Bilan prévisionnel

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

ÉDITION 2018

CAHIER DE VARIANTES

SOMMAIRE

Cas de base
04

Énergies renouvelables terrestres
06

Éolien en mer
08

Fermeture de Fessenheim et mise en service de l'EPR
10

Durée des visites décennales
14

Parc thermique – cycles combinés au gaz et turbines à combustion
16

Cogénérations et groupes thermiques de faible puissance unitaire
18

Effacements
20

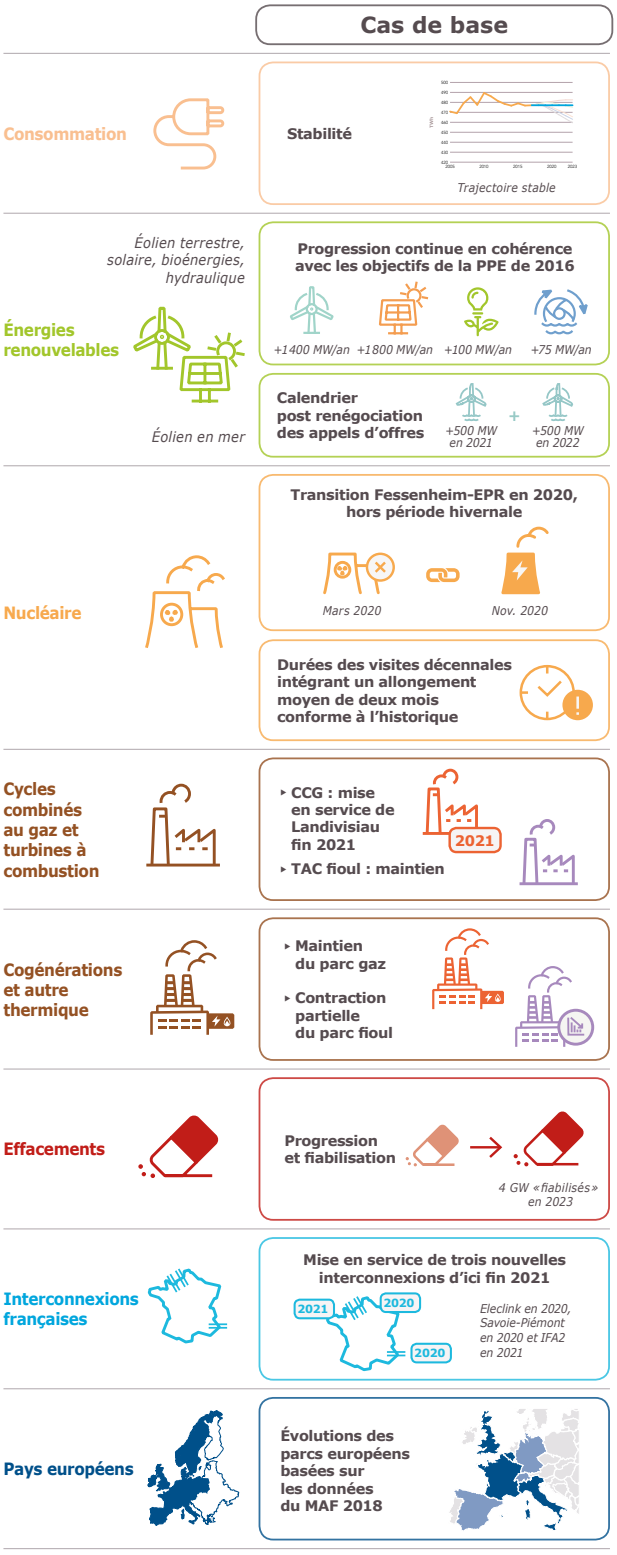
Interconnexions françaises
22

Consommation
24

Parcs de production des pays voisins
27

« CAS DE BASE »

Un cadre de référence intégrant les inflexions par rapport à la tendance mais qui semble raisonnablement atteignable



Enjeux

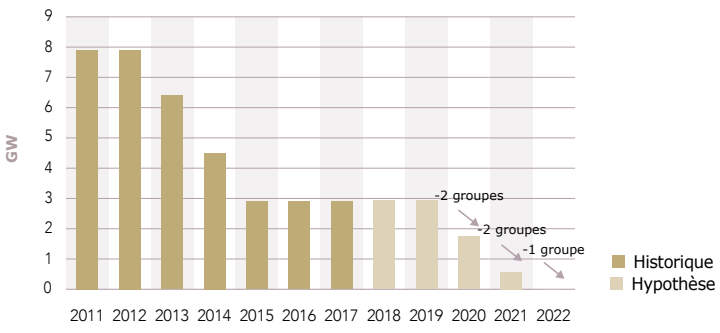
L'analyse de sécurité d'approvisionnement à moyen terme menée dans le Bilan prévisionnel repose sur **un ensemble d'hypothèses d'évolution du mix énergétique regroupées dans un « cas de base ».**

Le « cas de base » 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 fermeture du parc thermique au charbon a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici à 2022 et est intégrée au « cas de base ». Aucun calendrier précis n'a à ce jour été fixé par les exploitants ou les pouvoirs publics : pour mener l'analyse de sécurité d'approvisionnement, le Bilan prévisionnel retient une hypothèse de fermeture graduelle, consistant à fermer deux tranches mi-2020, deux en 2021, et une en 2022.

Étant donné les incertitudes portant sur l'évolution de certains de ces paramètres, l'étude de la sécurité d'approvisionnement à moyen terme ne peut se résumer aux résultats obtenus sur le « cas de base ». L'analyse du « cas de base » est donc complétée par un grand nombre de variantes, qui sont dans l'essentiel restituées sous forme de fiches dans ce document.

Évolution de la capacité installée du parc charbon en France au 31 décembre



Résultats et impact sur le diagnostic

Le système électrique est désormais dimensionné selon le critère de sécurité d'approvisionnement (trois heures de défaillance par an en espérance). Les surcapacités historiques ont désormais été entièrement résorbées avec la fermeture de nombreuses installations thermiques au cours des dernières années.

L'évolution prévisionnelle de l'équilibre offre-demande ne permet pas d'envisager la fermeture de nouveaux moyens avant mi-2020. L'analyse menée dans le «cas de base» permet de situer les hivers 2018-2019 et 2019-2020 dans la continuité des deux précédents. Dans ces circonstances, la fermeture de centrales thermiques conduirait à ne plus respecter le critère.

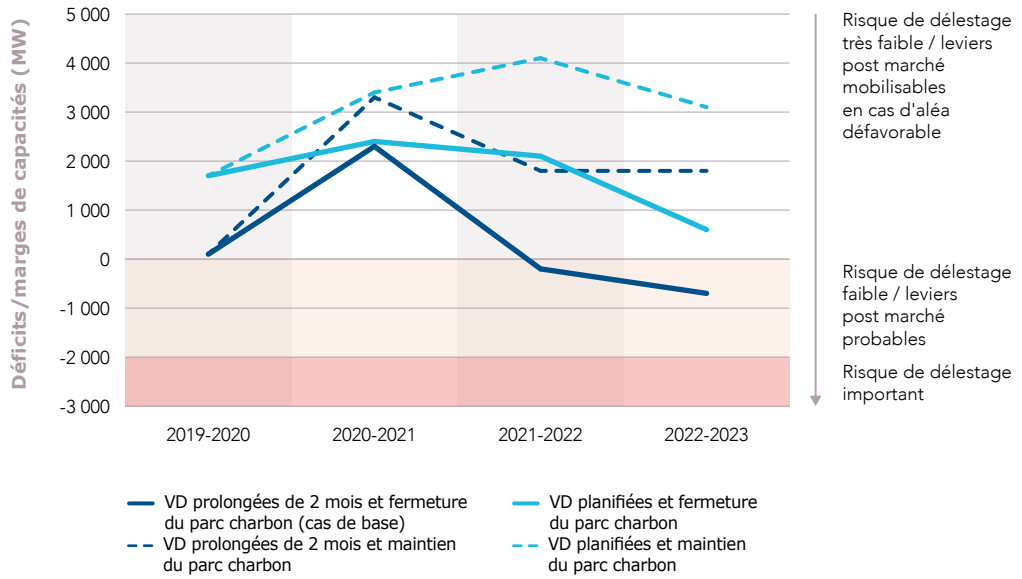
À compter de 2020, des marges de manœuvre apparaissent et permettent de commencer la fermeture du parc charbon. Cette amélioration résulte du cumul d'effets positifs, à la fois structurels et conjoncturels : faible nombre de visites décennales programmées en 2020 et aucune ne se terminant à l'entrée de l'hiver, mise en service de trois interconnexions avec l'Italie et la Grande-Bretagne, absence de perspective de déclassements massifs de groupes thermiques dans les pays voisins. À cette échéance, plusieurs actions entreprises sur les énergies renouvelables ou les effacements devraient alors porter leurs fruits.

Le diagnostic sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement sur la période 2020-2023 confirme la nécessité de prévoir une fermeture progressive des capacités thermiques existantes.

Il met enfin en avant la possibilité de fermer les dernières centrales au charbon à horizon 2022 en retrouvant un niveau de sécurité d'approvisionnement proche de celui d'aujourd'hui. Cette conclusion est associée à des conditions très précises, listées dans ce document.

Cette analyse souligne l'intérêt d'un pilotage régulier de l'évolution du mix, permettant d'intégrer les informations les plus à jour sur les différents déterminants de la sécurité d'alimentation.

Évolution des marges



VARIANTE « ÉNERGIES RENOUVELABLES TERRESTRES »

Le déploiement soutenu des énergies renouvelables terrestres contribue positivement à la sécurité d'approvisionnement

Enjeux

Le parc de production d'électricité d'origine renouvelable a connu une progression continue au cours des dernières années.

L'accélération du développement des énergies renouvelables constitue un objectif du Gouvernement et de nombreuses mesures ont été prévues à cet effet depuis la PPE de 2016 (cadencement des appels d'offres et augmentation des volumes alloués, Plan de libération des énergies renouvelables, etc.).

