouvelle PPE permettra de clarifier la trajectoire définitive pour les dix années à venir. L'horizon temporel couvert par le Bilan prévisionnel 2018 et la priorité accordée à la fermeture des centrales au charbon ne conduisent pas à étudier de scénarios de déclassement au-delà de Fessenheim.

Les conditions de prolongation du parc

La deuxième incertitude porte sur les conditions techniques de prolongation des réacteurs au-delà de 40 années d'exploitation, et sur le fonctionnement du système électrique durant la phase où des travaux spécifiques seront réalisés à cet effet.

Au cours des cinq prochaines années, une quinzaine de réacteurs nucléaires atteignent l'échéance de leur quatrième réexamen périodique de sûreté. Ceci constitue la traduction mécanique de la forte concentration des mises en service au début des années 1980.

L'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs concernés au-delà de cette échéance nécessite des analyses et travaux spécifiques. Ceux-ci sont réalisés par leur exploitant, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) dans le cadre des « quatrièmes visites décennales » (VD4). Pour réaliser ces travaux, les réacteurs sont mis à l'arrêt et leur redémarrage est conditionné à un avis favorable de l'ASN.

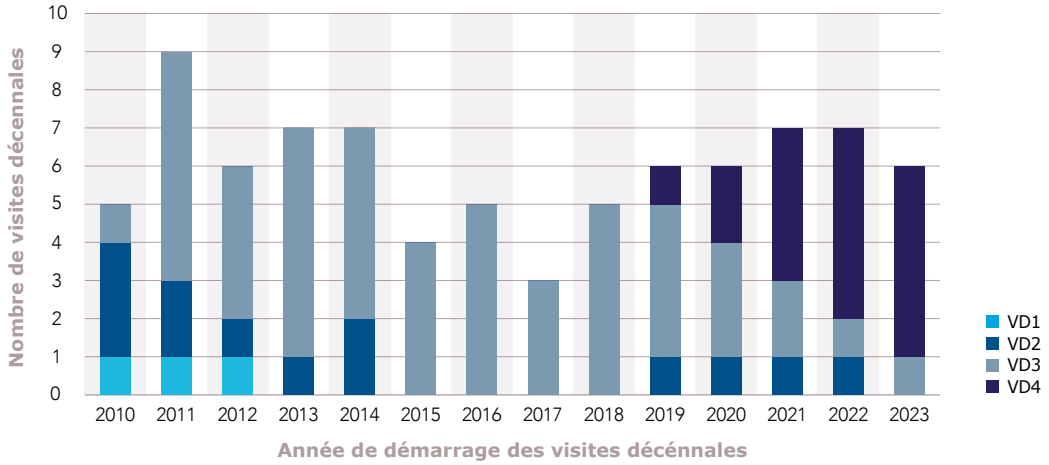
Ces travaux se dérouleront dans un premier temps sans qu'un cadre générique de traitement ait été fixé. L'ASN a certes prévu de rendre un avis générique sur le sujet, mais celui-ci devrait être publié fin 2020, postérieurement à la « VD4 » du premier réacteur concerné (Tricastin 1, en 2019). Elle a indiqué que cet avis n'était pas un préalable à la réalisation des visites décennales et des réexamens réacteur par réacteur.

En 2017, RTE avait abordé une première fois le sujet des modalités précises d'allongement de la durée d'exploitation du parc nucléaire et de leurs conséquences pour la sécurité d'approvisionnement, en intégrant à l'analyse un « stress test » (allongement de la durée des travaux à 12 mois). Cette variante avait pour objet d'illustrer l'importance de ce paramètre, sans le traiter dans le détail (elle n'intégrait notamment pas la faculté de scinder les travaux prévus en plusieurs tranches, de manière à réduire le risque d'indisponibilité longue). Des compléments spécifiques étaient ainsi prévus.

Ces compléments sont présentés dans le Bilan prévisionnel 2018, qui contient la première étude approfondie des conséquences de l'allongement de la durée d'exploitation du parc sur la sécurité d'approvisionnement. Plusieurs scénarios de déroulé des travaux de prolongation sont étudiés, afin de déterminer leur influence sur la disponibilité moyenne du parc nucléaire l'hiver et donc sur l'équilibre offre-demande.

Dans l'ensemble, **le Bilan prévisionnel 2018 est ainsi bâti sur l'idée que la poursuite du fonctionnement des réacteurs au-delà de leur quatrième réexamen de sûreté est une étape industrielle importante, qui risque d'entraîner des indisponibilités simultanées de plusieurs réacteurs lors des périodes hivernales.**

Figure 2 Nombre de visites décennales démarrant dans l'année



Le calendrier de fermeture de Fessenheim et de mise en service de l'EPR de Flamanville

Enfin, une troisième incertitude porte sur les modalités et le calendrier de la transition entre la fermeture des réacteurs de Fessenheim et la mise en service de l'EPR de Flamanville. La mise en service de l'EPR a été plusieurs fois repoussée, le réacteur en construction faisant l'objet de plusieurs demandes de vérifications et essais supplémentaires et d'une extension de la revue de qualité de la part de l'ASN. À ce stade, il n'existe pas d'échéance faisant consensus sur sa mise en exploitation.

Le calendrier précis de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, en lien avec la mise en service de l'EPR, n'est pas non plus précisément arrêté. Alors qu'avait prévalu le principe d'une dépendance entre les calendriers, d'autres options sont envisageables. La date finalement retenue pour la fermeture des réacteurs de Fessenheim pourrait ainsi ne pas coïncider avec la mise en service de l'EPR. À cet égard, l'ASN a récemment indiqué avoir reçu une notification du producteur sur l'absence de prolongation des réacteurs de Fessenheim au-delà de 40 ans.

Interconnexions : un planning maîtrisé

Les interconnexions jouent un rôle central dans le fonctionnement du système électrique européen et le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnent. Leur développement, tant sur le plan des imports que des exports, joue un rôle de premier plan dans les analyses du Bilan prévisionnel 2017. Ces dernières ont fait l'objet, au cours de l'année 2018, d'approfondissements dans le cadre de la concertation, sous l'angle technique et économique. Les résultats ont été publiés en octobre 2018.

À moyen terme, la tendance générale à l'accroissement des capacités d'échange se traduira par la mise en service de trois nouvelles lignes avec le Royaume-Uni et l'Italie en 2020 et 2021.

Depuis un an, les dates estimées pour la mise en service de ces nouvelles interconnexions n'ont pas été remises en question, et les délais annoncés ont été tenus. La mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont pourrait même intervenir de manière anticipée par rapport aux échéances retenues dans le Bilan prévisionnel 2017.

Des aléas industriels ou réglementaires peuvent néanmoins intervenir jusqu'au dernier moment sur ce type de grands projets. Le diagnostic du Bilan prévisionnel 2018 comprend donc une analyse de robustesse à un décalage de la mise en service effective des nouvelles interconnexions.

Les politiques énergétiques des pays voisins : une phase de transition vers la décarbonation des mix électriques

L'effet des interconnexions sur la sécurité d'approvisionnement doit être considéré en lien avec l'analyse de la donne énergétique des pays voisins. En effet, c'est l'évolution du mix (part relative des différentes filières) et des marges qui conditionne la faculté d'exporter ou d'importer lors des pointes.

L'évolution des mix électriques étrangers constitue un élément de premier ordre dans l'analyse. Les incertitudes qui l'entourent sont ainsi particulièrement sensibles à traiter.

À moyen terme, la tendance générale à la réduction du parc de grandes unités thermiques ou nucléaires apparaît bien ancrée. Ainsi, l'Allemagne et la Belgique sont concernées par des programmes de fermeture ou de sortie définitive du nucléaire produisant des effets dans les cinq prochaines années. Dans le même temps, dans tous les pays, certaines des centrales les plus émettrices (charbon, fioul, lignite) devraient fermer pour des raisons économiques ou dans le cadre de politique de réduction des émissions. L'horizon de déclassement de certains de ces moyens reste toutefois incertain. En témoignent les discussions actuelles en Allemagne sur le rythme de fermeture des centrales au charbon et au lignite.

La modélisation des interactions avec le reste de l'Europe a fait l'objet d'analyses approfondies dans le Bilan prévisionnel 2018. Ainsi, pour tenir compte des retours lors de la consultation publique, plusieurs scénarios d'évolution des parcs thermiques dans les pays voisins ont été examinés, et le périmètre de modélisation a été étendu.

UNE ÉTUDE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT
MENÉE DANS UN CADRE DE RÉFÉRENCE ET COMPLÉTÉE PAR DES VARIANTES

Une analyse centrée sur un « cas de base » nécessitant des inflexions par rapport à la tendance mais qui semble raisonnablement atteignable

L'objet du Bilan prévisionnel est de porter un diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement au cours des prochaines années. Ce diagnostic est formulé d'une part par rapport à un « cas de base » consistant en une configuration donnée du système électrique, et d'autre part sur la base de variantes sur les différents paramètres.

Le «cas de base» et la liste des variantes ont été établis suite à une consultation publique en mai 2018. Ils ont été présentés en juillet 2018, et actualisés en septembre 2018 pour tenir compte des derniers retours.

Une hypothèse de fermeture des centrales au charbon d'ici à 2022

Dans cette analyse, l'évolution du parc charbon revêt un statut particulier.

Annoncée en juillet 2017 dans le cadre du Plan climat et confirmée depuis, la fermeture des centrales au charbon d'ici à 2022 constitue une priorité du Gouvernement. Elle est considérée comme un entrant dans l'analyse du Bilan prévisionnel 2018.

