



Bilan prévisionnel

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

ÉDITION 2019

PRINCIPAUX RÉSULTATS

Bilan prévisionnel

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

ÉDITION 2019

PRINCIPAUX RÉSULTATS

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

La sécurité d'alimentation aujourd'hui

Contrairement à certaines idées reçues, la sécurité d'alimentation en électricité n'équivaut pas au «risque zéro», par ailleurs inatteignable dans tout secteur industriel.

Elle signifie que l'alimentation électrique est garantie en permanence, à l'exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d'intervenir, en dernier ressort, pour modifier la consommation :

- ▶ via des moyens « post marché » (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés à cet effet, diminution de la tension sur le réseau n'ayant pas d'impact sur le consommateur ;
- ▶ en dernier recours, par des coupures ciblées et momentanées (les « délestages »).

Ce type d'intervention n'est pas assimilable à un black-out et vise au contraire à en empêcher la survenue.

Le « niveau » ou « critère » de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par le pouvoir réglementaire : il s'agit de la règle dite des « trois heures ». Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l'électricité, dans toutes les configurations modélisées par RTE, est inférieure ou égale à trois heures par an.

Avec un tel critère, le facteur de risque principal (mais pas exclusif) demeure un épisode de grand froid comme il peut s'en produire tous les 10 à 20 ans. Les périodes de risque se situent alors en hiver, non seulement en soirée vers 19h, mais également en matinée. D'autres facteurs (indisponibilité simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires, situation de vent très faible commune à plusieurs pays européens) peuvent également jouer.

Cette règle est d'autant plus difficile à appréhender que le parc de production français était historiquement largement « surcapacitaire » – c'est-à-dire

surdimensionné par rapport aux besoins à la pointe. La notion de rupture en approvisionnement électrique est donc demeurée un concept théorique et inconnu du grand public, à la différence des coupures d'électricité qui peuvent affecter certains consommateurs à la suite d'incidents techniques ou météorologiques bien identifiables (tempête par exemple).

Or, au cours des 15 dernières années, la France est passée de cette situation de surdimensionnement à une situation de respect strict du critère de sécurité d'approvisionnement.

Ceci est principalement le fait de fermetures d'installations au fioul et au charbon. De nombreuses centrales de ce type (pour une puissance cumulée de près de 12 GW) ont été mises à l'arrêt depuis 2012, pour des raisons environnementales (ces moyens étaient parmi les plus émetteurs de gaz à effet de serre du parc) et économiques (ils fonctionnaient très peu).

Dans le même temps, la disponibilité du parc nucléaire lors des périodes hivernales a évolué à la baisse.

À l'issue de ces évolutions, la sécurité d'approvisionnement demeure assurée au sens du critère réglementaire, mais sans marge supplémentaire.

Ceci explique que la question de la sécurité d'approvisionnement en électricité ait pris une importance croissante. Désormais, toute évolution défavorable sur le parc de production se traduit de manière visible sur l'évaluation du niveau de risque du système électrique.

L'enjeu des Bilans prévisionnels successifs devient donc, sur une période de cinq ans, d'évaluer comment mettre en œuvre les orientations de politiques publiques tout en garantissant le respect du critère national et l'ensemble des autres règles d'exploitation du système électrique.

L'évolution d'ici 2025

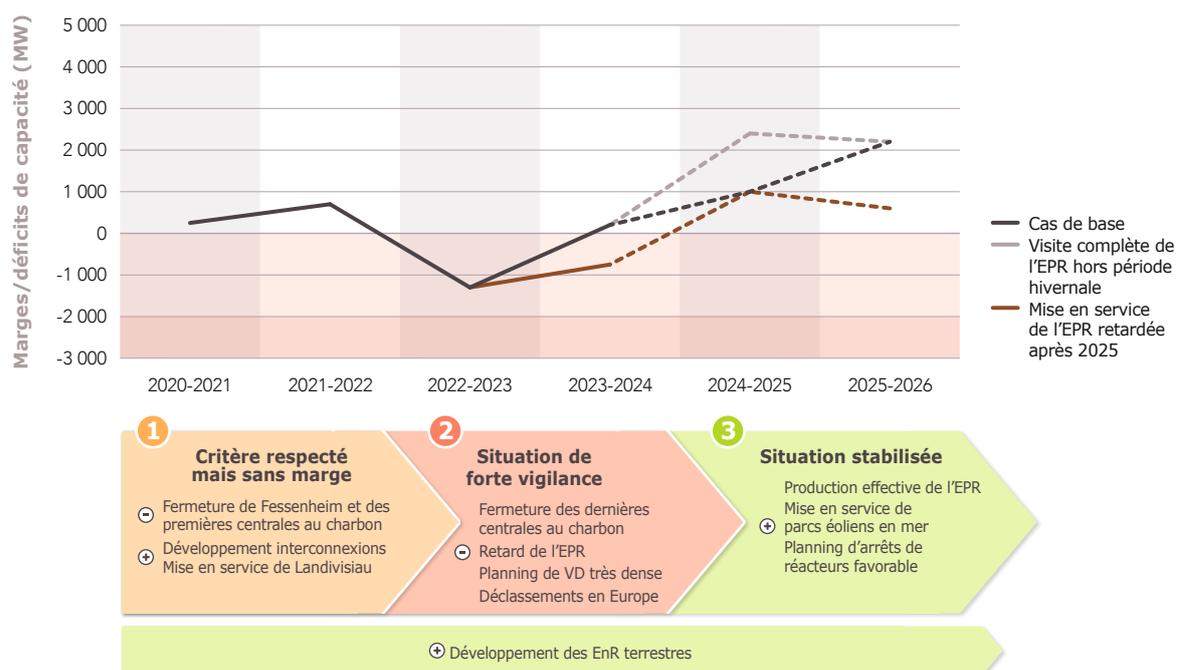
Au cours des prochaines années, les orientations publiques – désormais clarifiées par la loi énergie et climat – doivent conduire à fermer près de 5 GW de capacité de production pilotable : 1,8 GW avec l'arrêt des deux réacteurs nucléaires de Fessenheim et 3 GW de centrales au charbon.

Ces fermetures s'effectuent dans un contexte où la mise en service de l'EPR de Flamanville est désormais repoussée, où le parc nucléaire est engagé dans un programme de maintenance et de réinvestissement occasionnant des arrêts de longue durée sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire, et où l'ensemble des pays européens se sont engagés de manière concomitante dans des programmes de fermeture de capacités de production pilotables. Au cours des dernières années, plusieurs hypothèses fondamentales du Bilan prévisionnel ont ainsi été révisées dans un sens défavorable.

L'analyse de RTE présentée dans le Bilan prévisionnel 2019 permet d'identifier trois moments clés sur la période 2019-2025.

1. Dans un premier temps (jusqu'en 2021-2022), le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être respecté y compris en intégrant les premières fermetures prévues en France. La faculté de maintenir cet équilibre en 2021 est subordonnée à la maîtrise du planning nucléaire actuel, à la mise en service de la centrale de Landivisiau et de deux interconnexions avec l'Italie et le Royaume-Uni, et au respect de la trajectoire sur l'éolien terrestre.
2. Une seconde période s'ouvrira dès lors que les dernières fermetures de centrales au charbon seront effectives (à partir de 2022 dans le cas de base du Bilan prévisionnel). Dans cette configuration, le critère national ne serait pas respecté dans la plupart des variantes étudiées dans le Bilan prévisionnel, et le problème spécifique sur la tenue de tension dans l'ouest de la France se renforcerait significativement. Cette période concentre en effet deux facteurs de risque importants : (i) un programme de maintenance du nucléaire particulièrement chargé avec de

Figure 1. Évolution des marges dans le cas de base du Bilan prévisionnel



nombreuses visites décennales simultanées, (ii) l'arrêt définitif de la production nucléaire en Allemagne et la fermeture de centrales au charbon dans de nombreux pays européens.

3. Entre 2023 et 2025, notamment en fonction du calendrier définitif de l'EPR de Flamanville, le niveau de sécurité d'approvisionnement en France devrait tendanciellement s'améliorer. C'est, d'une part, durant cette période que doivent se matérialiser une partie des projets engagés ces dernières années (mise en service de plusieurs parcs d'éoliennes en mer, inflexions des trajectoires sur l'éolien terrestre et le solaire). À cet horizon, d'autre part, le programme de maintenance du parc nucléaire apparaît plus favorable, même si une approche prudente est adoptée dans le Bilan prévisionnel.

Sur le plan local, les analyses de RTE aboutissent aux résultats suivants :

- ▶ il n'existe pas de risque local spécifique en Alsace ou en Lorraine (avec la fermeture annoncée des centrales de Fessenheim et de Saint-Avold), pas plus qu'en région Provence-Alpes-Côte d'Azur (centrale de Gardanne) ou en Normandie (centrale du Havre) ;
- ▶ en revanche, il existe un risque spécifique sur l'ouest de la France et notamment la Bretagne si

Les leviers d'amélioration

Les analyses complémentaires sur l'équilibre offre-demande remis par RTE au ministre le 3 avril 2019 ont permis d'identifier trois leviers susceptibles d'améliorer la sécurité d'approvisionnement au niveau national :

1. la maîtrise de la consommation, notamment lors des périodes de pointe ;
2. l'optimisation du placement et de la durée des arrêts de réacteurs nucléaires ;
3. le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse d'un ou deux groupes de Cordemais.

Ces leviers font l'objet d'une nouvelle évaluation dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019. Chacun peut conduire à un gain d'au moins 1 GW sur les marges à l'horizon 2022 et permettre ainsi le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

la fermeture de la centrale de Cordemais n'est pas compensée par une entrée en service de l'EPR de Flamanville.