À ce jour, l'inflexion sur le rythme de mise en service des énergies renouvelables terrestres reste toutefois progressive.

En 2017, le développement du photovoltaïque est resté dans la tendance des années passées, et inférieur au rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs de la PPE de 2016.

S'agissant de l'éolien terrestre, son développement s'est accéléré en 2017 et a dépassé le rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs de la PPE de 2016 sans pour autant atteindre la trajectoire haute. De plus, certaines incertitudes réglementaires (par exemple, celles apparues sur la compétence de l'Autorité environnementale pour l'instruction des projets éoliens) ont une influence sur la trajectoire prévisible pour les années 2020-2022.

Les hypothèses retenues dans le « cas de base » reposent sur une progression des capacités de production renouvelable terrestre permettant d'atteindre les objectifs de la PPE de 2016 pour l'horizon 2023 (trajectoire médiane, ou « rythme PPE »). Ces trajectoires impliquent une accélération du rythme de développement du photovoltaïque et un maintien du rythme actuel pour l'éolien terrestre malgré les incertitudes réglementaires.

Des variantes portant sur des rythmes plus ou moins ambitieux complètent l'analyse.

	Éolien terrestre	**Solaire**	**Bioénergies**	**Hydraulique**
Cas de base **Rythme PPE**	**+ 1 400 MW/an**	**+ 1 800 MW/an**	**+ 100 MW/an**	**+ 75 MW/an**
Rythme de développement plus faible **Rythme tendanciel**	**+ 1 200 MW/an**	**+ 900 MW/an**	**+ 50 MW/an**	**+ 30 MW/an**
Rythme de développement plus ambitieux **Rythme PPE haut**	**+ 2 100 MW/an**	**+ 2 200 MW/an**	**+ 160 MW/an**	**+ 125 MW/an**

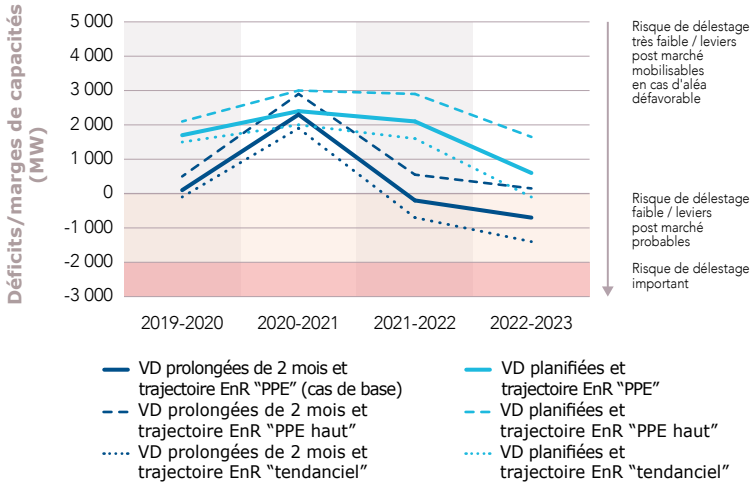
Résultats et impact sur le diagnostic

Compte tenu de tous les enjeux concernant le parc thermique et nucléaire au cours des prochaines années, le développement rapide des énergies renouvelables électrique n'importe pas seulement au titre de la diversification du mix électrique : il s'agit d'un impératif en matière de sécurité d'approvisionnement.

Un faible développement des énergies renouvelables (rythme tendanciel) fragilise la sécurité d'approvisionnement en fin d'horizon, une fois les centrales au charbon fermées.

Au contraire, une accélération par rapport au «cas de base» permet d'augmenter les marges de manœuvre pour l'évolution du parc de production en France.

Évolution des marges



Leviers

1 Poursuivre l'effort sur le développement des énergies renouvelables pour achever l'inflexion des trajectoires

L'analyse du Bilan prévisionnel montre l'importance d'un respect de la trajectoire médiane au cours des prochaines années. S'agissant du photovoltaïque, elle nécessite une inflexion pour atteindre le plus rapidement la trajectoire «rythme PPE». Toute surperformance par rapport à ces trajectoires aura des répercussions positives sur la sécurité d'approvisionnement.

2 Mettre en œuvre les mesures de simplification et d'accélération identifiées ou en cours de discussion

Les mesures de simplification identifiées dans le cadre des groupes de travail menés par le Gouvernement sont indispensables à l'accélération des mises en service. Dans le cadre des travaux engagés sur le futur schéma décennal de développement du réseau en concertation avec toutes les parties prenantes, RTE fera début 2019 des propositions permettant d'anticiper certaines étapes réglementaires ou certains travaux. Pour viser à terme un large développement des énergies renouvelables et garantir leur accueil sur le réseau, ce type de démarche apparaît désormais indispensable.

3 Réduire les risques réglementaires

Au cours des travaux d'élaboration du Bilan prévisionnel, plusieurs sources d'incertitude sur l'évolution du cadre réglementaire ont été soulevées (par exemple, risque d'absence d'autorisation environnementale pour les projets éoliens terrestres). Ces facteurs sont susceptibles de venir contrebalancer le bénéfice des mesures de simplification adoptées par ailleurs. La réduction de ces incertitudes, et de manière générale la simplification du cadre réglementaire, aurait pour effet d'entraîner un impact positif sur les rythmes effectifs de mise en service.

VARIANTE « ÉOLIEN EN MER »

La tenue du calendrier post renégociation constitue un facteur positif dans la conduite de la transition énergétique

Enjeux

Le développement de la filière éolienne en mer en France a longtemps été marqué par un contexte de forte incertitude. Malgré le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013, les premiers projets de parc éolien en mer ont connu des retards, liés à de nombreux recours et la lenteur des procédures administratives.

Au cours des derniers mois, les lois « hydrocarbures » et « ESSOC » ont permis de clarifier et de simplifier le cadre réglementaire et juridique, notamment avec la mise en place du permis-enveloppe et la responsabilité du raccordement confiée à RTE. Ce nouveau cadre s'appliquera aux futurs appels d'offres.

En parallèle, la renégociation des contrats entre l'État et les lauréats a abouti, et a permis de confirmer la construction des premiers parcs éoliens en mer prévus par les appels d'offres n° 1 et 2.

La filière semble désormais être en ordre de marche pour la réalisation de ces parcs à moyen terme.

Le « cas de base » de l'étude s'appuie ainsi sur le calendrier publié en juin 2018 par le Gouvernement suite à la renégociation. Il prévoit la mise en service d'un premier parc en 2021 (Saint-Nazaire) et d'un second en 2022 (Fécamp).

Une variante supposant un report de la mise en service de ces deux parcs au-delà de 2022 est également explorée.

Cas de base
Calendrier post renégociation des appels d'offres

500 MW en 2021 + **500 MW en 2022**

Mises en service retardées hors horizon d'étude

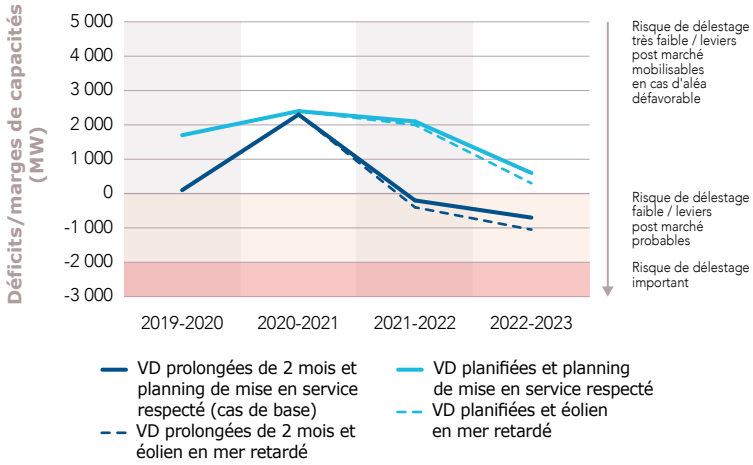
Aucune mise en service

Résultats et impact sur le diagnostic

Un retard supplémentaire des premiers parcs éoliens en mer ne remet pas en cause la possibilité de fermer les centrales au charbon à horizon 2022.

Cependant, la tenue du calendrier de mise en service facilite la fermeture des centrales au charbon. En particulier, le raccordement du parc éolien de Saint-Nazaire constitue un levier supplémentaire pour le maintien de la tension en Bretagne et apparaît d'autant plus utile dans le cadre de la fermeture de la centrale de Cordemais.

Évolution des marges



Leviers

1 Tenir le calendrier de mise en service des parcs éoliens en mer

La tenue du calendrier post renégociation constitue un facteur positif pour accompagner la fermeture des centrales au charbon, notamment avec la mise en service du parc éolien de Saint-Nazaire situé dans la même zone que la centrale de Cordemais.

À terme, le développement de la filière doit permettre d'atteindre des volumes d'énergie et de puissance plus importants (3 à 3,5 GW doivent être déployés d'ici 2025). La contribution de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement sera alors significative, l'éolien en mer bénéficiant d'un facteur de charge plus élevé et plus stable que les énergies renouvelables terrestres.

2 Planifier le développement des parcs en mer de manière concomitante avec celui du réseau terrestre

L'éolien en mer pose des questions spécifiques en matière de raccordement et de développement du réseau. Le futur schéma de développement du réseau, actuellement en cours d'élaboration par RTE, en concertation avec les parties prenantes, traitera de cette question. Il proposera des principes d'aménagement pour mieux exploiter les synergies entre le réseau à terre et le réseau de raccordement des éoliennes en mer, et ainsi contribuer à la mise en service rapide des parcs.

VARIANTE « FERMETURE DE FESSENHEIM ET MISE EN SERVICE DE L'EPR »

La clarification du calendrier de mise en service de l'EPR de Flamanville et de la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim est nécessaire

Enjeux

Au cours des dernières années, la mise en service de l'EPR de Flamanville a été plusieurs fois repoussée. À ce jour, des incertitudes persistent sur l'horizon de mise en service de ce réacteur, qui fait l'objet de vérifications et d'essais complémentaires sous le contrôle de l'ASN.