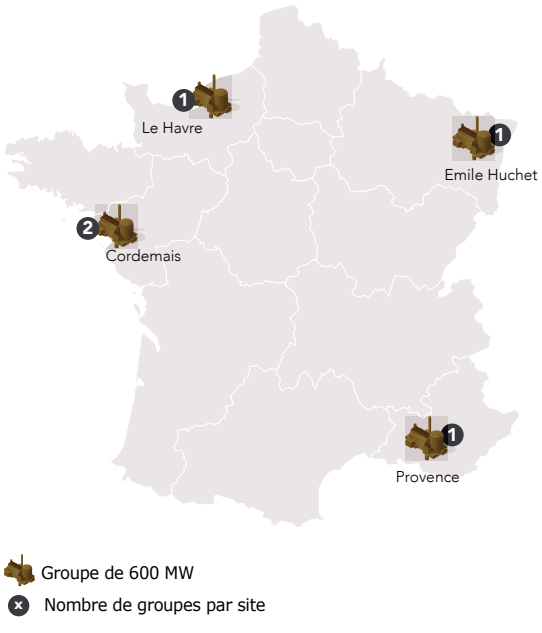
La fermeture des centrales au charbon d'ici à 2022 a fait l'objet d'une première analyse dans le Bilan prévisionnel 2017. Celui-ci a notamment mis en avant trois résultats structurants :

(1) l'impossibilité de mener de front une fermeture des centrales au charbon d'une part, et l'arrêt des réacteurs nucléaires arrivant à l'échéance des 40 ans de fonctionnement d'autre part, sans dégrader la sécurité d'approvisionnement ;

(2) la possibilité de mener à bien un programme d'arrêt des centrales au charbon à partir de 2020 ;

(3) la dépendance de ce diagnostic aux hypothèses considérées sur le parc nucléaire, notamment en cas d'allongement significatif de la durée des visites décennales prévues sur les réacteurs atteignant 40 ans.

Figure 3 Carte des centrales thermiques au charbon au 1er janvier 2018



Un cas de base construit autour des informations les plus récentes et d'hypothèses « médianes »

Le « cas de base » est construit sur la base des hypothèses les plus à jour pour les calendriers de mise en service, et sur des trajectoires se situant dans la fourchette d'incertitude pour les autres paramètres.

Il ne constitue une vision ni exagérément pessimiste, ni profondément optimiste de l'évolution du système à moyen terme. Il intègre des inflexions significatives sur certaines composantes du mix électrique (notamment rythme de mise en service des parcs renouvelables, fiabilité des effacements) mais correspond à une situation atteignable, au vu des informations connues à date et remontées par les différentes parties prenantes au cours de la concertation.

La situation peut néanmoins évoluer de manière moins favorable. Malgré la volonté des pouvoirs publics, le rythme de développement des énergies renouvelables peut par exemple tarder à s'infléchir et à se caler sur une cadence conforme aux objectifs de la PPE, notamment en cas d'incertitude persistante sur le cadre réglementaire. Des retards sur la mise en service de certaines infrastructures (parcs éoliens en mer, EPR de Flamanville, centrale de Landivisiau, interconnexions, etc.), par rapport au planning retenu dans le « cas de base », ne sont pas non plus à exclure.

À l'inverse, certains paramètres peuvent évoluer de manière plus favorable. Par exemple, la trajectoire de développement des énergies renouvelables peut être plus élevée que dans le « cas de base » si l'on se fie aux dispositifs de soutien et aux appels d'offres lancés (près de 2,5 GW/an sur le photovoltaïque et 1 GW/an sur l'éolien terrestre rien que sur les appels d'offres). Une évolution baissière de la consommation d'électricité peut également dégager des marges de manœuvre importantes conduisant à relâcher la contrainte sur la sécurité d'approvisionnement.

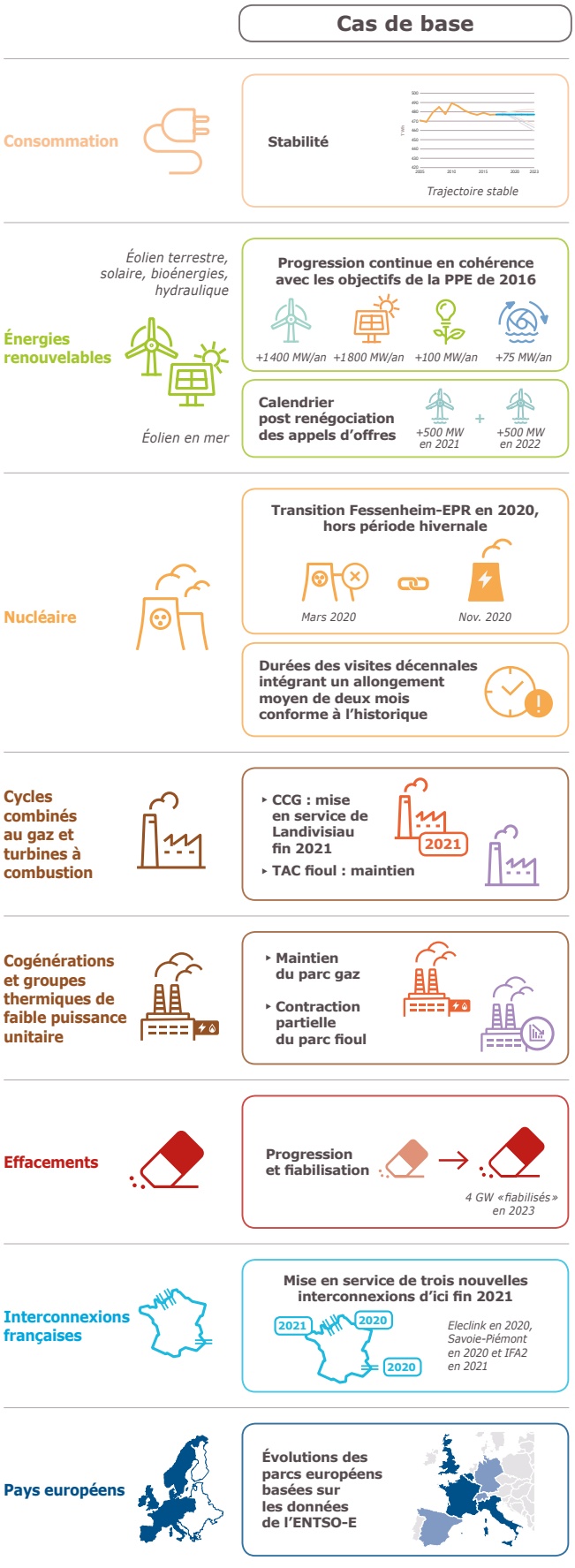
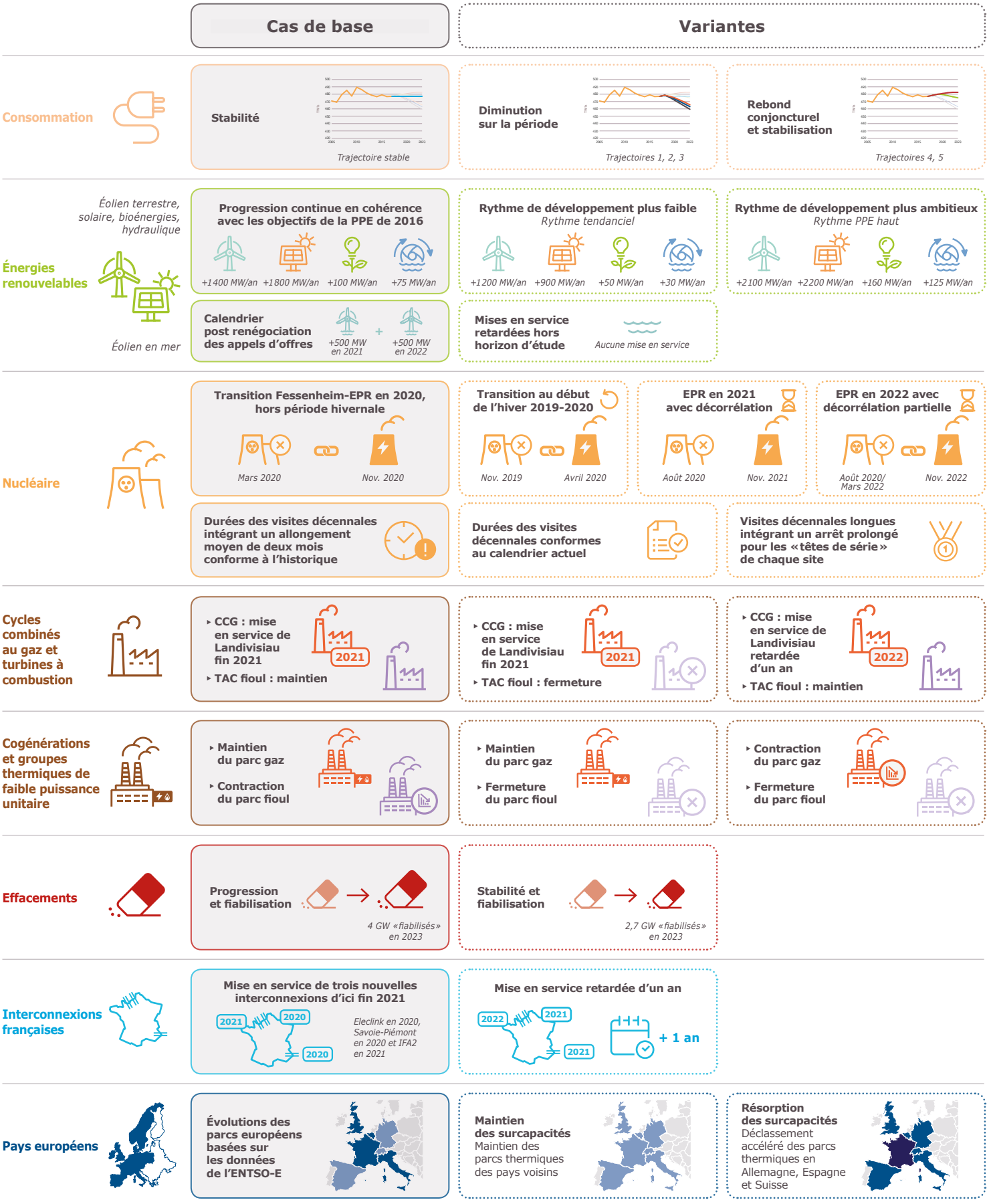