L'analyse saisonnière du passage de l'hiver et le Bilan prévisionnel comportent comme à l'accoutumée de nombreuses variantes, présentées dans le rapport complet. Leur cahier des charges a été fixé à l'issue d'une concertation menée au printemps 2019 auprès de toutes les parties intéressées. Les conclusions suivantes en émergent :

- ▶ le niveau de sécurité d'approvisionnement effectif dépend aujourd'hui de nombreux paramètres, qui pris individuellement peuvent avoir de l'importance sur le résultat. Parmi ces paramètres, plusieurs ne résultent pas des orientations publiques (disponibilité effective du nucléaire) ou dépendent de l'évolution de la situation dans les pays voisins ;
- ▶ dans toutes les variantes étudiées, la période 2021-2023 est la plus sensible et concentre l'essentiel des risques. L'importance du programme de maintenance du nucléaire et les évolutions annoncées sur les parcs européens constituent les principaux facteurs d'attention sur cette période ;
- ▶ il existe encore de nombreuses incertitudes à l'horizon 2022 qui sont susceptibles d'affecter, à la hausse ou à la baisse, le niveau de sécurité d'approvisionnement effectif.

S'agissant de la maîtrise de la consommation, RTE approfondit le diagnostic et présente une évaluation chiffrée des différentes actions envisageables relevant à la fois des actions structurelles (maîtrise de la demande en énergie), conjoncturelles (maîtrise des appels de puissance lors des pointes hivernales) et des éco-gestes.

RTE propose notamment de généraliser le dispositif d'information EcoWatt au niveau national pour l'hiver 2020 et d'approfondir les solutions permettant d'agir ponctuellement sur certains types de consommation (panneaux publicitaires, etc.) lors des périodes de tension.

S'agissant de l'optimisation du placement et de la durée des arrêts de réacteurs nucléaires, les

discussions menées sous l'égide de l'État ne permettent pas d'identifier à ce stade des marges de manœuvre importantes sur le planning annoncé, notamment en ce qui concerne les visites décennales. Le respect strict des calendriers des visites décennales des réacteurs nucléaires, tels qu'ils sont annoncés par l'exploitant, offrirait un gain de l'ordre d'un à deux gigawatts selon les hivers.

S'agissant du troisième levier, les investigations menées conduisent à conforter les conclusions

présentées en avril 2019 sur la nécessité du maintien en disponibilité ou de la conversion à la biomasse d'un ou deux groupes de Cordemais (à standards inchangés en matière de sécurité d'approvisionnement). Plusieurs modes de fonctionnement de la centrale ont été évalués dans le rapport (incluant différentes limitations sur le nombre d'heures de fonctionnement) : tous peuvent conduire à sécuriser l'alimentation de l'ouest de la France et à respecter le critère de sécurité d'approvisionnement national.

Un système électrique en transition

L'analyse réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel illustre la transformation du système électrique à l'œuvre au cours des prochaines années, au-delà de la seule question de l'incidence de la fermeture de Fessenheim et des centrales au charbon.

Elle montre que, même en considérant des trajectoires de montée en charge progressive, les énergies renouvelables devraient compter pour près de 30% dans le mix de production d'électricité à l'horizon 2025, contre de l'ordre de 65% pour le nucléaire et environ 5% pour le thermique fossile.

Avec un parc à 95% décarboné et privé des unités les plus émettrices, la réduction des émissions de gaz à effet de serre associées à la production d'électricité en France devrait se poursuivre et celles-ci devraient se stabiliser à un niveau compris entre 10 et 15 MtCO₂ à l'horizon 2025 (à température normale et disponibilité de référence du parc nucléaire). Il s'agit d'un des niveaux les plus faibles d'Europe.

Malgré la variabilité journalière et saisonnière de la production éolienne et solaire, leur développement n'est pas tributaire, à ces horizons de temps, du développement de moyens de stockage. Dans la plupart des cas, la croissance de la production renouvelable en France aura pour effet de se substituer à des productions au gaz et au charbon hors de France, et concourront donc à la réduction

des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle européenne.

Dans ce contexte, et même en intégrant une révision à la baisse de la production nucléaire (du fait de l'importance du programme de visites décennales), le caractère exportateur des échanges entre la France et ses voisins devrait perdurer, voire s'accroître :

- ▶ la France devrait continuer à exporter l'essentiel du temps, même en tenant compte des programmes de développement des énergies renouvelables annoncés par les pays voisins ;
- ▶ le solde exportateur pourrait croître et atteindre des niveaux supérieurs à 80 TWh en fin d'horizon (à température normale et à disponibilité de référence du parc nucléaire).

Enfin, les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité intègrent bien la perspective de transferts d'usage selon les rythmes indiqués dans les projets de PPE et de SNBC. RTE achèvera au cours des prochaines semaines le programme de travail engagé dans le cadre de la concertation :

- ▶ sur le développement de la mobilité électrique (principaux résultats publiés en mai 2019) ;
- ▶ sur la production d'hydrogène décarboné (principaux résultats à publier en décembre 2019) ;
- ▶ sur les usages thermiques dans le bâtiment (étude commune avec l'ADEME) (principaux résultats à publier au printemps 2020).

Le Bilan prévisionnel est établi chaque année par RTE en application de l'article L. 141-8 du Code de l'énergie.

Son élaboration fait l'objet d'une concertation auprès de toutes les parties prenantes intéressées, incluant une consultation publique sur les hypothèses, une présentation des résultats intermédiaires et une analyse collective des priorités d'études.

Il s'intègre à un programme de travail, évolutif en fonction des demandes des parties prenantes, discuté au sein des réunions de concertation organisées par RTE (Commission perspectives du système et du réseau). Les analyses présentées dans le cadre du Bilan prévisionnel peuvent, à ce titre, faire l'objet de prolongements thématiques (comme par exemple sur les imports/exports, la mobilité électrique, l'hydrogène, ou le secteur du bâtiment à l'horizon 2030-2035). Ces rapports thématiques sont publics et disponibles sur le site internet de RTE.

Le présent rapport constitue la version abrégée du Bilan prévisionnel complet (qui comprend les résultats sur l'ensemble des variantes).

SOMMAIRE

10

L'état des lieux sur la sécurité
d'approvisionnement électrique

16

L'évolution des paramètres au cours
des prochaines années

30

Le diagnostic

38

Les leviers d'action

46

Les caractéristiques d'un système
électrique en transition

L'ÉTAT DES LIEUX

SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE

La sécurité d'approvisionnement : un terme générique mais plusieurs défis liés

La notion de sécurité d'approvisionnement renvoie à la faculté d'assurer un niveau de service donné pour l'alimentation des consommateurs d'électricité en France.

Il s'agit d'une notion très large qui peut recouvrir des problématiques différentes. S'agissant de l'alimentation en électricité et sans même intégrer les enjeux d'indépendance énergétique, de sécurisation de l'approvisionnement en combustible ou en matériaux critiques, on peut *a minima* distinguer :

1. le dimensionnement du parc de production et d'effacement

: il s'agit de vérifier que le mix électrique dispose d'assez de capacités pour assurer l'équilibre offre-demande dans la plupart des situations (hors événements exceptionnels) telles que des vagues de froid, des avaries imprévues de moyens de production ou encore des épisodes de vent faible. Un critère statistique fixé par les pouvoirs publics définit le niveau de risque accepté par la collectivité en matière de déséquilibre entre l'offre et la demande ;

2. la sûreté d'exploitation en temps réel

(réglage de la fréquence) : il s'agit de vérifier qu'en cas d'aléa sur l'équilibre offre-demande européen (aléa entraînant par exemple la perte d'un ou plusieurs moyens de production), les capacités de production et les flexibilités (effacement, stockage) présentes dans le mix électrique entreront en action suffisamment rapidement pour stabiliser la fréquence ;

3. la maîtrise du plan de tension

: il s'agit de vérifier que les infrastructures de production et de réseau permettent de maintenir la tension à son niveau nominal sur l'ensemble du territoire français. Cette problématique est liée à la répartition géographique des moyens de production. Certaines zones parmi les moins dotées en moyens de production peuvent ainsi faire l'objet d'une vigilance spécifique face au risque d'effacement de tension dans des situations extrêmes (vague de froid ou indisponibilités simultanées de moyens de production de la zone ou indisponibilités sur le réseau de grand transport).

1

Le dimensionnement du parc de production et d'effacement

COMBIEN de capacités de production et d'effacement sont nécessaires pour passer certains événements extrêmes (vagues de froid, indisponibilité de réacteurs, vent faible...) ?

2

La sûreté d'exploitation en temps réel (réglage de fréquence)

COMMENT ces capacités réagissent-elles en cas d'aléa en temps réel ? Est-ce suffisant pour stabiliser la fréquence ?

3

La maîtrise du plan de tension

OÙ sont situés les moyens de production ? Est-ce que cette répartition permet de maintenir la tension à son niveau nominal sur tout le territoire ?

Pour assurer l'équilibre du système électrique (équilibre offre-demande, fréquence et tension), RTE dispose de différents leviers d'exploitation « normaux » (solicitation des capacités de production et d'effacement via le marché et le mécanisme d'ajustement) ainsi que de leviers dits « post marché » (appels aux gestes citoyens, sollicitation des gestionnaires de réseau européens dans le cadre des contrats de secours, dégradation des marges d'exploitation, interruptibilité, réduction de la tension sur les réseaux de distribution...).

Certains leviers (comme l'interruptibilité) peuvent être utilisés pour différentes problématiques.