Cette incertitude concerne également la date de fermeture des deux réacteurs de Fessenheim. Alors qu'avait prévalu l'hypothèse d'une corrélation entre la mise en service de l'EPR de Flamanville et l'arrêt de la centrale de Fessenheim, d'autres possibilités sont désormais envisagées.

À l'été 2018, l'exploitant a annoncé envisager un arrêt de la centrale de Fessenheim en novembre 2019, concomitant au début de chargement de combustible de l'EPR, soit une transition sur la période hivernale 2019-2020.

Début octobre, le ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé qu'il n'existait pas de certitude sur la date de mise en service de l'EPR et que la fermeture de la centrale de Fessenheim serait dans tous les cas réalisée intégralement avant 2022, envisageant ainsi une possible décorrélation entre les deux opérations.

L'exploitant a par la suite confirmé ne pas souhaiter prolonger l'exploitation des deux réacteurs de Fessenheim au-delà de l'échéance fixée pour leur quatrième réexamen périodique de sûreté. Celui-ci était programmé en 2020 pour Fessenheim 1, et en 2022 pour Fessenheim 2.

À ce jour, il n'existe donc pas de consensus sur le calendrier effectif de mise en service de l'EPR et de fermeture de Fessenheim.

L'analyse menée dans le Bilan prévisionnel explore plusieurs calendriers possibles sur la transition Fessenheim-Flamanville, afin d'évaluer l'impact sur la sécurité d'approvisionnement à moyen terme.

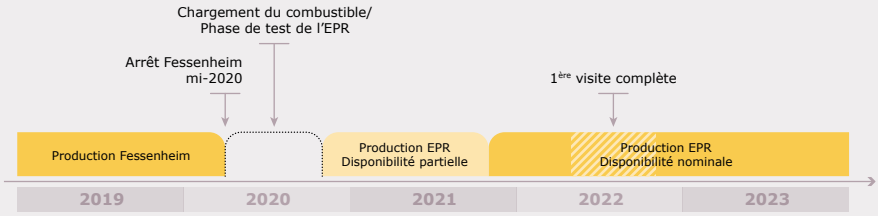
Le « cas de base » et les différentes variantes s'appuient sur les principes suivants :

- la non-prolongation des deux réacteurs de Fessenheim au-delà de la date limite de quatrième réexamen décennal (soit 2020 pour le réacteur n° 1 et 2022 pour le réacteur n° 2) ;
- l'obligation d'avoir fermé les deux réacteurs de Fessenheim au moment du chargement du combustible de l'EPR, conformément au plafond sur la capacité nucléaire totale inscrit dans la loi de transition énergétique ;
- l'existence d'une période de disponibilité partielle de l'EPR dans les premiers mois de fonctionnement, liée à la phase de chargement de combustible et de tests ;
- une transition privilégiée sur la période estivale (sauf dans la variante basée sur les annonces du producteur).

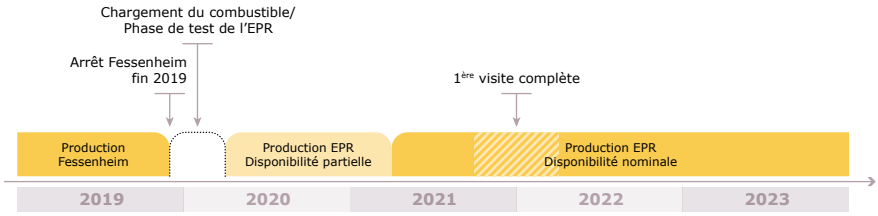
Le « cas de base » retient une hypothèse de chargement du combustible pour l'EPR au printemps 2020, concomitant à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim.

D'autres calendriers possibles, basés sur une mise en service de l'EPR anticipée ou retardée par rapport au « cas de base », ont également été testés.

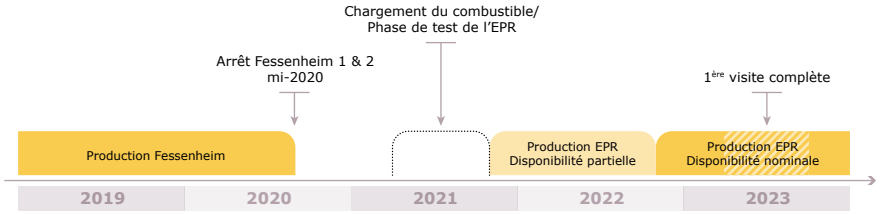
Cas de base
Une transition EPR-Fessenheim après l'hiver 2019-2020



Transition EPR-Fessenheim sur la période hivernale 2019-2020

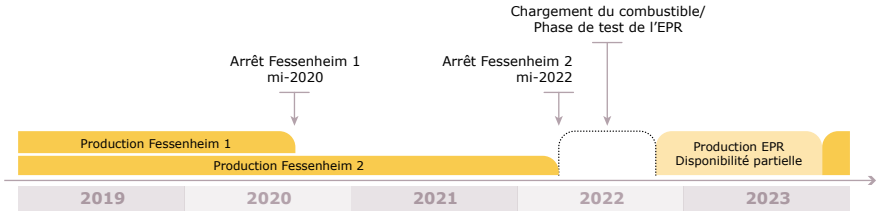


Mise en service de l'EPR retardée à 2021



Les deux réacteurs de Fessenheim sont considérés comme fermés à la date limite de réexamen du réacteur n°1 (août 2020)

Mise en service de l'EPR retardée à 2022



Les deux réacteurs de Fessenheim sont considérés comme fermés à leur date limite de réexamen (août 2020 pour le réacteur n°1 et mars 2022 pour le réacteur n°2)

Résultats et impact sur le diagnostic

Le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement sur tout l'horizon d'étude est facilité si trois conditions cumulatives sont remplies : (i) la faculté de corréler la fin de l'exploitation de Fessenheim avec la mise en service de l'EPR, (ii) la possibilité de procéder à cette transition en dehors d'une période hivernale et (iii) la faculté de cantonner la période de chargement du combustible et de tests à la période estivale.

En revanche, un calendrier de transition centré sur l'hiver 2019-2020, considérant un arrêt des réacteurs des Fessenheim au début de l'hiver, fragilise significativement la sécurité d'approvisionnement à cet horizon.

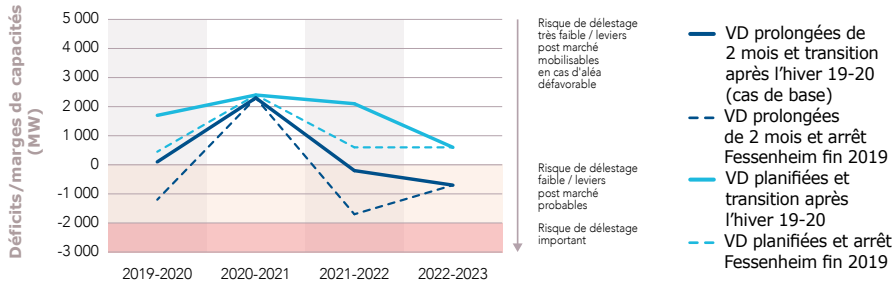
Un tel calendrier pourrait également entraîner un arrêt long de l'EPR sur l'hiver 2021-2022 dans le cadre de la visite complète n°1, conduisant alors à une dégradation de la sécurité d'approvisionnement sur cet hiver.

Enfin, dans le cas d'un nouveau report de la mise en service de l'EPR au-delà de l'année 2020, le déficit de capacité sur les deux derniers hivers étudiés tendrait à se creuser. Il conviendrait alors de pouvoir ajuster la trajectoire de fermeture des dernières centrales au charbon.

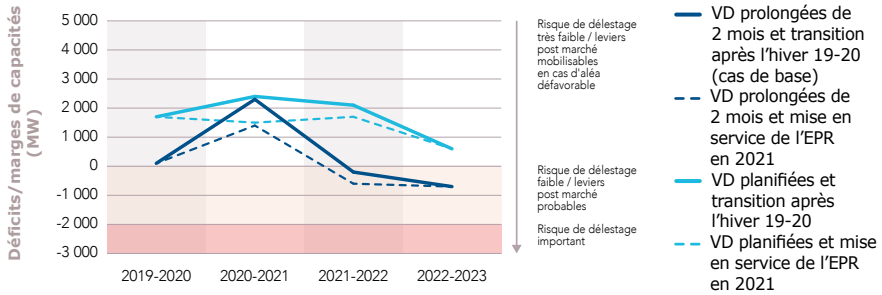
L'analyse des problématiques de réglage de tension renforce cette dernière conclusion et suggère de privilégier une fermeture de la centrale de Cordemais une fois l'EPR mis en service.

Évolution des marges

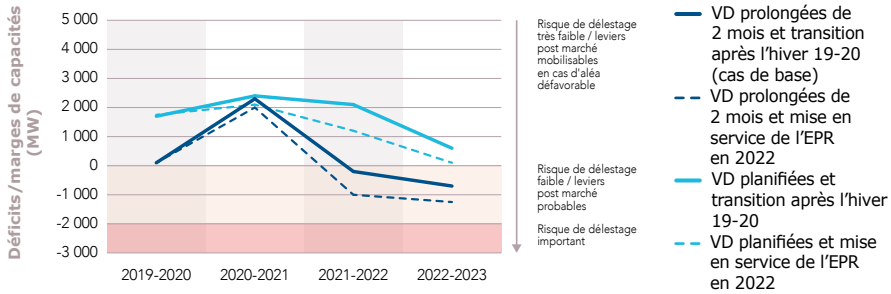
Transition EPR-Fessenheim sur la période hivernale 2019-2020



Mise en service de l'EPR retardée à 2021



Mise en service de l'EPR retardée à 2022



Leviers

1 En cas de mise en service de l'EPR d'ici à 2020, veiller à assurer une continuité entre la fermeture de Fessenheim et la montée en puissance de l'EPR

D'ici à 2020, le système électrique est dépourvu de marges. Il est donc nécessaire d'éviter un « trou » entre la fin de l'exploitation de Fessenheim et le début de celle de l'EPR de Flamanville.