Figure 4 Hypothèses retenues dans le « cas de base » de l'analyse et variantes étudiées



Des variantes plus nombreuses pour rendre compte des incertitudes et évaluer la sensibilité du diagnostic aux différents paramètres du système électrique

Étant donné les incertitudes portant sur l'évolution de certains de ces paramètres, l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement ne peut se résumer aux résultats obtenus sur le « cas de base ». Dans un contexte où les marges de sécurité d'approvisionnement tendent à se réduire, il existe un enjeu fort à pouvoir identifier dans l'analyse les aléas susceptibles d'avoir un effet de premier ordre sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement en France, et à disposer d'une modélisation détaillée des paramètres afférents.

Le Bilan prévisionnel 2018 intègre ainsi plusieurs améliorations visant à affiner la représentation des enjeux de premier ordre. Les principales variantes étudiées sont illustrées sur la Figure 4 et sont restituées sous forme de fiches individuelles en annexe de ce document.

Une représentation affinée de la disponibilité des réacteurs nucléaires sur les années à venir

La nouvelle modélisation du Bilan prévisionnel intègre les enjeux de l'allongement de la durée d'exploitation du parc nucléaire au-delà de 40 ans sur la consistance des visites décennales

Sur l'horizon d'étude, une trentaine de réacteurs nucléaires sont concernés par un réexamen périodique de sûreté. Sur le plan industriel, ceci se traduit par des arrêts programmés lors des « visites décennales ». Ces opérations sont anticipées longtemps en amont, et constituent des étapes normales dans l'exploitation d'un parc nucléaire.

Les visites décennales interviennent selon un référentiel de sûreté renforcé (intégration des préconisations suite à l'accident de Fukushima au Japon et réévaluation de la sûreté au regard des exigences appliquées aux nouvelles installations et de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires), et dans le cadre d'une culture de la gestion du risque qui a évolué au cours des dernières années. Leur impact (durée, séquencement, positionnement) doit donc faire l'objet d'études particulièrement précises.

À cet effet, **les analyses s'appuient désormais sur des hypothèses de disponibilité affinées, différenciées par hiver en fonction du planning de visites décennales.** Cette évolution permet d'évaluer la situation spécifique de chacun des prochains hivers en fonction des arrêts de réacteurs déjà planifiés, ainsi que des conséquences liées à d'éventuelles prolongations de ces arrêts au-delà du planning envisagé. Elle permet également de traiter de manière spécifique les « quatrièmes visites décennales », qui concernent une quinzaine de réacteurs au cours des prochaines années.

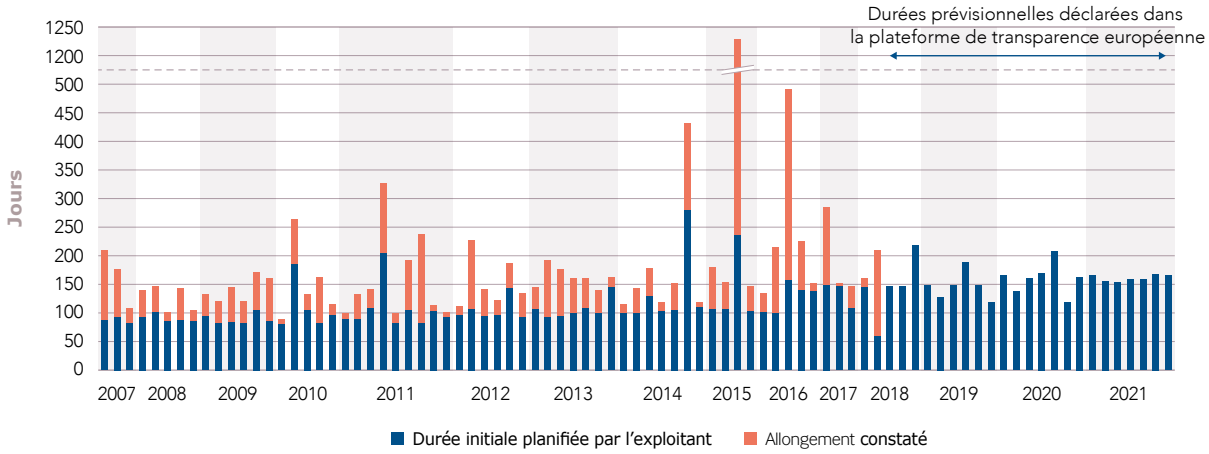
Les autres arrêts demeurent modélisés de manière probabiliste, avec une moyenne alignée sur l'historique des dix dernières années.

L'incertitude sur la durée des visites décennales est restituée en envisageant différents scénarios

L'historique des durées effectives des visites décennales au cours des dix dernières années permet de tirer plusieurs enseignements : une tendance à un allongement de la durée des arrêts par rapport aux durées initialement annoncées (en moyenne de l'ordre de 60 jours), et une hétérogénéité selon les réacteurs.

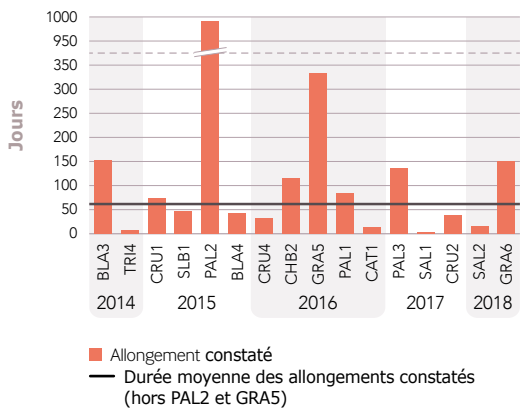
La tendance à l'allongement des durées des visites décennales a été progressivement intégrée par l'exploitant dans les plannings initiaux. Toutefois, la nature spécifique des quatrièmes visites décennales visant à prolonger la durée de vie des réacteurs, et « l'effet falaise » associé plaide pour un traitement approfondi de cette question.

Figure 5 Durées initiales planifiées par l'exploitant et allongements constatés au 30 juin 2018



RTE a analysé trois scénarios pour le déroulé des visites décennales : (i) la tenue des délais actuellement annoncés, (ii) un allongement moyen de deux mois correspondant à l'historique (cas de base), et (iii) un allongement des visites décennales supérieur pour les premiers réacteurs de chaque site à passer une visite décennale (quatre mois s'agissant d'une première « VD4 » pour les réacteurs du palier 900 MW, trois mois s'agissant d'une première « VD2 » pour les réacteurs du palier 1450 MW). Dans les analyses de marge présentées dans le Bilan prévisionnel, les cas de figure correspondant au planning actuel ainsi que celui intégrant un allongement moyen de deux mois sont systématiquement présentés.

Figure 6 Allongements constatés au 30 juin 2018



Les différents calendriers envisageables pour la transition Fessenheim-Flamanville sont étudiés

Les incertitudes relatives au calendrier de mise en service de l'EPR et de fermeture de Fessenheim sont traitées par un ensemble de variantes envisageant les différentes configurations discutées à ce jour (substitution au cours d'un hiver ou au cours d'un été, séquencement ou déconnexion des calendriers, etc.). L'analyse considère comme acquis le fait que les réacteurs de Fessenheim fermeront au plus tôt en novembre 2019 (date annoncée sur la plateforme européenne de transparence) et au plus tard l'année correspondant à l'échéance fixée pour leur quatrième réexamen périodique de sûreté (respectivement 2020 et 2022). EDF a notifié à l'ASN que ces réacteurs ne seraient pas prolongés et ne feraient donc pas l'objet de travaux dans ce cadre.

Enfin, la production de l'EPR – en tant que nouveau réacteur – est analysée en détaillant les phases de chargement du combustible et de tests (sans production), de disponibilité partielle (premiers mois de fonctionnement), de disponibilité nominale, puis d'arrêt de plusieurs mois une fois le premier cycle de combustible achevé (première « visite complète », intervenant de l'ordre de 18 mois après le début de l'exploitation commerciale).

Une modélisation plus précise des parcs de production étrangers et du réseau européen, qui intègre les incertitudes sur les politiques énergétiques de nos voisins

Une modélisation explicite du système électrique européen, au-delà de la France

La contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement, via les imports d'électricité lors des pointes de consommation en France, est avérée. Ne pas les prendre en compte dans l'analyse conduirait à dresser un diagnostic particulièrement alarmiste sur les risques de défaillance en France par rapport à la réalité de l'équilibre offre-demande lors des situations de tension.

Depuis plusieurs années, RTE intègre donc la contribution des pays voisins dans l'analyse de sécurité d'approvisionnement : pour l'année 2019, la contribution moyenne des interconnexions (hors Suisse) pour le dimensionnement du système électrique est estimée à environ 6,3 GW, soit plus de 6 % de la pointe de consommation.