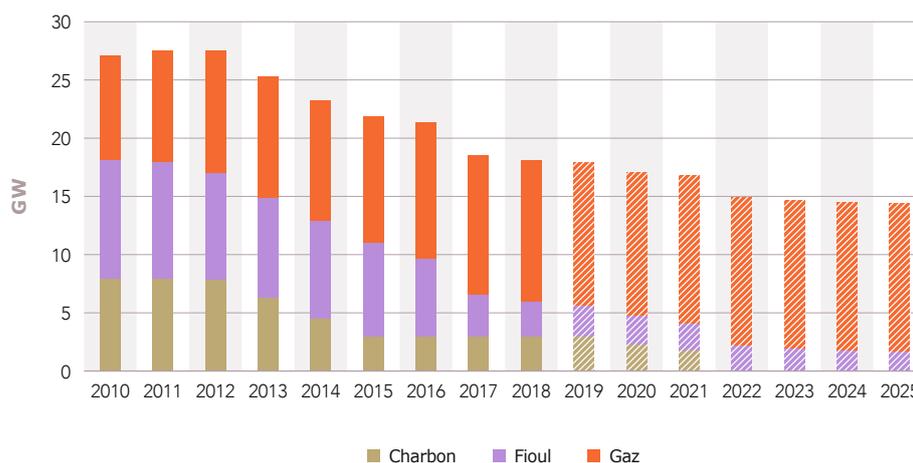
En dernier recours, RTE peut procéder à des coupures de consommateurs, momentanées, localisées et tournantes afin de préserver la sécurité d'alimentation du plus grand nombre (il ne s'agit donc pas d'une situation de blackout).

Le dimensionnement du parc de production : une conformité stricte au critère réglementaire des « trois heures »

Le dimensionnement du parc de production en France a toujours permis le respect du critère de sécurité d'approvisionnement tel que défini par les pouvoirs publics, c'est-à-dire une durée de défaillance inférieure à trois heures par an en espérance¹.

Au cours des dernières années, la fermeture des centrales au fioul et au charbon a néanmoins entraîné une résorption des surcapacités et une réduction des marges du système électrique et rapproche désormais le niveau de sécurité d'approvisionnement du critère réglementaire.

Figure 2. Évolution des capacités installées du parc thermique fossile en France continentale au 31 décembre de l'année (données historiques et projections)



1. Dans le cadre du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie, le Gouvernement précise le critère de sécurité d'approvisionnement historique (critère dit « des trois heures ») en spécifiant la notion de défaillance, définie comme une situation de déséquilibre entre l'offre et la demande nécessitant l'appel aux moyens post marché, et en le complétant avec un critère sur le niveau de délestage, dont la durée moyenne devra rester inférieure à deux heures par an. Les premières analyses menées par RTE montrent qu'étant donné le volume de moyens post marché disponibles en France, les deux critères sont équivalents.

Le respect du critère de sécurité d’approvisionnement signifie que le niveau de risque de déséquilibre entre l’offre et la demande d’électricité, aussi appelé «défaillance», est conforme à celui défini par la réglementation.

À l’heure actuelle, ce risque se matérialise pour l’essentiel dans des situations extrêmes de vague de froid ou d’indisponibilités simultanées affectant le parc nucléaire, comme l’arrêt de plusieurs réacteurs par le producteur ou sur demande de l’Autorité de sûreté nucléaire. L’analyse des stress tests menée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019 (voir la partie dédiée au

diagnostic) illustre ainsi les situations extrêmes présentant un risque de déséquilibre entre l’offre et la demande.

Dans de telles situations, RTE procède à l’activation des moyens post marché cités précédemment, de manière à éviter ou à limiter le recours au délestage de consommateurs. L’activation de ces moyens post marché ne constitue pas la traduction d’une vulnérabilité subie, mais correspond à une situation choisie : dans un système équilibré à trois heures, la probabilité d’avoir recours au moins une fois dans l’année à un moyen post marché est de l’ordre de 25 %.

Le fonctionnement en temps réel du système : des enjeux désormais plus perceptibles du fait de l’activation des capacités interruptibles en 2019

En temps réel, le système électrique est en permanence confronté à des variations de l’offre et de la demande.

Ces variations sont dues à des aléas (par exemple, déconnexion fortuite d’un moyen de production, variation rapide des programmes de production...) ou à des écarts de prévision (par exemple, écart par rapport à la prévision sur la température influant sur la prévision de consommation). Elles peuvent affecter l’équilibre entre production et consommation et faire dévier la fréquence du système électrique européen.

Pour y faire face et ajuster à tout instant l’équilibre du système, RTE dispose de différentes réserves pouvant être activées avec des délais plus ou moins rapides. Parmi celles-ci, la réserve primaire, ou réglage primaire de fréquence, est celle qui dispose du temps de réaction le plus rapide et permet de réguler la fréquence de manière automatique en l’espace de quelques secondes. Les autres réserves contractualisées par RTE (réserves secondaire, rapide et complémentaire) peuvent ensuite prendre le relais pour équilibrer le système dans la durée.

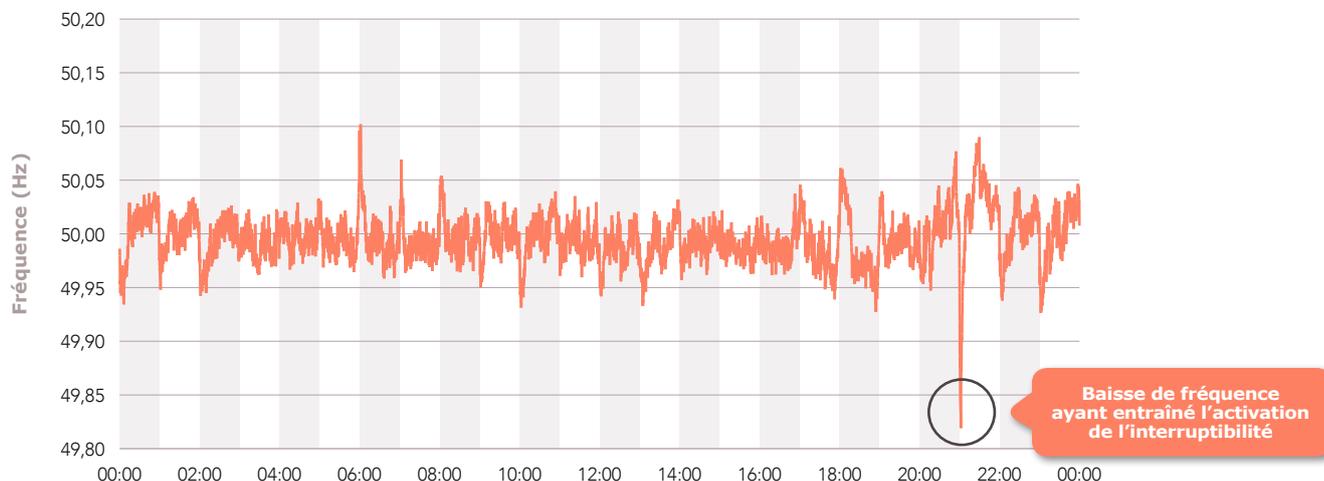
Dans les (rares) cas où l’activation de ces réserves ne suffit pas à rétablir l’équilibre entre l’offre et la demande et stabiliser la fréquence, d’autres

leviers d’exploitation peuvent entrer en action tels que l’interruptibilité de grands consommateurs industriels. Il s’agit d’un service faisant l’objet d’une contractualisation annuelle, qui prévoit la possibilité d’interrompre en quelques secondes la consommation des sites concernés, en cas de tension sur le système ou en cas d’écarts sur la fréquence du système électrique européen par rapport au niveau nominal de 50 Hz.

Ce levier a été activé pour réguler la fréquence, de manière automatique, à deux reprises au cours de l’année 2019, le 10 janvier et le 7 octobre. Contrairement à certaines explications relayées dans la presse ou sur les réseaux sociaux, l’activation de ce dispositif ne signifie aucunement que la France aurait frôlé le blackout lors de ces journées. Elle témoigne simplement que ces dispositifs aux délais d’action très rapides peuvent constituer, dans certaines circonstances, des dispositifs appropriés pour gérer certaines situations d’exploitation du système électrique.

L’écho de ces activations dans la presse spécialisée a néanmoins permis d’illustrer la complexité des mécanismes mis en jeu.

Ces activations sont en effet intervenues hors des configurations le plus souvent décrites comme susceptibles d’occasionner des ruptures

Figure 3. Modulation de la fréquence lors de la journée du 7 octobre 2019

d'approvisionnement. Au contraire, le 10 janvier et le 7 octobre 2019, de nombreuses capacités de production et d'effacement étaient disponibles : les activations automatiques de l'interruptibilité dans ces circonstances ne traduisent donc pas un déficit d'offre, mais plutôt une différence de dynamique entre l'évolution de la production, qui s'adapte à la logique de fonctionnement des marchés, et l'évolution de la demande d'électricité, et ce à la maille de la plaque continentale européenne.

Ces déséquilibres structurels consomment une partie plus ou moins importante des réserves nécessaires à la stabilisation de la fréquence en cas d'aléa, en particulier sur la production.

Ainsi dans ces situations survenant autour des heures rondes, il faut pouvoir répondre à un besoin rapide de régulation de la fréquence en particulier lorsque la situation est marquée par la concomitance entre (i) des variations importantes des programmes de production et d'échanges d'électricité aux interconnexions et (ii) un ou plusieurs aléas affectant la production ou le réseau électrique européen.

La survenue d'écarts de fréquence de cette ampleur n'est pas un élément nouveau :

- ▶ de tels écarts sont régulièrement observés depuis plusieurs dizaines d'années, en particulier aux heures rondes, à des moments où les programmes de production et d'échanges aux interconnexions connaissent des variations importantes² ;
- ▶ **ces écarts de fréquence ne sont pas liés au développement des énergies renouvelables et seraient intervenus également dans un mix électrique constitué exclusivement de moyens nucléaires, thermiques et/ou hydrauliques.**

En collaboration avec ses homologues européens, RTE étudie des solutions ou évolutions des règles de marché, visant à améliorer la régulation de la fréquence et limiter les risques de déviation importante. Plusieurs éléments concourent à la maîtrise de ces situations :

- ▶ renforcer la rapidité de réaction de la réserve primaire, premier levier de maîtrise des écarts de fréquence, pour répondre aux dégradations rapides qui se produisent en quelques secondes ;

² Voir le rapport de l'association des gestionnaires de réseau européens ENTSO-E publié début 2019 : Continental Europe significant frequency deviations – January 2019

- ▶ disposer de leviers d'ajustement de la production adaptés à la temporalité de l'équilibrage de ces situations pouvant être mis en œuvre très rapidement et sur des courtes durées ;
- ▶ réduire le pas de programmation des échanges transfrontaliers aujourd'hui majoritairement au pas horaire et lisser les variations associées de la production.