Cela nécessite de clarifier les conditions et délais précis associés à la transition (délais entre la fermeture de Fessenheim et le chargement du combustible de l'EPR ou possibilité d'avoir un recouvrement), au regard du plafond sur la capacité nucléaire institué par la loi de transition énergétique.

2 Réaliser si possible la transition Fessenheim/ Flamanville hors des périodes hivernales

Le cas de base (arrêt des centrales de Fessenheim début 2020, démarrage effectif de Flamanville dans la foulée) constitue la meilleure des situations étudiées pour la sécurité d'approvisionnement. Ceci découle notamment du fait que tout éventuel « trou » de production est alors positionné hors d'une période hivernale.

3 En cas de mise en service de l'EPR postérieure à 2020, privilégier le déclassement de la centrale de Cordemais une fois l'EPR en situation de fonctionner

Au-delà de 2020, les hypothèses du Bilan prévisionnel écartent toute possibilité de simultanéité possible. Le réacteur n°1 de la centrale de Fessenheim doit en effet, dans tous les cas, être fermé avant septembre 2020 (date limite de son 4e réexamen décennal).

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, la trajectoire de fermeture des centrales au charbon doit alors être adaptée en fonction. Plus précisément, il apparaît alors opportun de ne fermer les deux dernières tranches au charbon qu'une fois l'EPR en fonctionnement. Cela permet de conserver des marges de manœuvre tant sur le plan de l'équilibre offre-demande national que pour le maintien de la tension sur le quart nord-ouest de la France.

VARIANTE « DURÉE DES VISITES DÉCENNALES »

La maîtrise du calendrier et de la durée des visites décennales des réacteurs nucléaires est un élément déterminant pour la sécurité d'approvisionnement

Enjeux

Sur l'horizon d'étude, une trentaine de réacteurs nucléaires sont concernés par une visite décennale dont la moitié par leur quatrième visite décennale (« VD4 »), en vue d'une prolongation de leur durée de vie au-delà de 40 ans.

Ces visites décennales s'inscrivent dans un référentiel de sûreté renforcé et, interviendront, pour les premières, avant que l'ASN ne rende son avis générique sur la prolongation pour les réacteurs du palier 900 MW. Les durées d'arrêt effectif des réacteurs concernés sont donc soumises à incertitude.

L'analyse de l'historique montre une tendance à l'allongement de la durée des visites décennales par rapport au planning initial (deux mois en moyenne sur les dernières années). Le retour d'expérience révèle également une forte variabilité selon les réacteurs : pour certains, la durée effective des arrêts est très proche de la durée initialement programmée, tandis que pour d'autres, certains aléas conduisent à en prolonger l'arrêt de plusieurs mois. L'impact de ces visites décennales (positionnement et durée) sur l'évolution de la sécurité d'approvisionnement constitue une nouveauté du Bilan prévisionnel 2018.

Le « cas de base » est construit à partir du calendrier actuel des visites décennales transmis par l'exploitant, en considérant des durées augmentées de deux mois en cohérence avec l'allongement moyen constaté au cours des dernières années.

Pour traiter des incertitudes sur la durée des prochaines visites décennales, deux variantes supplémentaires ont été testées :

- une première variante, basée sur les durées planifiées par l'exploitant, afin d'évaluer les marges de manœuvre dégagées par une maîtrise stricte du planning de visites. Ce cas de figure est systématiquement présenté, avec le cas de base, dans les résultats du Bilan prévisionnel 2018 ;
- une seconde variante dite « effet têtes de séries sites » qui vise à prendre en compte un risque renforcé de dépassement des durées d'arrêt pour les premières VD4 de chaque site (pour le palier 900 MW) ainsi, dans une moindre mesure, que pour les premières VD2 de chaque site (palier 1 450 MW).

		Tête de série des sites soumis à VD4 (palier 900 MW)	Tête de série des sites soumis à VD2 (palier 1 450 MW)	Autres réacteurs
Cas de base **Durées calées sur l'historique**		Durées des visites décennales intégrant un allongement moyen de deux mois conforme à l'historique		
Durées planifiées		Durées des visites décennales conformes au calendrier actuel		
Durées intégrant l'effet tête de série		Visites décennales longues intégrant un arrêt prolongé pour les « têtes de série » de chaque site		
		+ 4 mois	**+ 3mois**	**+ 2 mois**

Résultats et impact sur le diagnostic

L'influence d'une prolongation de la durée des visites décennales varie fortement selon les années.

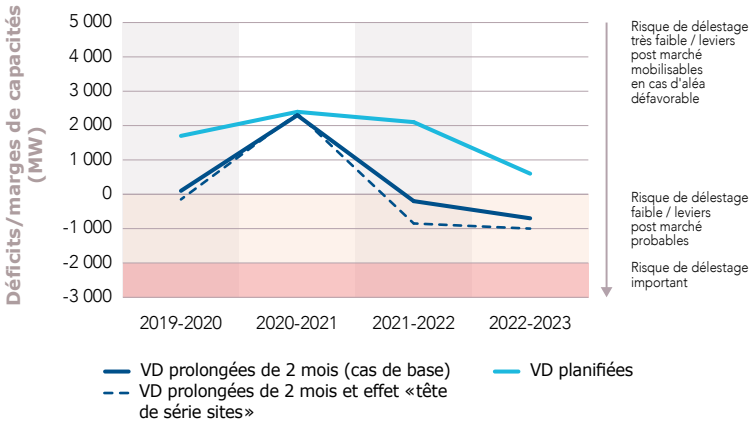
Ainsi, sur l'année 2020, elle entraîne un risque limité sur la sécurité d'approvisionnement, compte tenu du faible nombre de visites décennales planifiées et de l'absence de visite se terminant à l'entrée de l'hiver 2020-2021.

Les dernières années de l'horizon d'étude (2021-2023) sont à l'inverse caractérisées par un grand nombre de visites décennales, dont un certain nombre se terminant au début de l'hiver. Dans cette situation, l'hypothèse d'une prolongation de deux mois des arrêts pour réexamen décennal a un effet sur les marges de capacité pouvant atteindre plusieurs gigawatts.

Si l'hypothèse de prolongation systématique de deux mois ne remet pas en cause la possibilité de fermer les dernières centrales au charbon, elle fragilise la sécurité d'approvisionnement en fin d'horizon.

Enfin, l'analyse confirme qu'une prolongation supplémentaire pour les visites des « têtes de série sites » conduit encore à dégrader la sécurité d'approvisionnement. Cet effet supplémentaire demeure toutefois modéré, étant donné le placement de certaines visites décennales et le fait qu'un dépassement de deux mois suffit à occasionner des indisponibilités simultanées durant l'hiver.

Évolution des marges



Leviers

1 Finaliser et maîtriser le planning de visites décennales pour limiter leur impact sur la sécurité d'approvisionnement en hiver

La maîtrise du planning et de la durée des visites décennales est essentielle d'autant plus qu'elle affecte des niveaux de puissance importants (plusieurs gigawatts) au regard de la capacité totale de production en France.

2 Ajuster la trajectoire de fermeture des centrales au charbon en cas de dérive forte des durées des visites décennales sur les cinq prochaines années

L'analyse montre qu'une prolongation systématique de plusieurs mois des visites décennales, par rapport au planning envisagé à date, fragilise la sécurité d'approvisionnement en fin d'horizon. Si la durée de prolongation venait à être systématiquement prolongée de plusieurs mois par rapport au planning envisagé, un ajustement de la trajectoire de fermeture des centrales au charbon (lissage ou report) pourrait être nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement sur les derniers hivers considérés.

Un tel ajustement pourrait intervenir en 2021, en s'appuyant sur le retour d'expérience des premières têtes de série VD4 sur différents sites.

VARIANTE « PARC THERMIQUE – CYCLES COMBINÉS AU GAZ ET TURBINES À COMBUSTION »

Une éventuelle fermeture des turbines à combustion au fioul fragiliserait la sécurité d'approvisionnement

Enjeux

La faculté de mener à bien une transition du secteur électrique sans construction de nouveaux moyens de production thermique repose sur le maintien d'un socle de moyens pilotables existants. Ceci est attesté pour l'analyse moyen terme sur la fermeture des centrales au charbon du Bilan prévisionnel 2018, comme pour l'analyse de long terme sur les scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel 2017.

Le parc de cycles combinés au gaz (CCG) a peu évolué au cours des dernières années. Il est composé de 13 centrales totalisant une capacité de 6,3 GW. La mise en service de la centrale de Landivisiau, initialement prévue pour 2016, a connu d'importants retards et est désormais envisagée par l'exploitant pour fin 2021. Si ce planning semble désormais faire référence, la possibilité d'un retard d'un an est testée par l'intermédiaire d'une variante dédiée.

Le parc de turbines à combustion (TAC) actuel est composé principalement de moyens de production au fioul (1,4 GW) et au gaz (0,6 GW).

Des incertitudes entourent le devenir du parc de turbines au fioul. Certaines des unités qui le composent atteignent bientôt quarante ans d'exploitation. Or ces moyens sont fréquemment utilisés dans le cadre du fonctionnement normal des marchés, notamment lors des pointes de consommation. Une variante spécifique permet de tester les conséquences d'une éventuelle fermeture de ces moyens.