À l'inverse, considérer que la France pourrait systématiquement importer de l'électricité au maximum des capacités d'échanges lors des situations de tension conduirait à une vision trop optimiste de la contribution effective des capacités transfrontalières. Cette contribution dépend en effet des marges disponibles dans les pays voisins, et donc des choix faits par ces pays en matière d'évolution du parc de production (notamment parc thermique) et des aléas auxquels ils sont soumis. Les difficultés auxquelles fait actuellement face le parc nucléaire en Belgique et l'impact associé sur le risque de défaillance en France pour le prochain hiver illustrent la dépendance mutuelle entre les pays interconnectés, et l'enjeu à représenter de manière précise le fonctionnement des parcs de production européens.

L'analyse de sécurité d'approvisionnement passe donc nécessairement par une modélisation explicite de l'équilibre offre-demande

Figure 7 Évolution du périmètre des pays modélisés explicitement entre le Bilan prévisionnel 2017 et le Bilan prévisionnel 2018

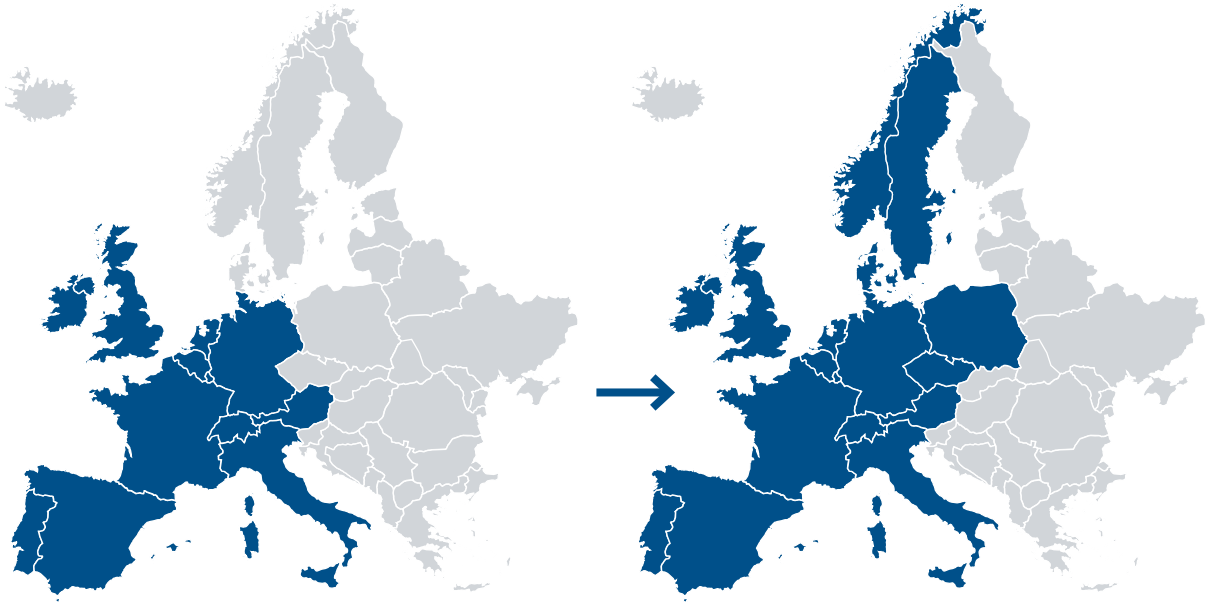
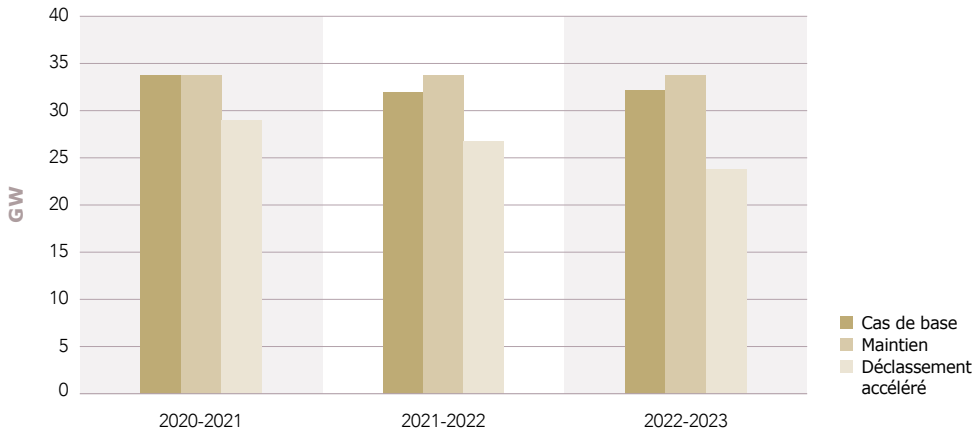


Figure 8 Évolution de la capacité des parcs charbon et lignite en Allemagne selon différentes trajectoires



dans les pays voisins et des échanges d'électricité aux frontières, permettant de mesurer au mieux leur contribution à la sécurité d'approvisionnement électrique de la France. Cet enjeu est de premier ordre.

Dans le Bilan prévisionnel 2018, le périmètre des pays modélisés explicitement est désormais étendu à 18 pays pour inclure les pays interconnectés avec l'Allemagne. Par ailleurs, la modélisation intègre dorénavant le découpage des pays en différentes zones de marché pour refléter au mieux les contraintes du réseau européen, en cohérence avec les travaux réalisés dans les exercices de l'ENTSO-E.

Des variantes spécifiques pour rendre compte des incertitudes sur les mix électriques des pays voisins

Les incertitudes sur l'évolution du parc de production et de la consommation ne s'appliquent pas uniquement à la France mais concernent tous les pays européens. Comme en France, c'est la combinaison entre les choix publics, les réalités économiques et industrielles, et les conditions concrètes, qui importe.

Les objectifs de politique énergétique de la France peuvent donc être atteints plus ou moins facilement en fonction des choix des pays voisins. Ainsi la fermeture de centrales au charbon en France ne s'analysera pas de la même façon selon l'ampleur des ajustements des parcs thermique et nucléaire dans les autres États membres, qui reste aujourd'hui incertaine. À titre d'exemple, les trajectoires de sortie du charbon et du lignite, qui sont actuellement discutées en Allemagne dans le cadre de la «commission charbon», présentent des écarts de plus de 5 GW sur la capacité installée de ces filières à horizon 2022.

Afin d'évaluer la sensibilité du diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement en France à l'évolution des parcs étrangers, le Bilan prévisionnel 2018 explore plusieurs variantes contrastées en matière d'évolution du parc thermique et des marges de capacité à l'étranger.

2018-2020 :
UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE SANS MARGE

À ce jour, un système électrique « équilibré » du point de vue du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics

Les surcapacités du système électrique français ont désormais été entièrement résorbées

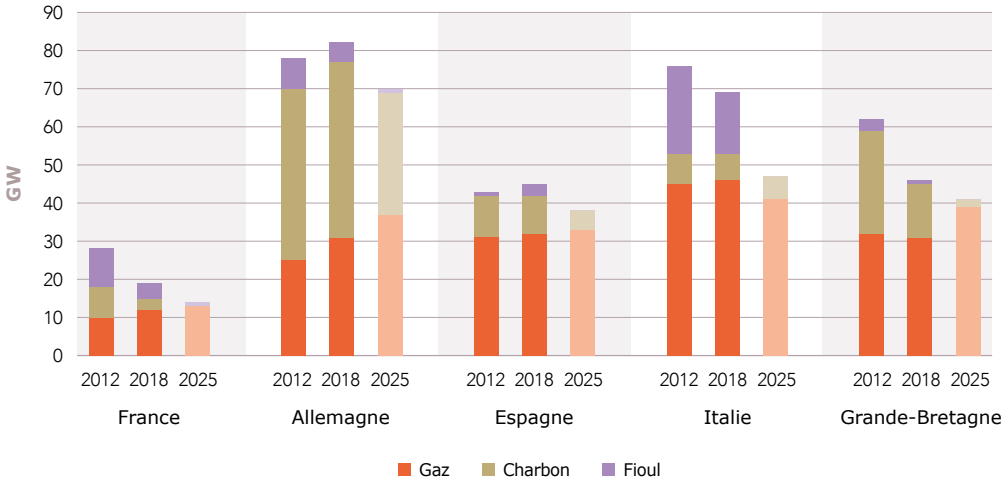
Les analyses du Bilan prévisionnel confirment la tendance mise à jour dans le Bilan prévisionnel 2017 : dans l'ensemble, **le parc de production français est désormais dimensionné en pratique, et pas uniquement en théorie, selon le critère de sécurité d'approvisionnement prévu par les pouvoirs publics.**

Ce dimensionnement intègre la contribution des interconnexions. Cela signifie clairement que, même si **la France demeure un pays exportateur d'électricité l'essentiel de l'année, elle a recours ponctuellement aux imports lors des pointes de consommation hivernales.** Il s'agit là d'une bonne illustration de la complémentarité entre les pays européens permise par les réseaux interconnectés.

Cette situation résulte d'un mouvement peu mis en lumière dans le débat public, mais néanmoins structurant : au cours des cinq années passées, la fermeture d'un grand nombre d'installations a été décidée et mise en œuvre. Ces installations, fonctionnant au fioul et au charbon, figuraient parmi les plus émettrices en CO_2 du parc.

Aujourd'hui, la France est dans une situation atypique par rapport à ses voisins, puisque la flexibilité de l'outil de production repose très largement

Figure 9 Évolution des capacités installées des parcs thermiques au gaz, charbon et fioul entre 2012 et 2025



sur l'hydraulique et le nucléaire. Cette situation est à la source des très bonnes performances en matière d'émissions de CO_2 (le mix électrique est à 90 % décarboné). Elle entraîne néanmoins des spécificités en matière d'exploitation du système, et notamment une forte dépendance aux performances du parc nucléaire.