Dans un premier temps, RTE a décidé de renforcer le contrôle de l'aptitude technique des groupes assurant le réglage primaire, de manière à interdire progressivement la participation au réglage de fréquence à des unités de production ne présentant pas les caractéristiques requises en matière de rapidité d'action (par exemple pour certains groupes hydrauliques fonctionnant « au fil de l'eau »).

La problématique de maîtrise du plan de tension concerne aujourd'hui exclusivement la zone du Grand Ouest

À l'échelle régionale, la notion d'équilibre offre-demande n'a généralement pas de sens, car les réseaux électriques permettent de mutualiser les capacités de production et d'effacement et de gérer cet équilibre à l'échelle nationale voire européenne, ce qui est beaucoup plus efficace sur les plans technique et économique.

Cet équilibre plus large est tributaire des capacités d'acheminement du réseau, qui ne sont pas infinies.

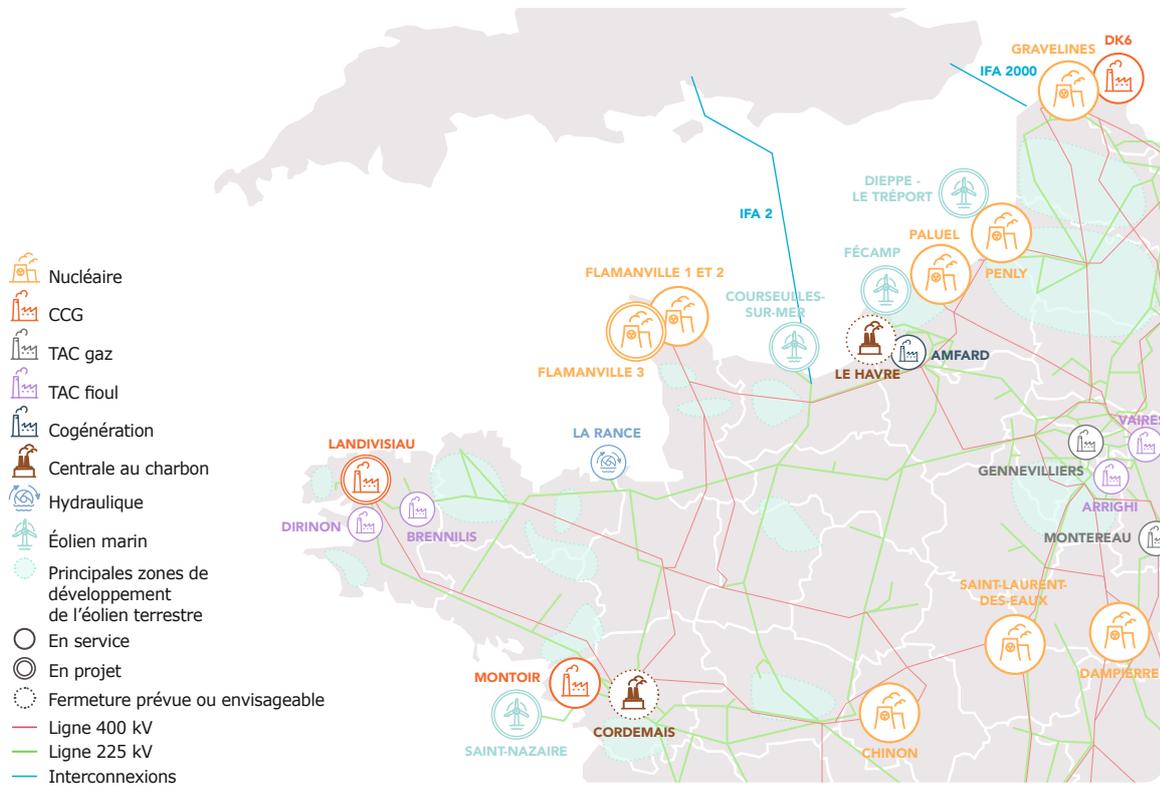
En particulier, le maintien de la tension sur le réseau électrique, facilité par la présence de moyens de production, peut conduire à une vigilance spécifique dans des zones présentant une forte consommation et peu dotées en moyens de production. Dans de telles zones, en cas de vague de froid intense et/ou d'indisponibilité de certaines capacités, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau (phénomène d'écroulement de tension). Pour éviter un tel incident généralisé, RTE peut alors procéder à l'activation des leviers post marché, selon la séquence ci-dessus.

En France, seule la zone du Grand Ouest, qui couvre l'ensemble du quart nord-ouest de la France, est aujourd'hui concernée par une telle vigilance. Cette situation a été décrite en détail dans les dernières publications relatives à la sécurité d'approvisionnement (Bilan prévisionnel 2018, volet régional « Pays de la Loire », rapport d'analyses complémentaires d'avril 2019). **Elle conduit à des préconisations spécifiques pour l'évolution de la production à Cordemais au cours des prochaines années** (voir la partie dédiée au diagnostic).

L'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, autrefois considéré comme une « péninsule électrique » au même titre que la Bretagne, n'est plus aujourd'hui dans cette situation. Son alimentation a été sécurisée par le renforcement du réseau (« filet de sécurité PACA ») et le développement de production dans la zone de Fos.

Enfin, l'est de la France est une région où la production est très développée et le réseau fortement maillé : aucun problème de sécurité d'approvisionnement local n'est à signaler ou à envisager.

Figure 4. Carte du réseau de transport et des principaux moyens de production sur la zone du Grand Ouest



L'ÉVOLUTION DES PARAMÈTRES AU COURS DES PROCHAINES ANNÉES

La consommation d'électricité reste stable

Depuis le début des années 2010, la consommation française d'électricité est entrée dans une phase de relative stabilité. Ce ralentissement structurel de la consommation, constaté également dans la plupart des pays européens, s'explique essentiellement par l'effet des actions d'efficacité énergétique et la « tertiarisation » de l'économie (le secteur tertiaire étant moins énergivore que l'industrie à niveau de production équivalent).

Cette tendance s'est confirmée en 2018 avec une consommation d'électricité corrigée des aléas climatiques stable par rapport à l'année précédente, voire en légère baisse (-0,3%) du fait de facteurs conjoncturels, notamment une croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire au printemps.

Selon les données provisoires disponibles à fin septembre, cette tendance semble également se confirmer sur l'année 2019, voire pourrait s'infléchir, puisque la consommation intérieure d'électricité corrigée des aléas s'inscrit en baisse de 0,5%

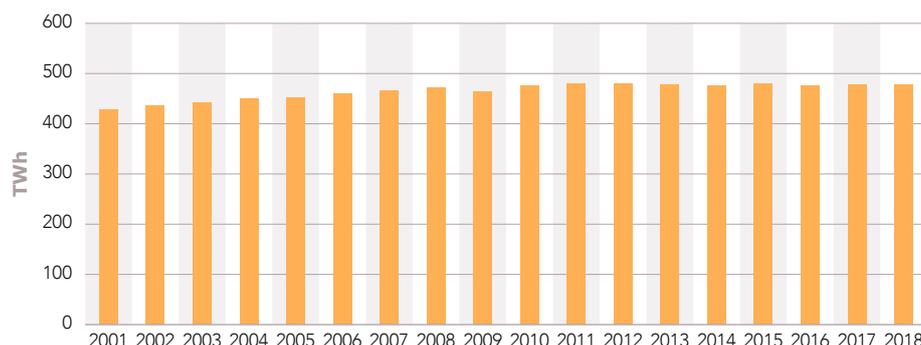
sur les neuf premiers mois de l'année par rapport à la même période de l'année précédente.

La tendance générale à la stabilité ou à une légère diminution pour les prochaines années est donc conservée dans le Bilan prévisionnel 2019.

Pour les prochaines années, le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 repose, comme l'année précédente, sur une hypothèse de stabilité de la consommation électrique en France à l'horizon 2025. Plusieurs variantes sont également étudiées afin de refléter le cône d'incertitude autour de cette hypothèse et d'évaluer la sensibilité des résultats en matière de sécurité d'approvisionnement à l'évolution de la consommation.

Le Bilan prévisionnel 2019 comprend par ailleurs une analyse approfondie des actions de maîtrise de la demande et de leur impact potentiel sur la pointe de consommation (voir partie sur les leviers) ainsi qu'un focus sur l'accueil des nouveaux usages électriques (véhicule électrique, hydrogène, chauffage...) au cours des prochaines années.

Figure 5. Évolution de la consommation intérieure d'électricité corrigée de l'aléa météorologique en France continentale hors enrichissement d'uranium



Une filière effacements toujours en cours de structuration

Les effacements de consommation constituent un moyen technique particulièrement adapté au traitement de la pointe de consommation.

Depuis plusieurs années, un travail technique et réglementaire a été effectué en profondeur pour ouvrir tous les mécanismes à l'effacement (proposé par des fournisseurs ou des opérateurs d'effacement indépendants) : ce travail a été couronné de succès et une véritable concurrence est à l'œuvre sur ce segment.

Ce travail technique s'accompagne d'une politique explicite de soutien à l'effacement de manière à atteindre des objectifs spécifiques pour la filière, inscrits dans la PPE.