	Turbines à combustion		Cycles combinés
	au fioul	au gaz	au gaz
Cas de base **Mise en service de Landivisiau fin 2021**	**Maintien**	**Maintien**	**Maintien et mise en service de Landivisiau fin 2021**
Fermeture TAC fioul	**Fermeture**	**Maintien**	**Maintien et mise en service de Landivisiau fin 2021**
Retard CCG Landivisiau	**Maintien**	**Maintien**	**Maintien et mise en service de Landivisiau fin 2022**

Résultats et impact sur le diagnostic

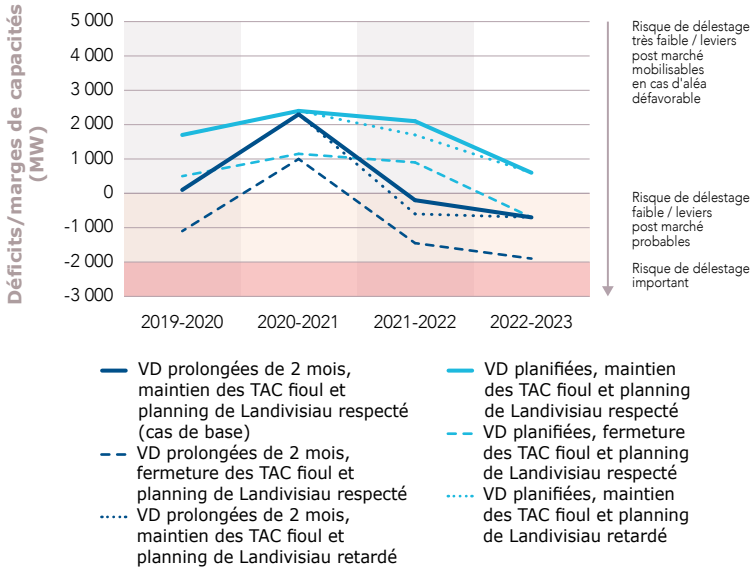
Le Bilan prévisionnel 2018 confirme les résultats du précédent exercice : pour mener à bien la transition du système électrique à moyen terme et fermer les centrales au charbon, le socle composé des autres moyens thermiques pilotables doit être pérennisé. Le mécanisme de capacité mis en place en 2017 a notamment pour objectif d'y parvenir.

Une fermeture de l'ensemble des TAC au fioul, menée en parallèle du déclassement des dernières centrales au charbon, fragiliserait significativement la sécurité d'approvisionnement dès l'hiver 2019-2020, pour un gain anecdotique sur les émissions de CO_2.

En revanche, un nouveau retard du projet de Landivisiau a un effet limité sur l'équilibre offre-demande national. Dans une situation de vigilance sur les marges en fin d'horizon, il est néanmoins important que l'échéance de 2021 soit tenue.

Dans tous les cas, l'analyse spécifique à la Bretagne montre qu'un éventuel déclassement des TAC de Brennilis et de Dirinon ne pourrait être que postérieur à la mise en service du CCG de Landivisiau.

Évolution des marges



Leviers

1 Établir une priorité entre la fermeture des centrales au charbon et une éventuelle réduction du parc de turbines à combustion

Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, il n'est pas possible de mener de front une fermeture des centrales au charbon et au fioul. Il est donc nécessaire d'établir une priorité entre ces deux actions.

Sur le plan environnemental, la priorité donnée à la fermeture des moyens les plus émetteurs conduit, sans aucune ambiguïté, à privilégier la fermeture des centrales au charbon. Celles-ci émettent en effet environ 9 millions de tonnes de CO_2 par an, contre 0,2 millions pour les turbines à combustion.

Une éventuelle contraction du parc de turbines à combustion ne devrait, dès lors, intervenir qu'une fois le programme de fermeture des centrales au charbon achevé.

2 Utiliser le retour d'expérience pour améliorer le paramétrage du mécanisme de capacité

La juste rémunération des moyens de pointe nécessaires à l'équilibre du système est normalement assurée par le mécanisme de capacité. Celui-ci a été lancé en 2017, et un retour d'expérience sur deux ans peut désormais être établi. Dans ce contexte, des aménagements techniques sur les paramètres de certification, tirant parti de l'expérience acquise, pourront être déployés progressivement au cours des prochaines années, afin de renforcer les incitations économiques permettant le maintien ou le développement de tous les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

3 Prendre en compte les enjeux régionaux dans la réflexion sur l'avenir des turbines à combustion

Une éventuelle fermeture des turbines à combustion bretonnes ne devrait pas, en tout état de cause, intervenir avant l'entrée en service de la centrale de Landivisiau. Ceci permettra de conserver en Bretagne un parc suffisant pour assurer l'alimentation électrique dans la durée. De même, le maintien des TAC parisiennes constitue un facteur favorable pour la gestion des problématiques de tension basse sur le quart nord-ouest de la France.

VARIANTE « COGÉNÉRATIONS ET GROUPES THERMIQUES DE FAIBLE PUISSANCE UNITAIRE »

Le parc de cogénérations et autres moyens de production thermique doit être globalement maintenu et son évolution est un point d'attention sur le moyen terme

Enjeux

Au-delà des grandes centrales de production (centrales au charbon, CCG, TAC), le parc thermique comprend également un grand nombre d'installations de cogénération (pour un total de 5 GW, pour l'essentiel fonctionnant au gaz) et de groupes thermiques de faible puissance unitaire (près de 2 GW, pour l'essentiel fonctionnant au fioul).

En 2017, la puissance cumulée de production de ces installations a atteint jusqu'à 4 GW sur l'hiver (pour 90 % à partir d'installations fonctionnant au gaz). Il s'agit d'une contribution significative à la sécurité d'approvisionnement électrique.

À terme, les perspectives d'évolution de ce parc sont orientées à la baisse, dans le cadre de la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Celles-ci apparaissent différenciées selon le combustible.

S'agissant des groupes au fioul, le parc devrait à terme fortement se contracter.

En ce qui concerne les installations fonctionnant au gaz, la fin du soutien aux nouvelles cogénérations a été annoncée dans le cadre de la révision de la PPE, et une partie des unités existantes sortira progressivement du régime de l'obligation d'achat au cours des prochaines années. Leur équilibre économique dépendra alors de leurs revenus de marché, et notamment de la rémunération que ces installations pourront retirer du mécanisme de capacité.

Pour rendre compte de ces incertitudes, le « cas de base » retenu pour le Bilan prévisionnel suppose acquise la réduction du parc fioul, tandis que deux variantes portant sur la fermeture complète du parc au fioul ou la contraction du parc au gaz sont également testées.

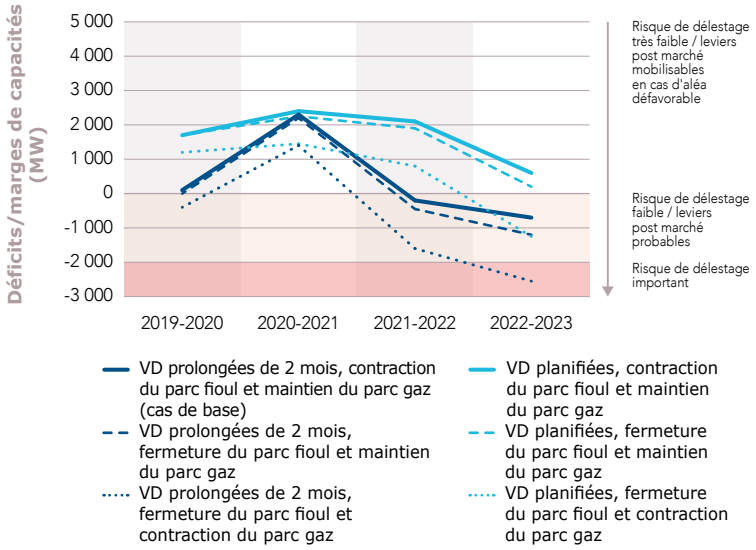
	Cogénérations et groupes thermiques de faible puissance unitaire	
	au fioul	**au gaz**
Cas de base **Contraction du parc fioul et maintien du parc gaz**	**Contraction** *-50 % en fin d'horizon*	**Maintien**
Fermeture du parc fioul	**Fermeture**	**Maintien**
Fermeture du parc fioul et contraction du parc gaz	**Fermeture**	**Contraction** *-50 % en fin d'horizon*

Résultats et impact sur le diagnostic

Le «cas de base» du Bilan prévisionnel 2018 intègre déjà le principe d'une contraction importante du parc fioul.

Dans un contexte de décarbonation du mix énergétique et de fermeture des moyens les plus émetteurs de gaz à effet de serre, un déclassement progressif des cogénérations et petites unités fonctionnant au fioul peut être envisagé en parallèle de la fermeture des centrales au charbon. Cette fermeture entraîne un impact sur les marges, mais celui-ci ne constitue pas à lui seul un risque majeur pour la sécurité d'approvisionnement.

Évolution des marges



Leviers

1 Réaliser un suivi de la sortie d'obligation d'achat des cogénérations au gaz

La contribution des cogénérations au gaz lors des périodes hivernales est plus significative. La sortie d'obligation d'achat des installations concernées mérite en conséquence un suivi particulier.

Les outils mis en place pour garantir la sécurité d'approvisionnement (mécanisme de capacité) doivent permettre de vérifier l'évolution de ce gisement par l'intermédiaire du registre de capacité.

VARIANTE « EFFACEMENTS »

Le développement des effacements doit s'accompagner d'une fiabilisation des performances de la filière

Enjeux

L'effacement constitue un levier adapté à la gestion des pointes électriques. Pour cette raison, RTE et les pouvoirs publics ont constamment accompagné son développement depuis 2010.

Pour autant, les récentes analyses font état d'une détérioration préoccupante de la fiabilité des effacements. Ce constat intervient alors que le soutien public à leur égard s'est accru, et que le développement de la filière est désormais piloté par l'État dans un cadre autorisé par la Commission européenne.

En 2017, plus des trois quarts des opérateurs d'effacement actifs ont été concernés par des défaillances d'ampleur significative lors des activations de leurs offres. Début 2018, des refus d'activation de l'ordre de 50 % de la capacité contractualisée ont été constatés. **RTE maintient donc une alerte sur la fiabilité de ce levier et sur sa contribution à la sécurité d'approvisionnement.**

Les causes de cette dégradation font l'objet d'investigations de RTE, en concertation avec les opérateurs concernés et en lien avec les services de l'État. Des axes d'amélioration ont été identifiés.

Ce constat n'est pas valable de la même façon pour tous les opérateurs. Sur certains segments du marché, des performances satisfaisantes ont pu être observées. Ceci prouve que de meilleures performances sont atteignables sur la fiabilité.

Le retour d'expérience conduit désormais à adopter des trajectoires plus réalistes sur le potentiel accessible à court-moyen terme à des coûts maîtrisés.