Le critère de sécurité d'approvisionnement est globalement respecté, les conditions conjoncturelles permettant d'expliquer les « variations » par rapport à la durée limite de trois heures de défaillance par an en moyenne

Dans un système dimensionné selon le critère de trois heures, la sécurité d'approvisionnement est réputée respectée. Cela signifie que le recours à des leviers hors marché, voire au délestage de consommation est possible, mais peu probable.

La survenue de situations tendues peut être toutefois fréquente : en moyenne, l'appel à des moyens post marché intervient alors environ une année sur quatre. L'exploitation du système électrique peut être régulièrement sujette à des situations de vigilance comme cela a pu arriver au cours de l'hiver 2016-2017.

L'analyse du Bilan prévisionnel porte sur l'évolution structurelle du système électrique, dans sa faculté de respecter en moyenne des normes fixées par les pouvoirs publics selon un critère probabiliste. Au-delà de cette analyse structurelle, la sécurité d'approvisionnement « effective » sur chaque hiver peut dépendre fortement de certaines conditions conjoncturelles.

Par exemple, une bonne disponibilité conjoncturelle du parc nucléaire permet d'améliorer la situation. De la même façon, une situation spécifique survenant en France ou dans un pays voisin (comme la forte indisponibilité du parc nucléaire belge à partir de novembre 2018) aura des impacts non négligeables sur la sécurité d'approvisionnement. Ce type de facteurs ne peut être restitué que par des études saisonnières, tels les « passages de l'hiver » et « passages de l'été » publiés par RTE chaque année.

Pour l'hiver 2018-2019, l'étude saisonnière révèle ainsi une situation de forte vigilance, combinant des éléments conjoncturels (l'indisponibilité prolongée des centrales nucléaires en Belgique) et structurels (planning nucléaire France défavorable à partir de mi-janvier, information désormais intégrée dans l'analyse du Bilan prévisionnel). Ceci est compatible avec un système électrique dimensionné exactement pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement et faisant face à des aléas conjoncturels défavorables.

L'évolution prévisionnelle de l'équilibre offre-demande ne permet pas d'envisager de fermer de nouveaux moyens avant mi-2020

L'analyse menée dans le « cas de base » et éclairée par les différentes variantes permet de situer les hivers 2018-2019 et 2019-2020 dans la continuité des deux précédents. Dans ces circonstances, la fermeture de centrales pilotables conduirait à ne plus respecter le critère.

Ainsi, **le Bilan prévisionnel ne retient pas de fermeture de centrales au charbon avant mi-2020.**

Si néanmoins certaines centrales venaient à fermer ou à ne pas être en situation de produire, cela ne signifierait pas pour autant que le système électrique serait soumis à un risque de blackout. RTE continuerait en effet d'exploiter le système dans le respect des normes de sûreté. La probabilité d'appel aux moyens post marché serait en revanche plus élevée, et les épisodes de grand froid pourraient se traduire par davantage de coupures ciblées et organisées de manière maîtrisée.

2020-2023 : DE NOUVELLES MARGES DE MANŒUVRE PERMETTANT D'ACCOMPAGNER LA FERMETURE PROGRESSIVE DES CENTRALES AU CHARBON

À compter de 2020, des marges de manœuvre apparaissent et permettent de commencer la fermeture du parc charbon

Le nouveau Bilan prévisionnel confirme le diagnostic d'une évolution favorable de la situation à partir de mi-2020.

Cette amélioration par rapport aux hivers précédents résulte du cumul d'effets positifs, à la fois structurels et conjoncturels : faible nombre de visites décennales programmées en 2020 et aucune ne se terminant à l'entrée de l'hiver, mise en service de deux interconnexions avec l'Italie et la Grande-Bretagne, absence de perspective de déclassement massif de groupes thermiques dans les pays voisins. À cette échéance, plusieurs actions entreprises sur les énergies renouvelables ou les effacements devraient porter leurs fruits.

L'hiver 2020-2021 offre ainsi des marges de manœuvre, du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, pour procéder aux premières fermetures de centrales au charbon.

Cette analyse est confirmée dans la totalité des variantes, y compris les plus structurantes pour 2020-2021 (retard des interconnexions).

La fermeture des moyens de production pilotables doit être progressive

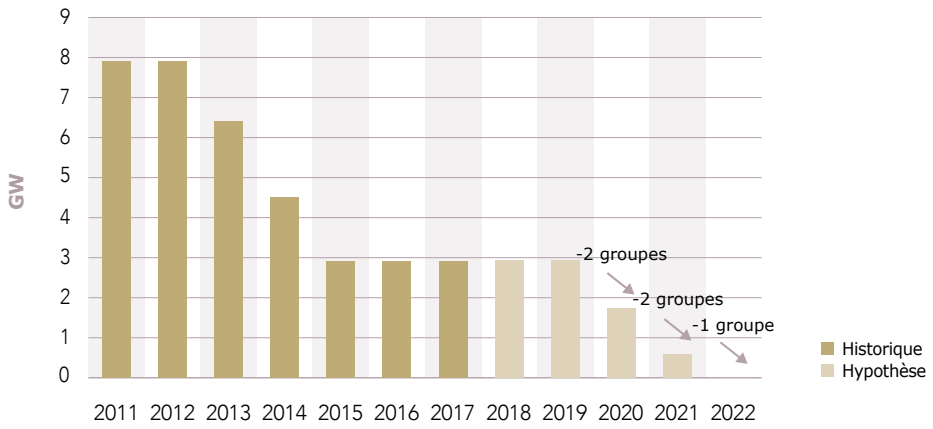
L'analyse pluriannuelle souligne le caractère atypique de l'hiver 2020-2021 au regard des enjeux sur le nucléaire. S'en tenir à cette échéance n'est donc pas suffisant.

À compter de 2021, l'augmentation structurelle du nombre de visites décennales – qui concerneront notamment des quatrièmes visites décennales pour les « premiers réacteurs » de nombreux sites (Dampierre, Gravelines, Blayais, Saint-Laurent) – et leur positionnement (absence totale de marge par rapport au début de l'hiver dans le planning du producteur), conduisent à envisager des hivers plus tendus. Par rapport à l'analyse du Bilan prévisionnel 2017, l'actualisation de 2018 fait ainsi apparaître un point de vigilance sur l'hiver 2022-2023, et dans une moindre mesure sur l'hiver 2021-2022.

Ce point de vigilance pourrait de plus s'accompagner d'évolutions défavorables de la situation électrique dans les pays voisins à compter de 2021, conduisant à modérer la contribution des interconnexions.

Dans ce contexte, le calendrier précis de fermeture des centrales au charbon importe. **La sensibilité des marges du système électrique aux différents paramètres identifiés dans l'étude plaide pour conserver des souplesses dans le calendrier et conduit à privilégier un déclassement progressif.** Ces principes permettraient

Figure 10 Évolution de la capacité installée du parc charbon au 31 décembre



de piloter de manière adaptée l'évolution du mix en intégrant les informations les plus à jour sur les déterminants du système électrique.

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.

Achever la sortie du charbon en 2022 est possible, sous conditions

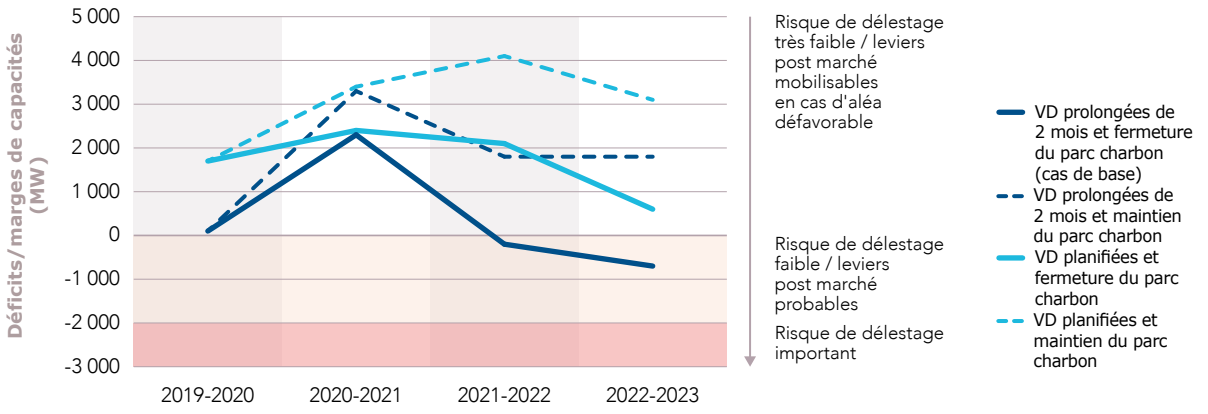
Vu d'aujourd'hui, les évolutions du mix électrique recensées dans le «cas de base» peuvent suffire à compenser la fermeture des centrales au charbon. Il en résulterait, à horizon 2022, une situation en matière de sécurité d'approvisionnement comparable à aujourd'hui, le point d'équilibre précis dépendant au premier ordre de la disponibilité effective du parc nucléaire.

Les différentes variantes étudiées éclairent ce résultat et en définissent le périmètre de validité. Elles montrent qu'il existe un certain nombre de cas de figure dans lesquels le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être dégradé. Elles établissent également qu'il existe des leviers pour améliorer la situation en matière de sécurité d'approvisionnement, mais que ceux-ci sont en nombre limité.