La montée en puissance de l'effacement et de sa contribution à la sécurité d'alimentation en électricité a néanmoins été plus lente qu'initialement espéré. Trois raisons y contribuent.

D'une part, **le gisement à mobiliser au cours des prochaines années fait l'objet d'une révision de manière à gagner en réalisme.** Le projet de PPE confirme l'objectif de développement de la filière, avec un objectif de 6,5 GW de capacité d'effacement à l'horizon 2028, tout en retenant une approche plus progressive en ramenant le point de passage à 2023 à 4,5 GW. Cet objectif de développement reste ambitieux, la capacité d'effacement actuelle étant estimée à 2,9 GW (2,3 GW de capacités certifiées sur 2019 et 0,6 GW d'effacements implicites).

D'autre part, **les problèmes de fiabilité de la filière effacements identifiés depuis plusieurs années, ne sont pas encore résolus.** Les remèdes apportés (durcissement des contrôles) n'ayant pas permis d'améliorer significativement la fiabilité, un second train de mesures a été mis en place **par RTE pour consolider une vision globale sur la fiabilité** (mise en place de processus de suivi « rapproché » de la performance des effacements, tests d'activation).

Les analyses récentes confirment que la fiabilité des effacements est inférieure à celle de la production avec une tendance à la surestimation de la puissance disponible ainsi qu'une imprécision à l'activation. Ce déficit de fiabilité reste un sujet de vigilance quant à la contribution des effacements à la sécurité d'approvisionnement et à l'équilibrage en temps réel du système électrique.

Ce déficit de fiabilité peut s'expliquer en partie par les spécificités de la filière (la puissance effaçable dépend du niveau de consommation, qui est par nature variable). Il n'est pourtant pas une fatalité. Les analyses de RTE montrent une forte disparité en matière de fiabilité entre les différents acteurs de la filière, y compris parmi ceux agissant sur des sites aux profils similaires. Plusieurs opérateurs ont des niveaux de fiabilité nettement supérieurs à la moyenne de la filière. Par ailleurs, la tendance à la dégradation des performances a été interrompue (avec même une légère amélioration de la fiabilité au premier semestre 2019 selon des chiffres provisoires).

Enfin, **un des objectifs actuels poursuivi par les pouvoirs publics consiste en un « verdissement » des effacements bénéficiant du soutien public.** En effet, une partie importante des effacements enregistrés dans les précédents appels d'offres dédiés étaient réalisés au moyen de groupes électrogènes, et conduisaient à ce titre à des émissions de CO₂ supplémentaires³. Une partie de la transition en cours consiste ainsi en une modification de la nature des effacements recherchés et en une augmentation du volume des « effacements verts ».

Dans ce contexte, **le Bilan prévisionnel 2019 retient une approche prudente dans l'évaluation du gisement d'effacements au cours des prochaines années.** Ainsi, dans le cas de base de l'étude, les objectifs de la PPE sont en voie d'être atteints à l'horizon 2023, avec la potentialité d'un léger retard ou d'une fiabilité en progrès par rapport à aujourd'hui mais sans atteindre la cible théorique. Des variantes encadrantes sont également testées.

3. L'activation d'un groupe électrogène est plus émettrice que l'activation d'une turbine à combustion au fioul pour passer la pointe, par exemple.

De nouveaux objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables publiés dans le projet de PPE et une contribution non négligeable à la sécurité d’approvisionnement

En novembre 2018, RTE a fait le constat dans le Bilan prévisionnel que la tenue des trajectoires de développement des énergies renouvelables ne constituait pas uniquement un enjeu de «verdissement» du mix, mais était également nécessaire pour la sécurité d’approvisionnement.

Ce constat demeure : la situation tendue analysée dans le Bilan prévisionnel 2019 nécessite que les trajectoires annoncées soient effectivement tenues sur l’éolien (terrestre et en mer), et requiert une accélération forte pour le solaire.

L’énergie hydraulique représente aujourd’hui la principale forme d’énergie renouvelable. Au cours des prochaines années, le Bilan prévisionnel retient une hypothèse de très faible progression du productible (les ambitions affichées dans le projet de PPE visent essentiellement la pérennisation du productible hydraulique, aucune nouvelle installation de grande ampleur n’étant envisagée), de second ordre par rapport à la capacité actuellement installée.

Le développement de la filière éolienne terrestre française s’inscrit ces dernières années dans une véritable dynamique de hausse. La mise en place du cadre réglementaire complet et les mesures de simplification et d’accélération identifiées devraient permettre de consolider

durablement le développement de la filière et de se rapprocher des objectifs de la PPE. Depuis 2016, le développement de l’éolien n’a entraîné aucune réévaluation négative sur la sécurité d’approvisionnement.

Le développement de la filière éolienne en mer semble désormais amorcé. Le 7 juin 2019, après des années de procédures, le Conseil d’État a rejeté le dernier recours contre le parc éolien de Saint-Nazaire. Un certain nombre d’autres recours concernant les parcs de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Brieuc ont également été purgés. Le Bilan prévisionnel retient dans son cas de base une trajectoire cohérente avec les plannings des projets des premiers appels d’offres, intégrant une mise en service du premier parc éolien en mer en 2022, puis des cinq autres parcs prévus par les appels d’offres 1 et 2 entre 2023 et 2025, pour une capacité totale installée de près de 3 GW à cet horizon.

En revanche, **le développement actuel de la filière photovoltaïque reste bien en deçà du rythme nécessaire à l’atteinte des objectifs publics annoncés.** Ainsi, le Bilan prévisionnel retient dans le cas de base une trajectoire de développement plus prudente pour cette filière, cohérente avec le rythme historique constaté pour les deux prochaines années et intégrant une inflexion au-delà.

Figure 6. Trajectoires d’évolution des filières éolienne terrestre et solaire

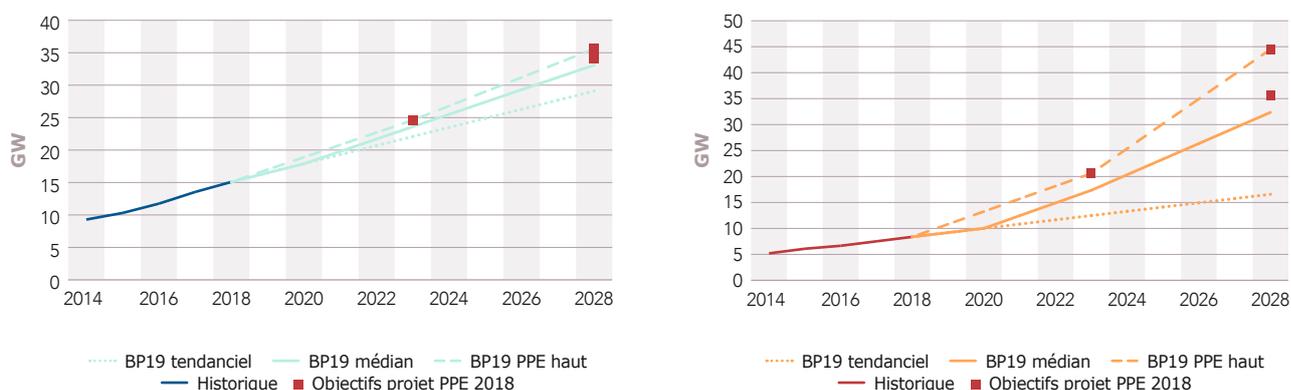
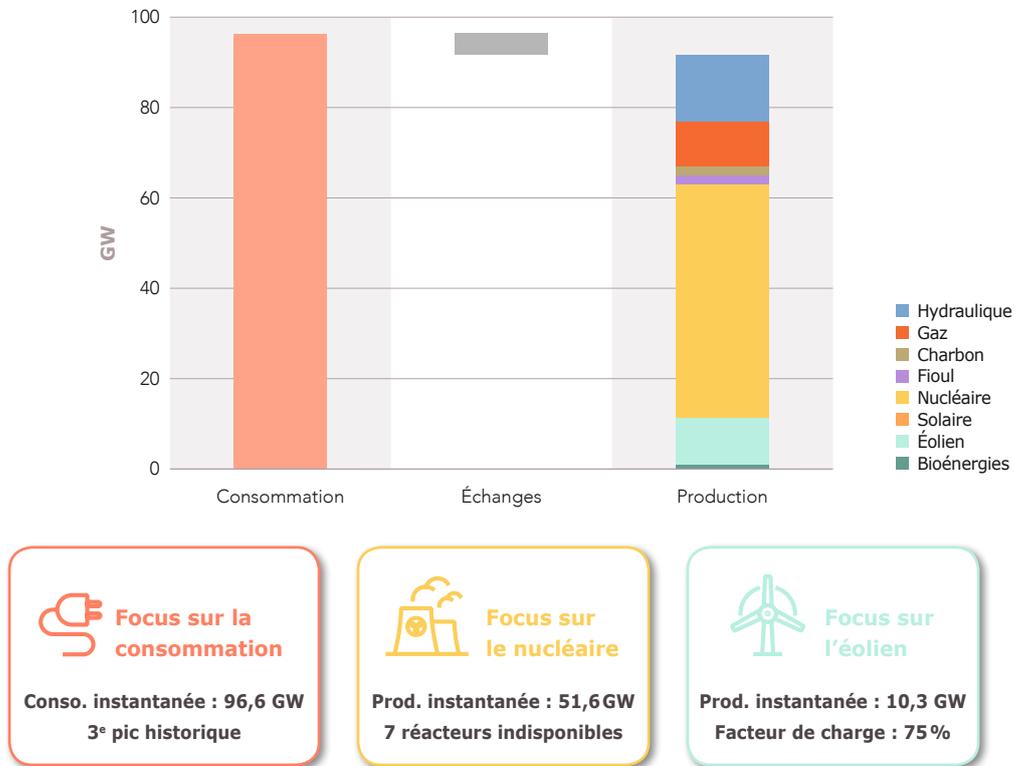


Figure 7. Mix de production observé le 28 février 2018 à 19h



Ces filières, dont la production est par nature variable, ont une contribution non négligeable à la sécurité d'approvisionnement.