Ainsi, le « cas de base » étudié retient une trajectoire d'augmentation progressive de la capacité d'effacement, conduisant à atteindre une contribution sur les marchés équivalente à 4 GW en 2023, (contre 6 GW dans la PPE). Cette cible est ambitieuse par rapport à l'état actuel, et nécessite une poursuite voire une accentuation des efforts entrepris pour atteindre un haut niveau de fiabilité de la filière.

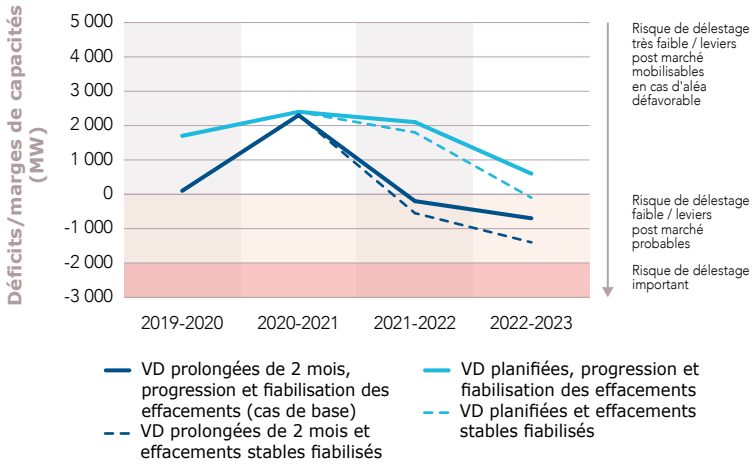
La variante étudiée envisage une amélioration de la fiabilité du gisement conduisant à obtenir en 2023 une contribution égale au potentiel théorique actuelle, mais entièrement fiable.

	2018		2023
Cas de base **Progression et fiabilisation**	**2,7 GW**	→	**4 GW « fiabilisés »**
Stabilité et fiabilisation	**2,7 GW**	→	**2,7 GW « fiabilisés »**

Résultats et impact sur le diagnostic

La fiabilisation et la progression du potentiel d'effacement constitue un élément important de l'analyse sur la sécurité d'approvisionnement. Notamment, la fiabilisation du gisement mobilisé dans le cadre des appels d'offres ne constitue pas un objectif secondaire au regard des enjeux du Bilan prévisionnel 2018.

Évolution des marges



Leviers

1 Mettre la priorité sur le renforcement de la fiabilité des effacements existants

Le développement des effacements de consommation doit rechercher un gain en matière de fiabilité. Les doutes suscités en 2016 et 2018 sur la fiabilité des offres d'effacement proposées sur les marchés ne peuvent subsister dès lors que la sécurité d'approvisionnement repose en partie sur ces moyens. Ceci suppose des actions au niveau des règles de marché, notamment sur la notification et le traitement des défaillances.

2 Poursuivre le développement de la filière de manière progressive en réévaluant au fil de l'eau le gisement mobilisé et accessible

L'augmentation du gisement devrait être poursuivie de manière progressive via le dispositif de soutien à la filière, tout s'assurant de la fiabilité des offres retenues.

Le potentiel théorique d'effacement à coûts maîtrisés pourrait s'avérer en pratique plus réduit qu'initialement escompté.

La recherche des bonnes pratiques en matière de valorisation des effacements devra se poursuivre, en conservant un cadre technique et réglementaire suffisamment « apprenant ».

3 Sensibiliser les consommateurs engagés dans des contrats d'effacement

L'effacement de consommation (notamment dans le secteur industriel) a souvent été considéré comme une solution de dernier recours. Du fait de leur structure de coûts, certaines offres d'effacement ne sont « appelées » sur les marchés que lors des situations tendues. En conséquence, un consommateur engagé dans un contrat d'effacement peut passer un certain temps sans être appelé : il en résulte une difficulté à contrôler la fiabilité des offres, et une tendance pour les consommateurs concernés à ne pas pleinement percevoir l'étendue de leur engagement.

Pour que l'effacement devienne une solution de marché « banalisée », le consentement à l'effacement des professionnels ou particuliers doit être « actif ». RTE souhaite que les fédérations de consommateurs portent auprès de leurs membres une sensibilisation sur ce point.

VARIANTE « INTERCONNEXIONS FRANÇAISES »

Un retard modéré de la mise en service des projets d'interconnexion réduit les marges d'exploitation dans un contexte de réduction du parc thermique fossile

Enjeux

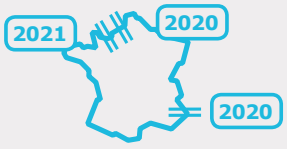
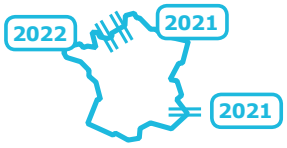
Les différents scénarios présentés par RTE dans le Bilan prévisionnel 2017 tablent tous sur une augmentation de la capacité d'interconnexion. Cette tendance répond aux objectifs des politiques énergétiques nationale et européenne, et constitue une tendance forte.

À moyen terme, ce développement se traduit par la mise en service de deux nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni (Eleclink et IFA 2) et une avec l'Italie (Savoie-Piémont).

Ces accroissements améliorent la situation en matière de sécurité d'approvisionnement. La moindre disponibilité de capacités pilotables en France peut en effet être compensée par un recours plus important à des capacités disponibles dans les pays voisins, et à tirer parti des complémentarités en matière de mix électrique.

Depuis le Bilan prévisionnel 2017, les délais annoncés pour ces interconnexions ont été tenus, voire accélérés. Le calendrier repris dans le Bilan prévisionnel 2018 semble donc crédible.

La sensibilité de l'analyse à un retard d'un an dans la mise en service des nouvelles interconnexions est néanmoins étudiée.

Cas de base **Mise en service de trois nouvelles interconnexions d'ici fin 2021**		**Grande-Bretagne :** Eleclink en 2020 et IFA2 en 2021 **Italie :** Savoie-Piémont en 2020
Mise en service retardée d'un an 		**Grande-Bretagne :** Eleclink en 2021 et IFA2 en 2022 **Italie :** Savoie-Piémont en 2021

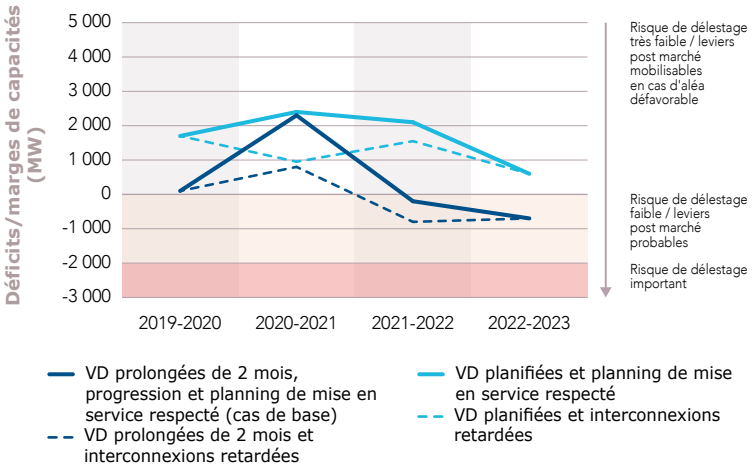
Résultats et impact sur le diagnostic

La mise en service des nouvelles interconnexions est essentielle pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans un contexte de réduction du parc thermique fossile. Cela signifie qu'une partie de la pointe de consommation hivernale pourrait être à l'avenir traitée par davantage d'imports depuis les pays voisins.

Dans le cas où les projets d'interconnexions aux frontières françaises seraient systématiquement décalés d'un an par rapport au calendrier envisagé, la sécurité d'approvisionnement reste globalement assurée sur l'ensemble de l'horizon.

Les marges du système seraient réduites en milieu d'horizon, rendant le diagnostic moins robuste au non-respect d'autres hypothèses du « cas de base ». L'hiver 2020-2021 serait particulièrement influencé, ce qui pourrait conduire à adopter une trajectoire de déclassement plus prudente pour le déclassement du charbon sur la première année.

Évolution des marges



Des retards plus importants pourraient contraindre fortement l'exploitation du système en fin d'horizon.

Leviers

1 Poursuivre le programme de développement des interconnexions à long terme

L'augmentation de la capacité d'échanges de la France est un facteur clé pour permettre le déclassement des centrales au charbon, mais également la diversification du mix électrique. Elle doit être poursuivie pour réussir la mise en œuvre d'un premier « paquet » d'interconnexions dans les années 2020. Ce premier « paquet » devra ensuite être enrichi par la réalisation de projets complémentaires, dans le cadre des scénarios européens et de la PPE.

RTE a publié en septembre 2018 un approfondissement des analyses technico-économiques sur les échanges aux interconnexions. Dans le prochain schéma d'évolution du réseau en cours d'élaboration dans le cadre de la concertation, une approche séquencée, permettant d'augmenter progressivement la capacité d'échanges de la France selon une trajectoire réaliste, sera proposée.

2 Assurer une augmentation « réelle » des capacités d'échanges

Le développement de nouvelles lignes d'interconnexion n'a de sens que s'il se traduit par des gains effectifs en terme de capacité d'échanges. Or la complexité de la gestion d'un grand réseau interconnecté rend parfois difficile l'exploitation de ces gains théoriques, notamment du fait des contraintes de réseau internes à certains pays concernés.

Dans la discussion avec les homologues transfrontaliers, RTE s'attachera à obtenir que les nouvelles interconnexions se traduisent par des gains « réels » sur les capacités d'échanges sur les marchés.

3 Lisser la fermeture des centrales au charbon en cas de retards significatifs des nouvelles interconnexions

Un retard modéré de la mise en service des projets d'interconnexion identifiés pour les cinq prochaines années ne modifie pas la possibilité de fermer les dernières centrales au charbon.

Dans un tel cas, un lissage de la trajectoire de fermeture pourrait toutefois être utile pour assurer la sécurité d'approvisionnement sur tout l'horizon d'étude.