Une conclusion importante du Bilan prévisionnel 2018 est ainsi que la fermeture peut être achevée en 2022, mais que ce diagnostic est associé à des conditions très précises.

Ainsi, la possibilité de fermer les centrales au charbon en conservant le niveau actuel de sécurité d'approvisionnement reste envisageable dans le cas où l'une des conditions du «cas de base» ne serait pas remplie, dès lors que les autres évolutions restent maîtrisées. En revanche, le diagnostic ne tient pas si certaines conjonctions d'aléas défavorables se matérialisent.

Figure 11 Évolution des marges dans un scénario de déclassement progressif du parc charbon



Pour y parvenir, il est nécessaire de poursuivre les inflexions en cours sur les « leviers de la transition énergétique »

Le diagnostic conduit à envisager sous un jour nouveau les inflexions attendues sur les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique ou la « pilotabilité » de la consommation.

En premier lieu, le **développement des énergies renouvelables n'est pas uniquement une question de « verdissement » du mix : il s'agit d'un impératif en matière de sécurité d'approvisionnement.** Il est ainsi *a minima* nécessaire de maintenir la trajectoire médiane sur l'éolien terrestre et d'accentuer le développement du photovoltaïque pour atteindre la trajectoire médiane. Un décrochage significatif, notamment sur l'éolien, compliquerait la fermeture des dernières centrales au charbon d'ici à 2022.

En second lieu, **la maîtrise de la consommation n'est pas une option.** Si la faculté de fermer les centrales au charbon demeure en cas de légère augmentation de la consommation d'électricité lors des pointes, toute action conduisant à maîtriser les pics de puissance confère des marges importantes. Ces actions peuvent être menées de pair avec une politique d'électrification pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, pourvu que le pilotage des nouveaux usages fasse partie des priorités. Enfin, un potentiel de sobriété existe au-delà de ces trajectoires et pourrait être davantage mobilisé.

Enfin, **la fiabilisation du potentiel d'effacement de consommation n'est pas un objectif secondaire.** La France a mis en place un soutien public pour ces capacités qui sont pleinement intégrées au marché et au dimensionnement du parc par l'intermédiaire du mécanisme de capacité : une persistance des performances actuelles poserait un enjeu en matière de sûreté et compromettrait la sortie du charbon.

Des priorités à dégager pour éviter des fermetures concentrées de nombreux moyens pilotables

Hors fermeture du parc charbon, le « cas de base » intègre une stabilité, avec une seule exception concernant le parc de cogénérations au fioul. Celui-ci semble en effet amené à se résorber pour des raisons économiques et environnementales.

Parmi les variantes étudiées, celles qui concernent l'évolution du parc thermique (cycles combinés au gaz, turbines à combustion, cogénérations) ont un impact significatif sur les marges. Le respect des trajectoires du « cas de base » apparaît ainsi nécessaire.

L'analyse permet, sans ambiguïté, de considérer qu'il n'est pas possible d'aller au-delà de ces trajectoires sans mettre en péril la sécurité d'approvisionnement.

Le socle de centrales au gaz en France ne semble pas menacé. L'évolution des prix sur les marchés de gros et la mise en place du mécanisme de capacité assurent un espace économique à ces filières.

Des interrogations existent quant au devenir des installations d'extrême pointe comme les turbines à combustion. Le Bilan prévisionnel 2018 conclut à l'importance de leur maintien en exploitation durant la période de fermeture des centrales au charbon. **Cette priorité ne fait aucun doute sur le plan environnemental (sur une année donnée, les cinq tranches au charbon émettent en moyenne 30 fois plus de CO_2 que toutes les turbines à combustion au fioul).**

Les incertitudes sur le parc nucléaire doivent être levées, tant sur la mise en service de l'EPR que sur la maîtrise industrielle du programme de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans

L'enjeu industriel des quatrièmes visites décennales doit être maîtrisé

Les variantes étudiées sur le parc nucléaire sont les plus significatives pour la sécurité d'approvisionnement en France. Ceci est la simple traduction de la part du nucléaire dans le mix électrique français et de l'enjeu industriel majeur que constitue la prolongation du fonctionnement du parc au-delà de 40 ans.

Concrètement, un allongement de la durée des visites décennales de réacteurs achevant leurs travaux au cours de l'été a un impact limité sur la sécurité d'approvisionnement alors qu'une prolongation d'arrêt d'un réacteur achevant ses travaux au début de l'hiver est plus dimensionnante. C'est donc le planning des visites décennales qui constitue l'élément essentiel de l'analyse de sécurité d'approvisionnement.

L'analyse du « cas de base » montre **qu'un allongement des visites décennales suffit à fragiliser la sécurité d'approvisionnement lors des hivers 2021-2022 et 2022-2023.** Ces années sont en effet marquées par un nombre accru de visites décennales et une concentration plus forte de la fin de ces visites à l'entrée de l'hiver (mois d'octobre - novembre - décembre).

Si le cas d'un allongement « maîtrisé » (deux mois en moyenne) semble autoriser une finalisation du programme de fermeture en 2022, un allongement plus important conduit à des déficits significatifs.

Sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, **c'est à l'issue des premières visites décennales sur le palier générique des réacteurs 900 MW que des enseignements solides pourront être tirés. À cette échéance, l'analyse sera enrichie des ajustements que l'exploitant, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire, aura apporté sur le calendrier et la consistance des quatrièmes visites décennales.**

Ceci pourrait néanmoins soulever une difficulté de calendrier. La première « VD 4 » concernera le

réacteur de Tricastin 1 et se déroulera en 2019. Il est probable que les enseignements tirés sur ce réacteur devront être confirmés sur les « têtes de série sites » suivantes *(a minima* Dampierre 1 et Gravelines 1), dont les visites décennales sont positionnées au second semestre 2021. Dans ce cas de figure, c'est uniquement fin 2021-début 2022 qu'un scénario définitif de déroulé des quatrièmes visites décennales pourrait être stabilisé. Cette échéance pourrait être trop lointaine pour permettre une rétroaction sur le calendrier de fermeture des dernières centrales au charbon.

La transition Fessenheim – Flamanville doit être précisée

Les variantes étudiées sur le calendrier pour les réacteurs de Fessenheim et Flamanville permettent de tirer plusieurs conclusions claires du point de vue de la sécurité d'approvisionnement.

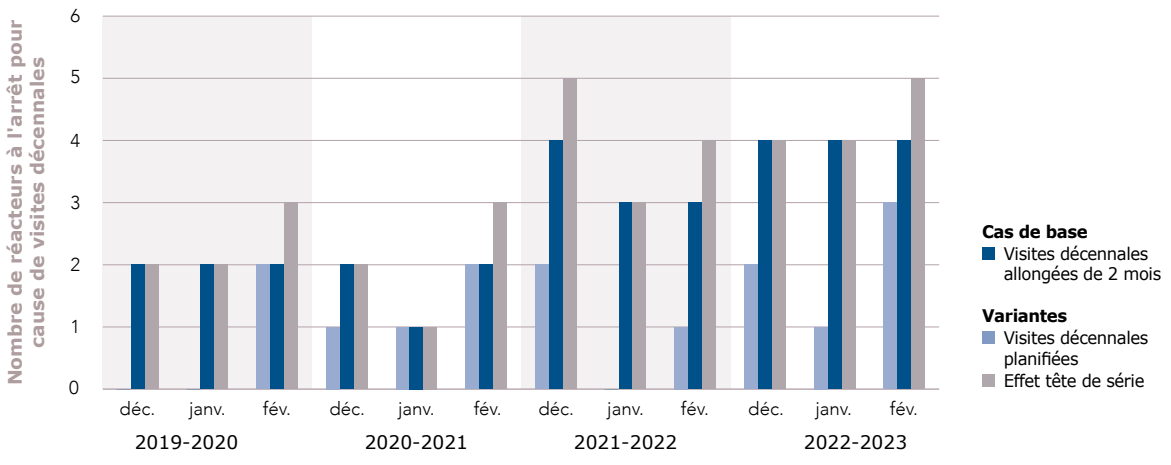
La fermeture de premières centrales au charbon en 2020 est une option solide, qui n'est remise en cause dans aucun des calendriers étudiés pour la mise en service de l'EPR et la fermeture de Fessenheim. À l'échéance 2020, c'est le décalage de la mise en service des interconnexions qui aurait l'impact le plus important.

En revanche, la finalisation de la sortie du charbon nécessite bien que l'EPR soit en situation d'exploitation commerciale, si possible dans une phase de « disponibilité nominale » qui interviendrait plusieurs mois après le démarrage de l'exploitation commerciale du réacteur. **Un scénario de report important de la mise en service de l'EPR compromettrait la fermeture des deux dernières tranches au charbon d'ici 2022.**

L'analyse montre également qu'il existe un espace, réel mais borné, pour une déconnexion entre les **calendriers de Fessenheim et de Flamanville :** la fermeture des réacteurs de Fessenheim doit intervenir au plus tôt en mars 2020, et la production commerciale de l'EPR commencer au plus tard à l'automne 2021. La trajectoire de fermeture des centrales au charbon devrait être adaptée en fonction.

Enfin, **l'analyse souligne l'intérêt d'un calendrier de l'EPR « bien pensé »,** en intégrant le fait que la mise en service d'un nouveau réacteur nucléaire s'accompagne, plusieurs mois après, d'un arrêt long pour procéder à une visite complète. Dans un système sans marge, cet arrêt n'est pas anodin et a une influence sur la sécurité d'approvisionnement s'il est positionné durant un hiver.