À titre d'exemple, le mix de production du 28 février 2018 illustre la contribution de l'éolien terrestre à la sécurité d'approvisionnement, dans une situation présentant une forte consommation (troisième pointe de consommation annuelle la plus haute en France) et une disponibilité nucléaire réduite (sept réacteurs indisponibles). **Le facteur de charge éolien très important, de l'ordre de 45% le matin et 75% le soir, a permis d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. La situation, bien que tendue, n'a pas été proche du blackout : elle n'a nécessité l'activation d'aucun levier post marché.**

Cette situation n'est pas généralisable et ne garantit pas la disponibilité de l'éolien sur les périodes hivernales : il existe en effet, symétriquement, des périodes où la contribution de l'éolien est très faible, avec des facteurs de charge significativement en dessous de 10%. Cet exemple illustre néanmoins le fait que dans certains cas, la production de cette filière à la pointe peut être significative et utile à la sécurité d'approvisionnement.

La représentation utilisée dans le Bilan prévisionnel permet de représenter des épisodes de vent faible (comme de forte production) sur la base d'une modélisation climatique très détaillée.

Une période charnière pour le parc nucléaire combinant de nombreux facteurs d'incertitude

La filière nucléaire représente la majeure part de l'électricité produite en France : l'analyse détaillée de son évolution est donc essentielle.

Le Bilan prévisionnel 2018 a listé un certain nombre d'incertitudes, qui ne sont aujourd'hui pas levées, à l'exception de la date de fermeture de la centrale de Fessenheim qui est désormais clarifiée.

RTE intègre dans ses prévisions une tendance à la réduction de la disponibilité du parc nucléaire, en listant notamment trois facteurs de vigilance :

- 1) la date de mise en service de l'EPR ;
- 2) la durée et le positionnement des visites décennales ;
- 3) la disponibilité des réacteurs hors périodes de visites décennales.

Les dates de fermeture des réacteurs de Fessenheim sont désormais clarifiées mais l'incertitude persiste autour du calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville

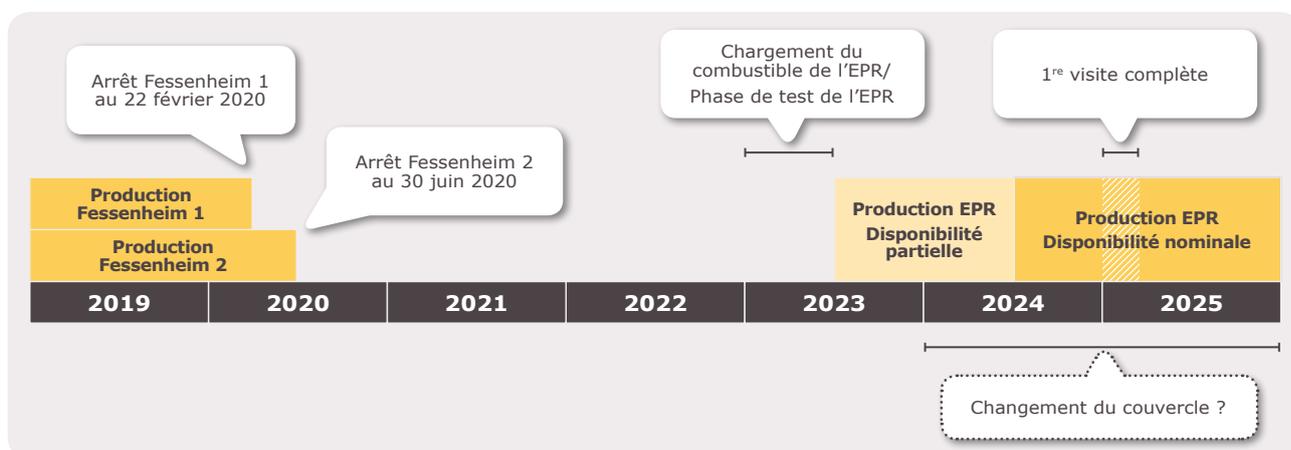
Début octobre 2018, suite à l'annonce d'un nouveau report de la date de mise en service de l'EPR de Flamanville, le ministre de la Transition écologique et solidaire a pour la première fois

dissocié le calendrier de fermeture de la centrale de Fessenheim de celui de la mise en service de l'EPR.

Ce cas de figure a été étudié dans le Bilan prévisionnel 2018 qui n'avait pas mis en évidence de difficulté en matière de sécurité d'approvisionnement liée à la dissociation entre la fermeture de la centrale de Fessenheim et la mise en service de l'EPR, pourvu que celui-ci soit mis en service en 2022 au plus tard.

Le projet de PPE publié en janvier 2019 a précisé ce calendrier de fermeture, en annonçant **l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim au printemps 2020, non conditionné à la mise en service de l'EPR**. Ces éléments de calendrier ont été confirmés par les dates d'arrêt déclarées par le producteur sur la plateforme de transparence européenne dès le mois de mai et par un communiqué de presse publié fin septembre. EDF a alors annoncé avoir adressé au ministre chargé de la transition écologique et solidaire et à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) la demande d'abrogation d'exploiter ainsi que la déclaration de mise à l'arrêt définitif des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim. L'arrêt du réacteur n° 1 est désormais prévu le 22 février 2020, celui du réacteur n° 2 le 30 juin de la même année.

Figure 8. Évolution de la capacité de production du parc nucléaire dans le cas de base



Si l'arrêt de la centrale de Fessenheim est désormais prévu pour le premier semestre 2020, la date de mise en service de l'EPR a été en parallèle repoussée à fin 2022 au mieux. Ainsi, d'après les éléments communiqués début octobre 2019, le scénario privilégié par EDF pour la remise à niveau des soudures du circuit secondaire principal (utilisation de robots télé-opérés) doit encore être validé par l'ASN. Dans le cas où ce scénario serait validé d'ici fin 2020, EDF indique pouvoir envisager une date de chargement du combustible à fin 2022.

Ces informations conduisent désormais à exclure la possibilité d'une mise en service de l'EPR dans les deux prochaines années (alors que cela était encore envisagé par EDF il y a un an) et confirment l'existence d'un délai significatif entre la fermeture de Fessenheim et la mise en service de l'EPR, très supérieur à ce qui était jusqu'ici considéré.

Il est donc certain que la capacité de production sera plus faible au cours des prochaines années. Une forte incertitude demeure sur l'échéance où l'EPR produira en régime pérenne.

Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2019 retient une approche prudente :

- ▶ l'hypothèse retenue dans le cas de base consiste en une mise en service de l'EPR en 2023 et intègre une disponibilité partielle les premières années de fonctionnement ;
- ▶ les analyses sont également menées avec une variante de mise en service au-delà de 2025, de manière à ce que le diagnostic du Bilan prévisionnel ne soit pas entièrement dépendant de l'hypothèse de mise en service de l'EPR.

La durée et le placement des visites décennales, et notamment des quatrièmes, doivent être maîtrisés

La disponibilité effective des réacteurs est un déterminant majeur des études de sécurité d'approvisionnement, surtout à l'aube du programme de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 40 ans. Au cours de la période 2020-2025, une quarantaine de

réacteurs sont concernés par une visite décennale, dont plus de la moitié par leur « quatrième visite décennale » (réacteurs du palier 900 MW). Ces visites étant les premières du genre et l'Autorité de sûreté nucléaire n'ayant pas encore publié d'avis générique sur le sujet, cet enjeu constitue un point de vigilance spécifique dans les analyses du Bilan prévisionnel.

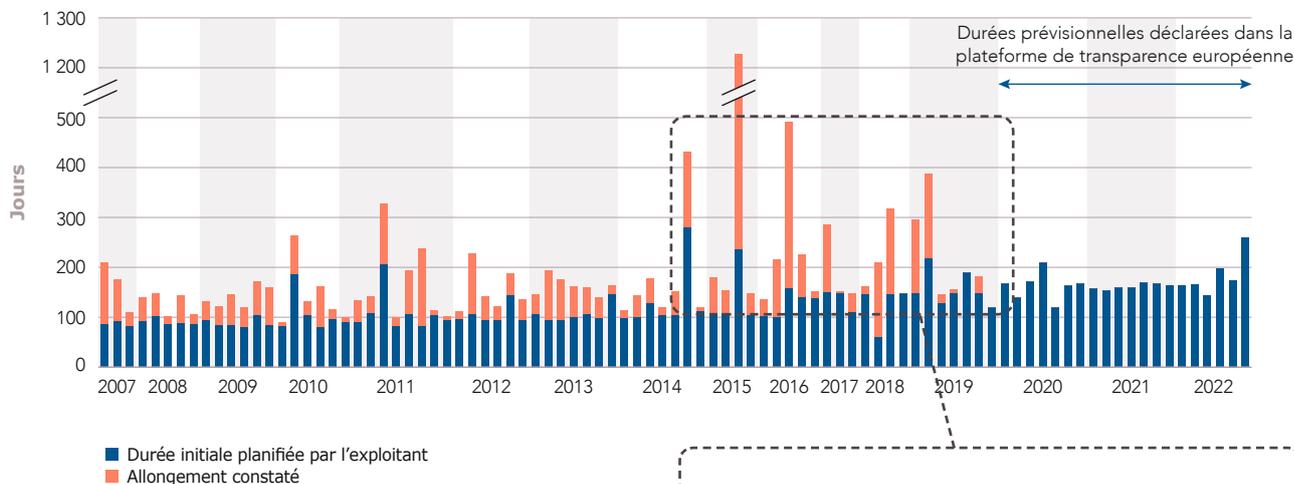
Pour rendre compte de ces enjeux, les analyses du Bilan prévisionnel 2018 se sont appuyées sur des hypothèses de disponibilité affinées, différenciées par hiver, en fonction du planning des visites décennales. Cette modélisation permet d'évaluer la situation spécifique de chacun des prochains hivers 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 ainsi d'identifier des hivers particulièrement contraints, en 2021-2022 et 2022-2023, avec respectivement quatre visites décennales « à risque » impactant le cœur de l'hiver en cas d'allongement de deux mois pour le premier et trois visites décennales déjà planifiées sur le mois de janvier pour le second. Cette modélisation est reconduite dans le Bilan prévisionnel 2019.