VARIANTE « CONSOMMATION »

La maîtrise de la consommation permet de dégager des marges pour l'évolution du parc de production

Enjeux

La consommation électrique est un des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.

Son évolution à terme est soumise à de nombreuses incertitudes, et ne fait pas consensus parmi les participants à la concertation. Dans les faits, l'analyse de l'historique montre que la consommation électrique est bien entrée dans une phase de stabilité depuis le tournant des années 2010. Celle-ci s'explique principalement par :

- une diffusion et un renforcement des actions d'efficacité énergétique au sein des bâtiments et sur les performances des équipements ;
- un ralentissement tendanciel de la croissance économique et démographique ;
- une évolution structurelle de l'activité économique qui tend à se tertiariser, les services étant moins consommateurs d'électricité que le secteur industriel.

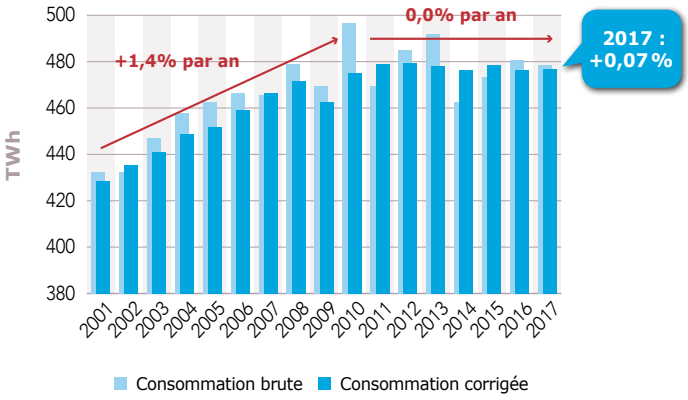
En 2017, la demande d'électricité corrigée des aléas climatiques s'est établie à 477 TWh, en quasi-stabilité par rapport à l'année précédente.

Dans le détail, cette stabilité s'explique par un rebond conjoncturel dans le secteur industriel, en lien avec une croissance économique plus porteuse que prévue (croissance du PIB de +2,3 % sur l'année 2017 contre une prévision médiane de +1,4 % dans le consensus des économistes au printemps 2017, utilisé dans le cadrage du précédent Bilan prévisionnel). L'inflexion de la trajectoire de consommation électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire semble en revanche se confirmer.

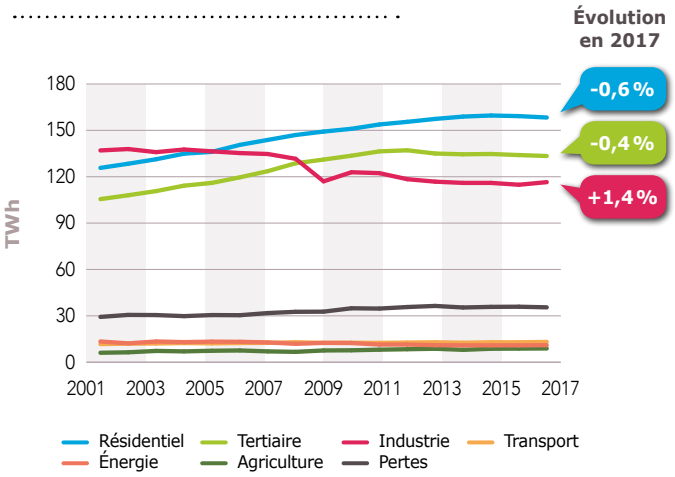
À moyen terme, les dernières prévisions conduisent à réajuster légèrement à la hausse les différentes trajectoires de la demande, sous les effets conjugués :

- de perspectives économiques plus porteuses (impact de la croissance économique sur l'année 2017 et de la révision des prévisions à moyen terme), notamment pour l'industrie ;
- d'une dynamique de diffusion du progrès technique considérée plus progressive dans le bâtiment.

Consommation électrique en France continentale hors activité d'enrichissement d'uranium



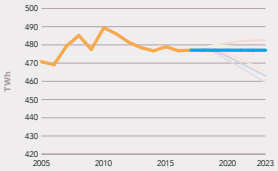
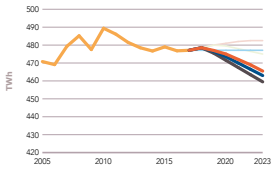
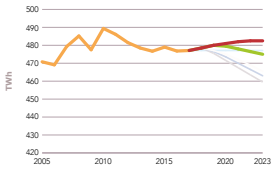
Évolution de la répartition des principaux secteurs dans la consommation d'électricité hors activité d'enrichissement d'uranium



Dans l'ensemble, les trajectoires de consommation demeurent majoritairement orientées à la baisse ou stables (en cohérence avec les résultats du précédent exercice), le cas échéant en prévoyant un léger rebond au cours des premières années.

Le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018 retient une hypothèse prudente et exogène de stabilité de la consommation à moyen terme.

Des analyses de sensibilité ont été menées autour de ce « cas de base » afin (i) d'évaluer la robustesse du diagnostic à une consommation croissante et (ii) de mesurer les marges de manœuvre supplémentaires résultantes d'une trajectoire de consommation orientée à la baisse.

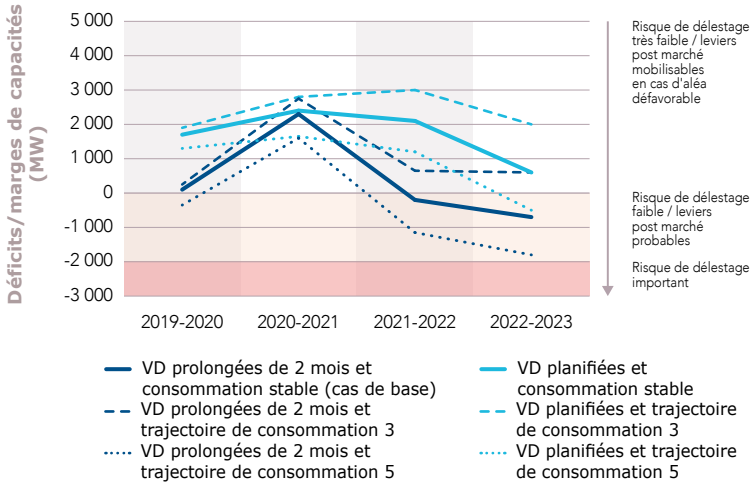
Cas de base **Stabilité de la consommation**		Trajectoire stable
Diminution sur la période ↘		Trajectoire 1 Trajectoire 2 Trajectoire 3
Rebond conjoncturel et stabilisation ↝		Trajectoire 4 Trajectoire 5

Résultats et impact sur le diagnostic

L'analyse montre que la situation en matière de sécurité d'approvisionnement se tend en fin d'horizon en cas d'augmentation de la consommation. Le recours aux moyens post marché peut alors être plus fréquent.

À l'inverse, une baisse – même modérée – de la consommation (trajectoire n°3) et plus particulièrement des appels de puissance lors des pointes, suffit à écarter l'essentiel des préoccupations en matière de sécurité d'approvisionnement.

Évolution des marges



Leviers

1 Poursuivre les efforts en matière d'efficacité énergétique

Les efforts structurels sur la consommation d'énergie et l'efficacité énergétique constituent des actions sans regret. Elles dégagent des marges de manœuvre pour l'évolution du parc de production en France et le respect de la sécurité d'approvisionnement.

2 Axer un effort particulier sur les actions de maîtrise de la pointe

Les actions spécifiques permettant d'améliorer la « pilotabilité » de la consommation d'électricité concourent à la maîtrise de la pointe électrique et au maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement. À l'avenir et avec le développement de l'éolien et du solaire, l'exigence de « pilotabilité » ne sera pas réduite aux pointes de consommation hivernales, mais pourra concerner d'autres périodes.

Enfin, l'essor de la mobilité électrique permet également de réfléchir au placement des recharges, en tirant les enseignements du Bilan prévisionnel 2017.

RTE publiera au premier trimestre 2019 une analyse approfondie des différents scénarios de développement de la mobilité électrique, en examinant particulièrement cet aspect.

3 Travailler à l'actualisation des trajectoires de consommation à long terme dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019

Les trajectoires de consommation de RTE présentées dans le Bilan prévisionnel 2017 étaient fondées sur les politiques publiques « à date ». Celles-ci n'intégraient pas systématiquement une priorité à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Sur cette base, RTE a lancé divers travaux (sur l'hydrogène, ou sur les transferts d'usage en partenariat avec l'ADEME).

Les trajectoires de consommation devront être actualisées en fonction des orientations présentées par le Gouvernement dans le cadre de la PPE et de la SNBC.

À cet effet, RTE a annoncé la formation d'un groupe de travail technique dédié aux projections de consommation. Ce groupe de travail se réunira une première fois dès la fin de l'année 2018.

4 Réfléchir à la gestion des usages prioritaires dans les situations à risque

Au-delà de la participation des effacements aux marchés de l'électricité, le pilotage des usages lors des situations de tension pourrait permettre de limiter les effets ressentis par les citoyens lors de l'activation des leviers post marché. Ceci pourrait par exemple se traduire par un ciblage plus précis des usages non prioritaires, qui seraient coupés avant d'envisager l'activation de délestages tournants.

En améliorant l'acceptabilité des leviers post marché, de telles actions auraient l'avantage de dégager des marges de manœuvre pour l'évolution du mix.

VARIANTE « PARCS DE PRODUCTION DES PAYS VOISINS »

L'évolution des parcs étrangers peut affecter la situation en matière de sécurité d'approvisionnement en France

Enjeux

La prise en compte de la contribution des capacités transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement en France constitue un enjeu de premier ordre pour l'analyse, à hauteur de plusieurs gigawatts. Cette contribution dépend de la capacité d'échanges avec les pays voisins mais également de l'évolution des parcs de production étrangers.

Dans le Bilan prévisionnel, les hypothèses relatives à l'évolution des parcs étrangers retenues dans le « cas de base » sont basées sur les données des études européennes, avec pour référence principale les travaux de l'ENTSO-E, ou des études plus détaillées pour les pays qui en disposent.