Figure 12 Nombre mensuel de visites décennales en hiver



BRETAGNE, PACA :
DES RÉGIONS DONT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT PEUT ÊTRE MAÎTRISÉE

Le Bilan prévisionnel 2017 a formalisé un premier diagnostic sur la fermeture des groupes au charbon au niveau national. Depuis sa publication, de nombreuses demandes ont été adressées à RTE pour compléter le diagnostic par des analyses des situations locales, notamment pour la zone Bretagne. Ces interrogations ont également été remontées dans le cadre de la mission interministérielle constituée fin 2017.

Le Bilan prévisionnel 2018 intègre ainsi une étude spécifique des éventuels risques locaux induits par la fermeture des centrales au charbon.

Une problématique générale pour le quart nord-ouest de la France

La notion d'équilibre offre-demande n'a pas de sens à l'échelle locale : examiner les risques qui pèsent sur une zone spécifique nécessite de vérifier si des contraintes d'acheminement existent (transits supérieurs aux limites techniques, problème de tenue de tension, etc.).

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 durablement 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 l'équilibre 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.**

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 d'alertes ou 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.**

De manière générale, les perspectives d'évolution du parc de production dans la zone et l'évolution du réseau conduisent désormais à replacer la Bretagne dans le contexte plus large du grand quart nord-ouest de la France.

En hiver, l'augmentation de la consommation d'électricité en France peut conduire à des imports

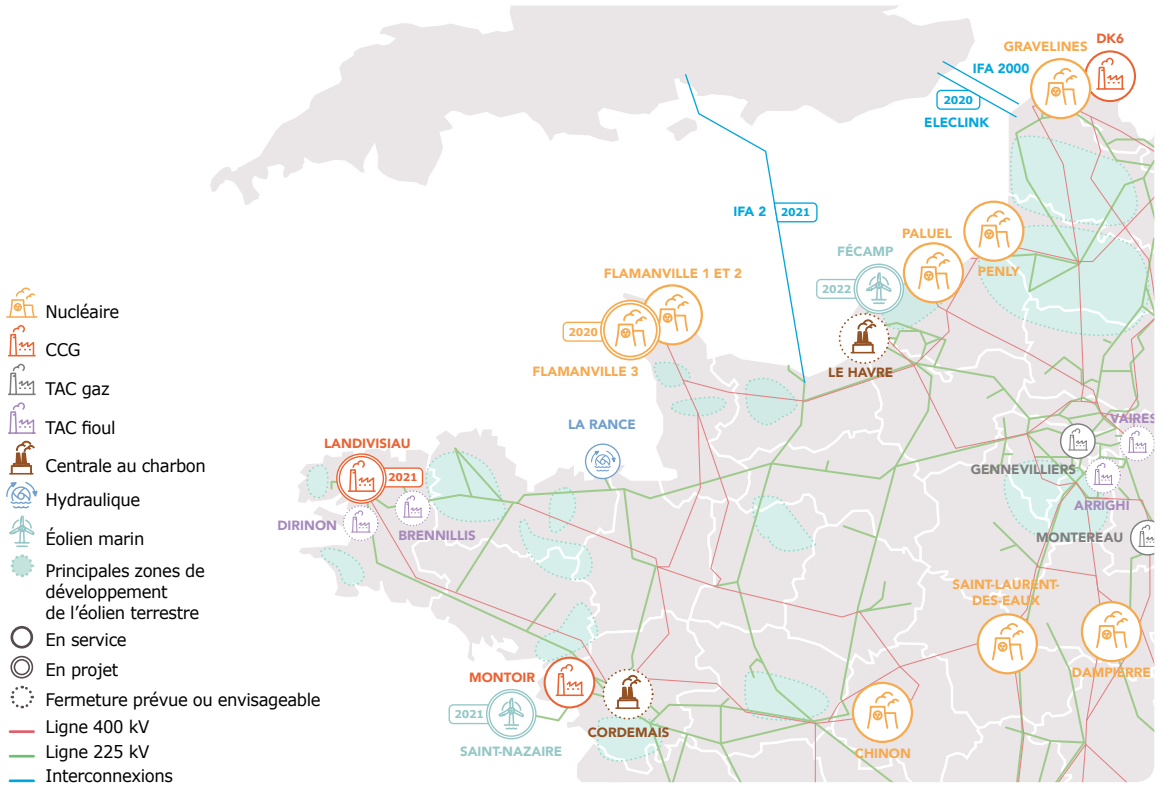
d'électricité significatifs depuis le Royaume-Uni et la Belgique. Les transits d'électricité sont alors orientés vers le Bassin parisien, les Pays de la Loire et la Bretagne, globalement peu dotés en moyens de production. Ce transport longue-distance a pour effet d'entraîner une chute de tension qui peut être marquée si la consommation de cette zone est élevée.

Dans ces situations de tension basse, le système électrique se trouve fragilisé avec un risque (en cas d'aléa) d'écroulement de la tension pouvant se propager aux zones environnantes.

Ce risque est attesté depuis les années 2000, au cours desquelles RTE a mis en place des procédures spécifiques pour le traiter. En période de grand froid et en cas de persistance du risque d'écroulement de tension après sollicitation des leviers disponibles (production et effacements), certaines configurations peuvent nécessiter de recourir aux moyens post marché voire, dans les cas extrêmes, à des coupures ciblées. Ces leviers seraient alors utilisés pour éviter un incident de grande ampleur tout en réduisant au maximum l'impact sur les consommateurs.

Ce risque devrait demeurer globalement étale au cours des prochaines années. En effet, les facteurs positifs (EPR de Flamanville, parc éolien en mer en Bretagne, centrale de Landivisiau, mise en service de l'interconnexion IFA 2) devraient compenser les effets aggravants (déclassement des centrales du Havre et de Cordemais). C'est donc le «phasage» de ces différentes mises en service et fermetures qui importera : une gestion coordonnée du calendrier est nécessaire pour garantir que la transition se passe correctement et ne conduise pas à des «trous» préjudiciables à l'alimentation de la zone considérée.

Figure 13 Moyens de production actuels et envisagés d'ici à fin 2022 dans le Grand Ouest



Les unités de production au charbon de Cordemais peuvent être fermées une fois l'EPR de Flamanville en service, mais pas avant

À court terme, le risque identifié pour la zone Grand Ouest est borné à l'hiver 2018-2019. Il est traité par l'étude saisonnière du « passage de l'hiver ».

Ce risque est de nature conjoncturelle et découle de l'indisponibilité d'un réacteur de Flamanville dès janvier 2019 (visite décennale placée au cœur de l'hiver). Cette situation constitue une bonne illustration des risques mis en avant par RTE dans cette publication et dans les précédentes : le placement de visites décennales pendant les périodes hivernales est contraignant pour la sécurité d'approvisionnement.

À moyen terme, la situation de la zone dépend en premier lieu de la mise en service de l'EPR de Flamanville (1 650 MW), et dans une moindre mesure du démarrage de la centrale de Landivisiau (440 MW) ou des parcs éoliens en mer (500 MW chacun). Les analyses de sensibilité pertinentes pour une prise en compte des risques locaux impliquent donc d'étudier les conséquences de retards sur ces moyens de production, et de mettre en balance la possibilité d'une fermeture anticipée des turbines à combustion bretonnes (Brennilis et Dirinon).

Ces analyses conduisent aux conclusions suivantes.

Dans le « cas de base » (mise en service de l'EPR en 2020 et de Landivisiau en 2021), il n'existe pas de risque spécifique sur la Bretagne et la Normandie en cas de fermeture des centrales au charbon de Cordemais (Nantes) et du Havre. Cette situation est robuste à toutes les trajectoires de consommation, y compris une légère augmentation. Elle demeure valable en cas de retard des parcs d'éoliennes en mer.

En revanche, la fermeture de la centrale de Cordemais entraîne bien un risque spécifique si l'EPR n'est pas en fonctionnement. Dans ce cas, les problématiques de tenue de tension conduisent **à privilégier, dans une optique de sécurité d'alimentation, une cohérence temporelle entre la fermeture de la centrale de Cordemais et le démarrage de la production effective de l'EPR.**

Les turbines à combustion de Bretagne et du Bassin parisien ne peuvent être fermées de manière hâtive

Au-delà de leur contribution à l'équilibre offre-demande national, le maintien des turbines à combustion fonctionnant au fioul constitue un facteur favorable pour la gestion des problématiques de tension basse dans la zone nord-ouest, et participe donc d'une bonne transition vers l'arrêt des groupes fonctionnant au charbon.

Ceci est notamment le cas des installations du Bassin parisien, localisées au cœur de la poche de consommation. En cas d'arrêt portant sur toute ou partie de ces installations, celui-ci devra être suffisamment anticipé pour permettre l'étude et la mise en œuvre de solutions alternatives.

S'agissant des **turbines à combustion bretonnes, l'analyse détaillée montre que leur fermeture ne pourrait intervenir qu'une fois la centrale de Landivisiau définitivement mise en service et sous réserve d'une stabilité de la consommation électrique en Bretagne.**

Il n'existe pas de risque spécifique de sécurité d'approvisionnement en zone PACA

Les analyses de réseau menées sur la zone PACA ne mettent pas en avant de problème d'alimentation locale lié à la fermeture de la centrale au charbon de Provence.

Cette analyse suppose le maintien des cycles combinés au gaz présents dans la zone. Elle est établie dans un contexte de stabilité de la consommation électrique observée depuis une dizaine d'années dans la région, et demeure valable en cas d'augmentation modérée de la consommation électrique.

UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE
DONT LES CONDITIONS D'EXPLOITATION DOIVENT FAIRE L'OBJET D'UNE COMPRÉHENSION PARTAGÉE ET ASSUMÉE

Le respect de la sécurité d'approvisionnement ne signifie pas le « risque zéro »

Le choix d'un critère de sécurité d'approvisionnement revient à déterminer les risques contre lesquels la collectivité souhaite se prémunir. Ce choix ne relève pas de RTE mais des pouvoirs publics.