De même, le cas de base du Bilan prévisionnel 2018 reposait sur une hypothèse d'allongement moyen des durées des visites décennales de deux mois, en se fondant sur les données historiques.

Depuis, la tendance à l'allongement des durées des visites décennales par rapport aux durées initialement annoncées s'est confirmée (en moyenne de l'ordre de 60 jours). L'analyse montre également une forte variabilité des allongements observés (de 0 à 6 mois en excluant les visites décennales de Paluel 2 et Gravelines 5 considérées hors dimensionnement, avec notamment 25% des visites décennales prolongées de 4 à 6 mois).

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 maintient donc l'hypothèse de prolongation de deux mois en moyenne de chacune des visites décennales programmées. La modélisation est enrichie pour rendre compte de la variabilité des durées d'allongement autour de cette moyenne, en adoptant une représentation probabiliste de cet allongement.

Figure 9. Durées initiales planifiées par l'exploitant et allongements constatés au 1^{er} novembre 2019



Les cas de figure correspondant au respect du planning actuel des visites décennales ainsi que celui intégrant une dérive du planning plus importante sont également étudiés.

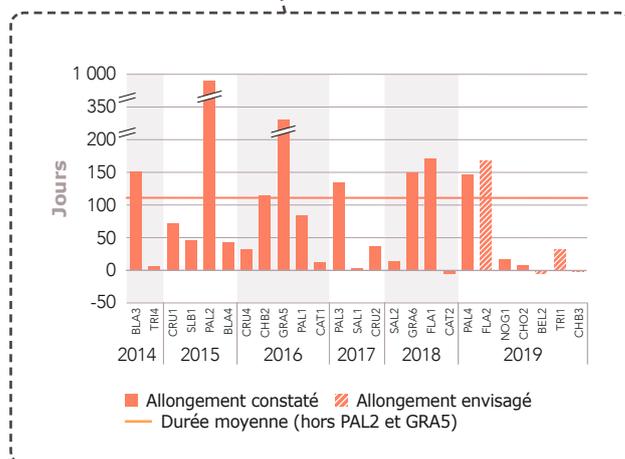
Des arrêts plus fréquents hors visites décennales

Les arrêts décennaux sont structurants mais ils ne constituent pas les seuls motifs d'arrêt des réacteurs.

Entre deux réexamens périodiques, chaque réacteur est arrêté régulièrement, pour simple rechargement ou visite partielle. Certains de ces arrêts peuvent être assez longs, notamment s'ils incluent des changements de composants industriels majeurs (par exemple les générateurs de vapeur).

Ces derniers mois, plusieurs problèmes spécifiques ont ainsi été mentionnés.

En septembre 2019, EDF a informé l'ASN de l'existence d'écarts au référentiel technique de fabrication de certaines soudures situées sur des générateurs de vapeur. Bien que ces écarts ne nécessitent pas l'arrêt des six réacteurs concernés,



des investigations devront être menées sur les soudures en question lors des arrêts programmés à venir des réacteurs.

Dans le même temps, l'ASN a placé les réacteurs n° 1 et 2 de Flamanville sous «surveillance renforcée» suite à de nombreuses difficultés rencontrées sur cette centrale depuis mi-2018. Or, la disponibilité de ces réacteurs est cruciale pour la tenue de tension dans l'ouest de la France (voir la partie dédiée au diagnostic). Le mois de janvier 2019 a ainsi été marqué par une période d'indisponibilité simultanée des deux réacteurs ayant conduit à une situation de forte vigilance pour l'alimentation du Grand Ouest. Cette situation de vigilance est maintenue pour les prochains hivers, et en particulier pour l'hiver 2019-2020 alors que la visite décennale du réacteur n°2 a été prolongée jusqu'au 31 janvier prochain (soit près de six mois de retard

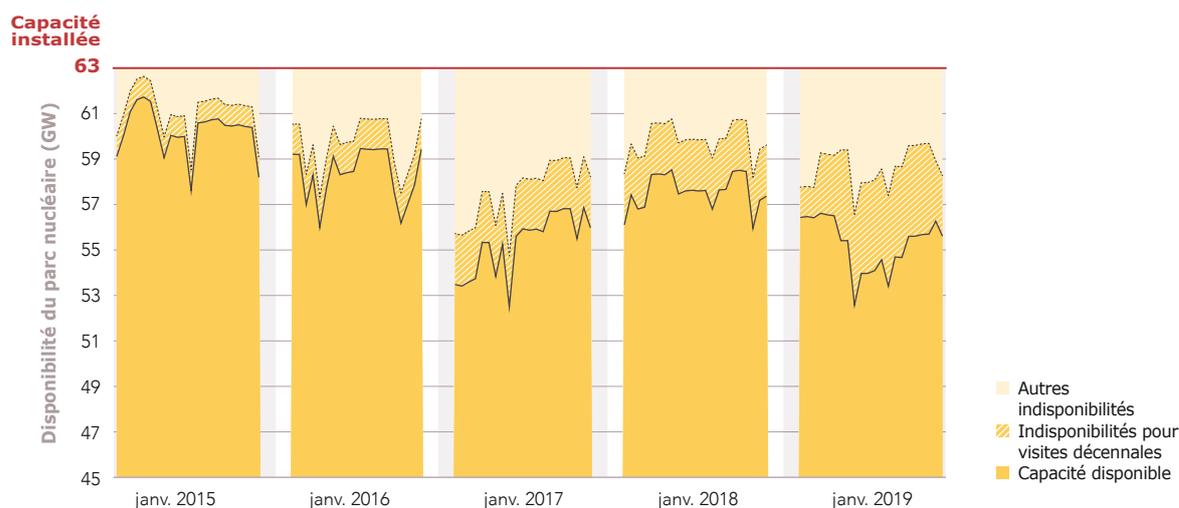
par rapport au planning initial de retour), et que le réacteur n°1 reste également à l'arrêt *a minima* jusqu'au 15 décembre, après avoir fait l'objet d'un arrêt de dix mois en 2018.

À cela viennent s'ajouter d'autres prolongations d'arrêts programmés, notamment sur le réacteur de Paluel 4. Ces nombreuses prolongations ont contraint l'exploitant à revoir sa prévision de production nucléaire à la baisse pour l'année 2019.

Au cours des prochaines années, certains arrêts programmés sensibles sont identifiés en lien avec le programme du grand carénage (par exemple le changement des générateurs de vapeur sur les réacteurs de Flamanville). Ces arrêts sont simulés de manière probabiliste dans le modèle de RTE.

Ceci montre qu'une vigilance doit être maintenue sur les indisponibilités des réacteurs nucléaires au cours des prochaines années, au-delà de la question spécifique des visites décennales.

Figure 10. Disponibilité du parc nucléaire lors des jours ouvrés en janvier (2015-2019)



Les perspectives sont maintenues pour le parc thermique à flamme

Centrales au charbon : un objectif de fin de la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2022 maintenu, mais des incertitudes persistantes sur les dates de fermeture de certaines unités

Les centrales au charbon françaises fonctionnent, aujourd'hui, de manière épisodique.

L'analyse de leur fonctionnement sur les dernières années montre ainsi un niveau de production désormais très faible. Ceci s'explique d'une part par les mouvements sociaux ayant affecté les différentes centrales au charbon en France, mais également par un espace économique aujourd'hui réduit pour ces centrales.

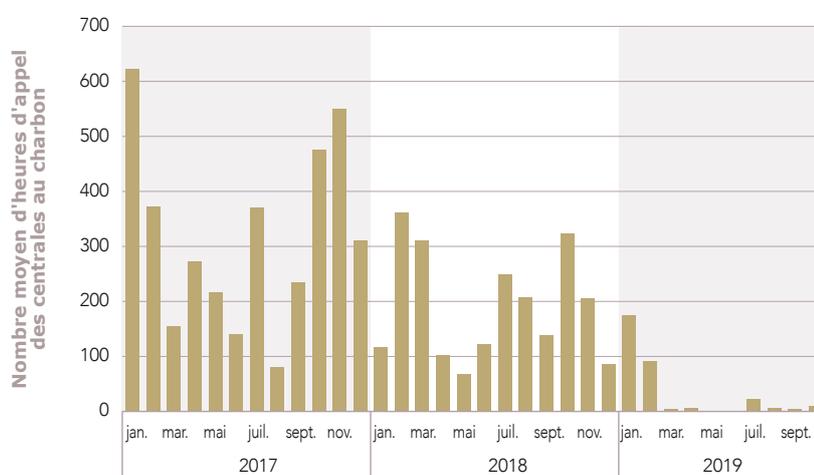
Le développement soutenu des énergies renouvelables, l'augmentation du prix du CO₂ et la compétitivité retrouvée des moyens de production au gaz conduit ainsi à réduire l'espace et le fonctionnement des centrales au charbon à l'échelle européenne. Ce constat semble confirmé par l'analyse de l'évolution de la production des centrales au charbon allemandes qui apparaît en forte baisse sur le début d'année 2019.

Le projet de PPE en cours réaffirme l'objectif de fermeture des dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon en France d'ici 2022. À cette fin, la loi énergie et climat adoptée par le Parlement en septembre contient des dispositions visant à limiter fortement la production de ces centrales à partir du 1^{er} janvier 2022, conduisant de fait à leur fermeture.