Ces hypothèses conduisent à des situations différentes en matière de sécurité d'approvisionnement dans les pays voisins :

- l'Allemagne conserve une marge de capacité importante sur tout l'horizon d'étude, même après le déclassement de son parc nucléaire et de quelques groupes au charbon. Le rythme de déclassement des centrales au charbon fait toutefois l'objet de discussions et pourrait être accéléré ;
- la Suisse dispose d'une marge de capacité confortable et ne prévoit pas de déclassements massifs à moyen terme. Toutefois, le maintien de certaines centrales dans la durée, notamment nucléaires, reste incertain ;
- l'Espagne dispose également d'une grande marge de capacité du fait d'investissements massifs dans des cycles combinés au gaz au cours des années 2000. Il existe cependant des incertitudes sur les déclassements à venir d'unités nucléaires et charbon ;
- l'Italie possède également un parc important de centrales au gaz. Néanmoins, la prise en compte des contraintes internes sur le réseau italien conduit à nuancer l'appréciation, et à retenir notamment un niveau de sécurité d'approvisionnement proche du critère français en fin d'horizon, comme par exemple en Italie du Nord. Comme dans d'autres pays européens, l'avenir du parc charbon reste incertain ;
- le Royaume-Uni s'oriente vers une trajectoire de déclassement massif du parc charbon, ce qui tend la situation en matière de sécurité d'approvisionnement. Ces déclassements peuvent toutefois être compensés par la construction de nouvelles unités, le pays disposant d'un mécanisme de capacité visant à respecter un critère de 3 h de défaillance ;
- enfin, la Belgique vise à fermer son parc nucléaire d'ici 2025, ce qui contribue également à tendre la sécurité d'approvisionnement à moyen terme.

Afin d'évaluer la sensibilité du diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement en France à l'évolution des parcs étrangers, plusieurs variantes encadrantes spécifiques sont explorées dans le Bilan prévisionnel 2018.

La première, plus favorable pour la sécurité d'approvisionnement en France, suppose une pérennité du parc thermique dans les pays voisins. Cette variante résulte en un système électrique européen globalement surcapacitaire, avec des espérances de défaillance très faibles.

Un second cas de figure repose, à l'inverse, sur une résorption accélérée des surcapacités en Europe. Ceci conduirait à un déclassement massif de moyens de production, et à un alignement généralisé des niveaux de sécurité d'approvisionnement sur un niveau proche de celui de la France ou de la Belgique à l'heure actuelle. Dans cette variante, plus de 15 GW de capacités supplémentaires seraient fermées en Europe de l'Ouest à l'horizon 2022-2023. Le système électrique européen qui en résulterait serait dépourvu de toute surcapacité par rapport aux critères fixés par les États membres.

Dans l'optique d'une étude des situations caractérisées par une sécurité d'approvisionnement plus tendue, un zoom sur l'évolution du parc charbon et lignite allemand a également été réalisé. Cette variante suppose un déclassement (ou une mise en réserve stratégique) rapide d'une partie des centrales au charbon et au lignite en Allemagne. Cette variante se base sur les travaux de la commission consacrée à l'avenir du charbon en Allemagne, et retient le cas de figure prévoyant le déclassement le plus important. Elle étudie une configuration de déclassement non anticipé et non coordonné avec l'évolution des mix des pays voisins (ceux-ci ne rééquilibrent pas leurs parcs de production pour respecter la sécurité d'approvisionnement) : il s'agit donc d'une situation particulièrement contrainte.

Paysage de défaillance en 2023

Cas de base

Un paysage de défaillance différencié selon les pays

Surcapacité
Équilibre
Déficit de capacité

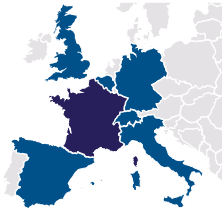
Déclassement de l'ordre de 16 GW de capacités thermiques entre 2020 et 2023 dont 4 GW en Allemagne

Maintien des surcapacités
Maintien des parcs thermiques de 2020 sur la fin d'horizon dans les pays voisins

Surcapacité
Équilibre
Déficit de capacité

Aucun déclassement de capacités thermiques entre 2020 et 2023

Résorption des surcapacités
Déclassements des parcs surcapacitaires et maintien des autres parcs à l'équilibre



Surcapacité
Équilibre
Déficit de capacité

Déclassement et rééquilibrage géographique de l'ordre de 32 GW de capacités thermiques entre 2020 et 2023 dont 10 GW en Allemagne

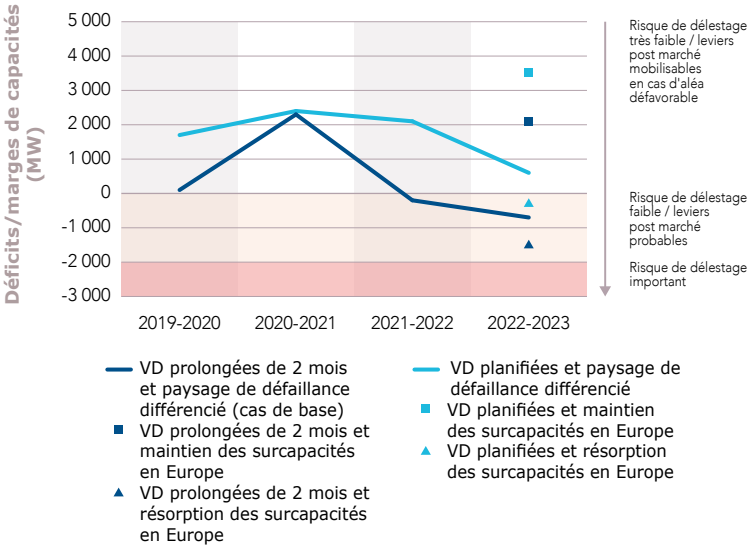
Résultats et impact sur le diagnostic

La sécurité d'approvisionnement en France est fortement dépendante de l'évolution des parcs de production et de la consommation des pays voisins.

Les scénarios de maintien des surcapacités dans les pays voisins se traduisent par une situation très favorable pour la sécurité d'approvisionnement en France : l'effet surpasse toutes les autres variantes étudiées.

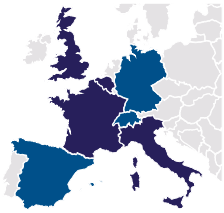
Au contraire, une accélération du déclassement des moyens de production dans ces mêmes pays conduit à dégrader la sécurité d'approvisionnement en France. Dans certains cas de figure, le diagnostic sur la fermeture des centrales au charbon peut en être affecté.

Évolution des marges



Focus sur l'évolution du parc charbon et lignite en Allemagne

Déclassement accéléré en Allemagne
Déclassement accéléré des parcs charbon et lignite allemands sans rééquilibrage des autres pays



Surcapacité
Équilibre
Déficit de capacité

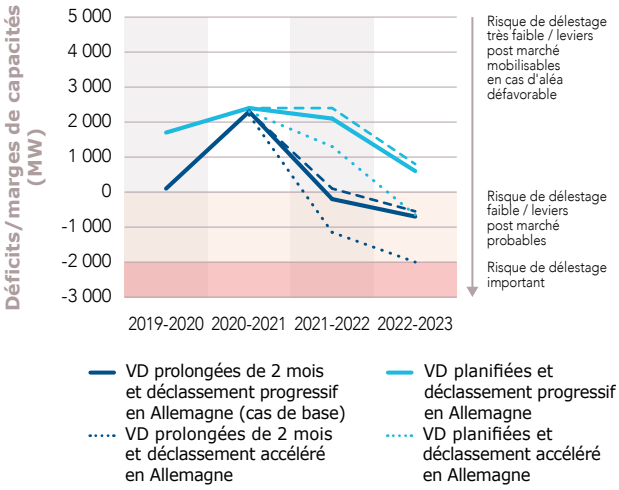
Déclassement de l'ordre de 23 GW de capacités thermiques entre 2020 et 2023 dont 11 GW en Allemagne

Les tendances observées au niveau européen sont confirmées par les analyses de sensibilité spécifiques sur l'impact du rythme de déclassement des parcs charbon et lignite en Allemagne.

Dans la variante testée, une accélération brutale du déclassement en Allemagne (7 GW supplémentaires déclassés à horizon 2022 par rapport au «cas de base»), affecte les marges de capacité en France – et plus largement en Europe – si la tendance n'est pas anticipée. En effet, dans un tel cas de figure, les parcs européens n'ont que peu de leviers pour se rééquilibrer à moyen terme, ce qui conduit à des niveaux de sécurité d'approvisionnement dégradés dans plusieurs pays (Belgique, Italie, Grande-Bretagne, France).

Ce résultat illustre l'intérêt d'une bonne coordination au niveau européen au sujet des décisions d'évolution des parcs thermiques.

Évolution des marges



Leviers

1 Assurer un suivi régulier de l'évolution des parcs étrangers et de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement en France

À horizon 2022, dans un contexte de fermeture de 3 GW de capacités «pilotables» en France, le respect du critère réglementaire signifie une plus grande dépendance aux pays voisins. Il reposera donc sur des leviers qui ne relèvent pas du décideur en France.

Ce constat n'est pas problématique en soi et découle directement de la logique du marché unique de l'énergie en Europe (il serait très coûteux que chaque pays soit autosuffisant en électricité). Il nécessite néanmoins d'être intégré.

La contribution des parcs étrangers à la sécurité d'approvisionnement est d'autant plus importante dans un contexte de fermeture du parc charbon et de développement des interconnexions. Pour autant, cette contribution des pays étrangers dépend de leur propre évolution de mix énergétique.

Les travaux communs menés notamment au sein d'ENTSO-E permettent d'améliorer le partage d'informations et de projections sur les mix énergétiques des différents pays. RTE continuera d'approfondir ces travaux en lien avec ses homologues européens, afin d'assurer la consistance des hypothèses européennes utilisées pour les études d'équilibre offre-demande et la prise en compte des informations les plus à jour, ainsi que des incertitudes persistantes.

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.