En France, la sécurité d'approvisionnement en électricité est réputée garantie si la « défaillance » (ensemble des situations de déséquilibre entre l'offre et la demande) est réduite à une durée inférieure à trois heures par an en moyenne. Ce critère admet ainsi qu'un « bon » niveau de sécurité d'approvisionnement ne revient pas à se couvrir contre tous les risques, et que certaines situations peuvent nécessiter le recours :

- dans un premier temps, à des « leviers post marché » comme l'interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet, le recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseaux européens ou encore la réduction de la tension sur les réseaux de distribution ;
- dans un second temps et le cas échéant, à des délestages ciblés et tournants de consommation.

Au cours des dernières années, l'absence d'activation de ces leviers était la conséquence logique d'une situation de surcapacité structurelle, désormais résorbée, et d'une bonne disponibilité conjoncturelle du parc de production et des interconnexions lors de la pointe de février 2012.

Il importe ainsi de rappeler que le diagnostic présenté dans le Bilan prévisionnel ne peut aucunement être assimilé à une garantie d'absence de coupure, et qu'une telle garantie est par essence impossible à donner.

De fait, les épisodes de grand froid demeurent des situations de risque pour le système électrique. Dès aujourd'hui, et même sans fermeture des centrales au charbon, un événement climatique comme la vague de froid de février 2012 ne pourrait être passé sans recours aux moyens post marché voire au délestage.

L'analyse des écarts par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement ne doit pas conduire à un traitement manichéen des enjeux de sécurité d'approvisionnement

Les analyses en matière de sécurité d'approvisionnement sont usuellement exprimées par une durée de défaillance. Depuis plusieurs années, constatant que ce critère est peu compréhensible par le public, RTE présente les résultats sous la forme de « marges par rapport au critère ». Ainsi, un déficit de marge de 1 GW signifie qu'il manque une capacité de production « parfaite » (c'est-à-dire disponible 100 % du temps) de 1 GW pour « revenir » au critère.

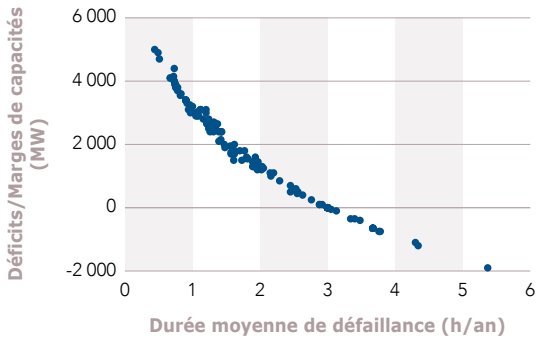
Cette analyse présente l'avantage de manipuler des unités et grandeurs comparables aux moyens de

production ou d'effacement. Néanmoins, elle peut donner lieu à des interprétations superficielles, en conduisant par exemple à créer des distinctions très nettes entre des situations très proches, selon qu'elles conduisent à une légère marge ou au contraire à un faible déficit par rapport au critère.

Plutôt que de considérer ces situations sous un angle prédictif, le Bilan prévisionnel 2018 invite à adopter un autre angle de lecture : **fermer des moyens de production est possible mais implique d'accepter un niveau de risque plus ou moins important selon les configurations.** Parmi les variantes étudiées, quelques cas de figure en nombre réduit caractérisés par un ensemble d'évolutions défavorables (par exemple : un allongement significatif des visites décennales, une fermeture des turbines à combustion et une fermeture accélérée des parc thermiques dans les États voisins), conduisent à des situations fortement dégradées par rapport au niveau de sécurité d'approvisionnement indiqué dans la réglementation. Des combinaisons d'aléas négatifs (vague de froid, faible disponibilité conjoncturelle des moyens de production, etc.) peuvent également se solder par des durées de défaillance importantes.

A contrario, certains leviers s'avèrent efficaces pour la sécurité d'approvisionnement. C'est notamment le cas de ceux qui concernent la consommation,

Figure 14 Relation entre durée de défaillance et marges de capacités



tout particulièrement en périodes de pointe. **Les politiques publiques qui y concourent, ou les actions de sobriété conduisant, par une modération de la consommation, à réduire la pointe, doivent donc être retenues comme des leviers très efficaces pour élargir le spectre des choix collectifs sur le mix électrique.**

L'analyse doit donc être restituée avec l'ensemble de ses variantes et préconisations pour éviter toute analyse manichéenne des conséquences des choix publics sur la sécurité d'approvisionnement.

Dédramatiser l'utilisation des leviers « post marché » permet de dégager des marges de manœuvre

Caractériser la sécurité d'approvisionnement par un seul indicateur (la durée de défaillance) est une méthode fruste. Cette représentation ne dit rien de l'ampleur (profondeur - criticité - durée) des situations de défaillance alors rencontrées. Depuis 2017, RTE présente d'autres indicateurs pour accéder à une compréhension plus large des enjeux sur la sécurité d'approvisionnement.

Cette analyse détaillée confirme que les situations tendues pourraient pour l'essentiel être gérées par le recours à des « leviers post marché » qui n'occasionnent aucune conséquence visible pour le citoyen. Pour cela, les analyses présentées dans l'étude précisent désormais une « zone grise » au sein de laquelle l'activation de ces leviers deviendrait plus fréquente, sans que les étapes ultimes (délestages ciblés) ne soient pour autant généralisées.

In fine, **la faculté de fermer les centrales au charbon en France repose donc sur l'acceptation collective de ces « leviers post marché » et sur la banalisation de leur utilisation.**

Ces moyens ainsi que le délestage ciblé ne doivent pas être assimilés à des blackouts généralisés. Ils constituent la traduction directe du critère réglementaire en vigueur en France.

Les technologies du numérique offrent des pistes nouvelles pour améliorer le pilotage de la pointe électrique

Le dimensionnement du système électrique en sécurité d'approvisionnement de la France dépend largement de la pointe de consommation.

L'évolution de la pointe électrique, sous l'effet notamment de transferts d'usages vers l'électricité, ne constitue pas un problème en soi et trouve une justification sous l'angle climatique, puisque l'électricité utilisée est en grande majorité décarbonée. Il importe donc de ne pas la diaboliser, et de lutter contre certaines idées reçues, notamment le fait qu'elle occasionnerait des émissions de CO_2 importantes : en réalité, l'appel à des moyens thermiques pour passer les pointes ne concerne que des durées limitées et conduit à des volumes d'émissions faibles au regard des émissions totales du mix énergétique.

Néanmoins, elle emporte comme corollaire la nécessité de penser le dimensionnement du parc par rapport à des évènements climatiques peu fréquents. Là encore, ceci n'est pas problématique tant qu'un bon équilibre est trouvé entre l'intérêt de disposer de moyens pour garantir l'alimentation lors de ces évènements et le coût de ces moyens : c'est à cet arbitrage que renvoie le critère utilisé en France.

Dans ce contexte, toute action participant à la maîtrise ou à la réduction de la pointe (actions d'efficacité énergétique ou actions spécifiques sur le pilotage de la consommation à la pointe) dégage, proportionnellement, des marges très importantes au niveau du secteur électrique. Les variantes sur la consommation d'électricité ou les effacements de consommation, présentées dans le Bilan prévisionnel 2018, en attestent.

Au cours des prochaines années, la diversification des usages de l'électricité offre des opportunités pour penser la pointe électrique autrement que comme une fatalité, en travaillant sur la sélection des usages prioritaires (chauffage, électricité spécifique, industrie non pilotable). Les technologies du numérique peuvent offrir de nouvelles possibilités de pilotage de la consommation, soit au niveau du site par l'intermédiaire des compteurs communicants en cours de déploiement généralisé, soit au niveau des usages par l'intermédiaire de toutes les technologies de l'aval compteur.

Si le déploiement de dispositifs de modulation de la consommation d'électricité par des acteurs de marché a permis de faciliter la participation de l'effacement à l'ensemble des mécanismes de marché de l'électricité, le développement du pilotage de la pointe pourrait également améliorer l'efficience des moyens « post marché ». La mise en œuvre par les gestionnaires de réseau de tels dispositifs collectifs visant à optimiser la gestion des pénuries à une vaste échelle relève des pouvoirs publics.

À l'heure actuelle, les moyens « post marché » permettent déjà de cibler les coupures au niveau de certains sites (industriels interruptibles) ou de certaines « poches » de consommation. Néanmoins, le dispositif de délestage, qui a dans l'ensemble été pensé dans les années 1980-1990, pourrait faire l'objet de réflexions importantes sur son évolution et être amélioré pour cibler plus précisément certains usages.

À titre d'exemple, dans la vie de tous les jours, certains usages prioritaires (signalisation routière, alimentation des transports en commun) cohabitent avec d'autres qui ne le sont pas (écrans de publicité, éclairage d'immeubles non occupés, etc.), et il n'existe que peu de possibilité de moduler les usages non prioritaires en situation de tension.

Ce type d'action sur la pointe offrirait des marges de manœuvre significatives pour le pilotage du mix, en relâchant la contrainte sur la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Il serait également utile dans la perspective d'une augmentation significative de la part d'énergies renouvelables variables dans le mix, en rassurant la population sur ses conséquences.

Sur l'ensemble des sujets traités dans cette partie, RTE se tient à disposition des pouvoirs publics pour amorcer la réflexion en lien avec l'ensemble des parties prenantes concernées.

Le réseau
de transport
d'électricité

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

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.