Pour le Bilan prévisionnel 2019, **RTE retient dans son cas de base une trajectoire de fermeture des centrales au charbon articulée de la façon suivante : fermeture d'une tranche en 2020, d'une tranche en 2021 et de trois tranches en 2022.** Cette trajectoire intègre la fermeture annoncée de la centrale du Havre en 2021 et retient une fermeture progressive des autres centrales au charbon, en l'absence de calendrier fixé par les exploitants.

Par ailleurs, EDF indique poursuivre l'étude du projet Ecocombust visant à convertir la centrale de Cordemais afin qu'elle puisse fonctionner avec un mélange de biomasse (déchets bois en particulier) et de charbon. Cette conversion n'est pas intégrée dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 mais fait partie des variantes détaillées dans la suite de ce document.

Figure 11. Durée mensuelle moyenne de fonctionnement des centrales au charbon



Autres unités thermiques : une mise en service du cycle combiné au gaz de Landivisiau qui reste prévue pour fin 2021 et une stabilité globale du reste du parc thermique

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 et des études complémentaires publiées en avril 2019, la mise en service de la future centrale au gaz de Landivisiau est identifiée comme un élément important pour le respect de la sécurité d'approvisionnement en France de manière générale et dans l'ouest de la France en particulier.

De manière spécifique, RTE a fixé, dans le rapport du 3 avril 2019, des jalons spécifiques à remplir par Total Direct Énergie pour que la mise en service de la centrale demeure considérée par RTE comme une solution crédible de sécurisation à l'horizon 2022.

Ces jalons – portant sur les travaux préparatoires et le raccordement aux réseaux d'électricité et de gaz – ont été respectés. L'exploitant a par ailleurs transmis à RTE les éléments attestant de l'avancée du projet et permettant de rendre crédible une mise en service à l'horizon de l'hiver 2021-2022 malgré plusieurs recours en attente de jugement.

En conséquence, la mise en service du cycle combiné au gaz de Landivisiau est maintenue pour novembre 2021 dans le cas de base du Bilan

prévisionnel. Aucune fermeture de cycles combinés au gaz n'est envisagée sur l'horizon d'étude.

Les incertitudes concernant le maintien des turbines à combustion au fioul ont été levées fin 2018. La fermeture de ces unités ne semble plus à l'ordre du jour. En l'absence de déclarations contraires et d'objectifs publics spécifiques à cette filière, le Bilan prévisionnel 2019 retient dans le cas de base **un maintien de l'ensemble des turbines à combustion** sur l'horizon d'étude. Une analyse de sensibilité portant sur le déclassement des turbines à combustion au fioul dès le premier hiver est néanmoins réalisée pour prendre en compte les incertitudes entourant le devenir de cette filière.

Le parc de petites unités thermiques contribue aujourd'hui significativement à l'équilibre du système électrique, notamment via des mécanismes de marché. **L'évolution de ces filières doit demeurer un point d'attention.**

Dans un contexte de réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'évolution de ces filières est incertaine. Notamment, le projet de PPE indique que le développement des cogénérations au gaz n'est pas compatible avec les objectifs climatiques et remet en cause le devenir du soutien public à cette filière. Le Bilan prévisionnel 2019 retient dans le cas de base une stabilité du parc de petites unités au gaz et une contraction progressive du parc fioul. L'analyse de sensibilité intégrant une contraction partielle du parc de cogénérations au gaz est reconduite.

Le renforcement de l'interconnexion de la France avec ses voisins se précise via de nouvelles lignes avec le Royaume-Uni et l'Italie

Les interconnexions jouent un rôle central dans le fonctionnement du système électrique européen. Plusieurs projets d'interconnexion sont en cours de réalisation, et devraient être mis en service sur l'horizon d'étude.

Les dates estimées pour la mise en service des deux nouvelles lignes régulées, avec la Grande-Bretagne (IFA 2) et l'Italie (Savoie-Piémont), sont régulièrement réévaluées et les délais annoncés sont globalement tenus. La mise en service de ces projets est aujourd'hui prévue pour 2020. **Par souci de prudence, le diagnostic du Bilan prévisionnel considère ces liaisons comme pleinement opérationnelles courant 2021.**

Le projet d'interconnexion Eleclink, également en cours de réalisation, doit permettre d'accroître les capacités d'échanges avec le Royaume-Uni d'environ 1 GW. Les incertitudes relatives à l'arrivée de cette interconnexion, initialement prévue pour mi-2020, persistent. En effet, la société Getlink, qui porte le projet, ne dispose pas, à ce jour, de l'agrément de la Commission intergouvernementale nécessaire pour pouvoir déployer le câble de la future liaison dans le tunnel sous la Manche. Par prudence, la mise en service du projet Eleclink n'est pas intégrée dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2019. Sa contribution à la sécurité d'approvisionnement est analysée dans une variante, en considérant une mise en service en 2021.

De nombreuses fermetures simultanées de centrales au charbon et de réacteurs nucléaires devraient se concrétiser à court terme dans les pays voisins de la France

Dans une Europe fortement interconnectée, l'évolution de la situation dans les pays voisins est un facteur de premier ordre pour l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement.

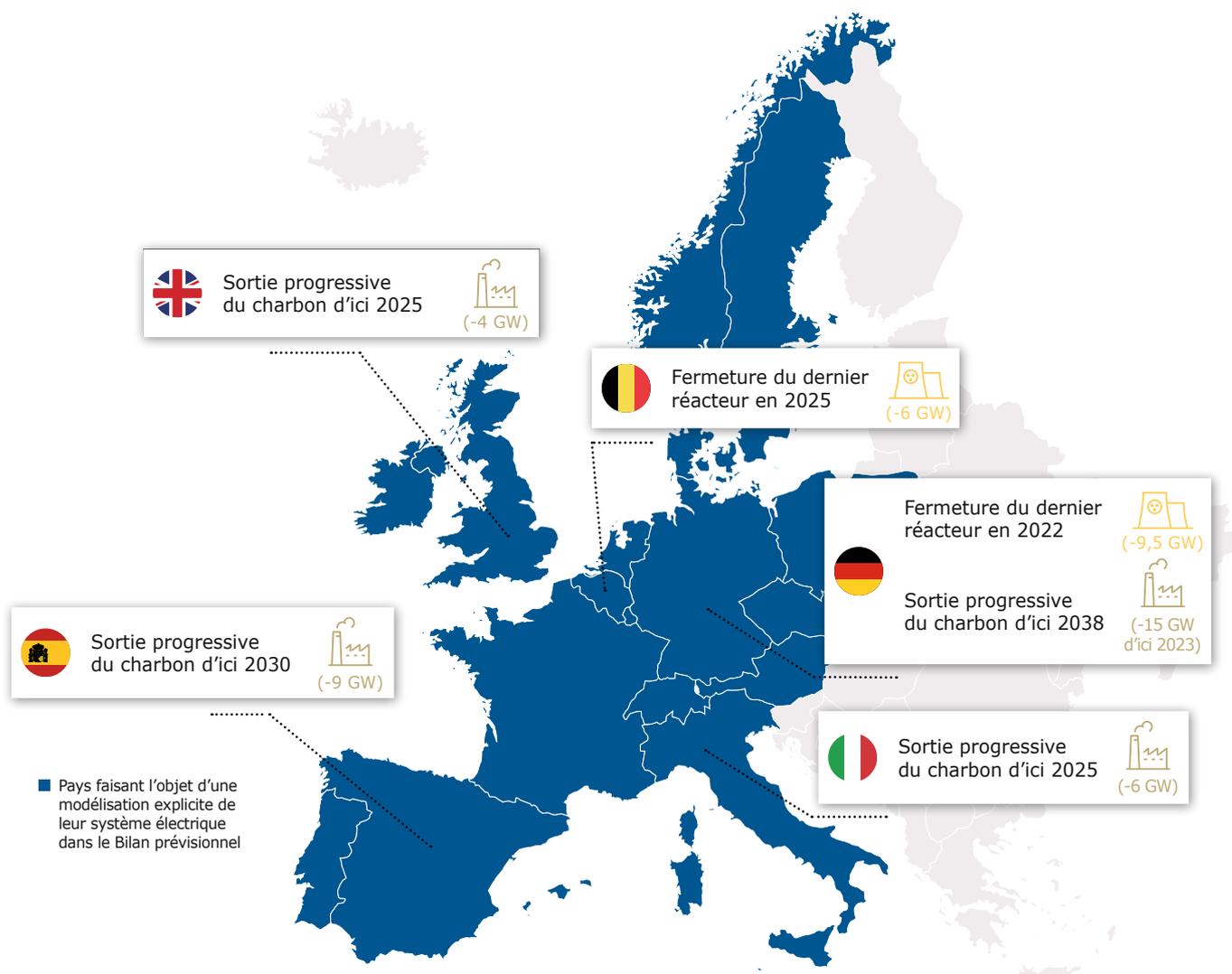
À moyen terme, la tendance générale à la réduction du parc de grandes unités thermiques ou nucléaires se confirme. De manière générale, les plans nationaux énergie-climat (NECP) élaborés par chaque État prévoient un déclassement rapide de moyens pilotables, accompagné d'une accélération du développement des énergies renouvelables. L'Allemagne et la Belgique sont ainsi concernées par des programmes de sortie du nucléaire respectivement d'ici 2022 et 2025. Dans le même temps, la fermeture progressive des centrales les plus émettrices, essentiellement au charbon, est annoncée dans la plupart des pays voisins.

L'année 2022 apparaît comme une année charnière avec notamment la fermeture des derniers réacteurs nucléaires en Allemagne, en parallèle du déclassement progressif du charbon, et la fermeture du premier réacteur nucléaire en Belgique.

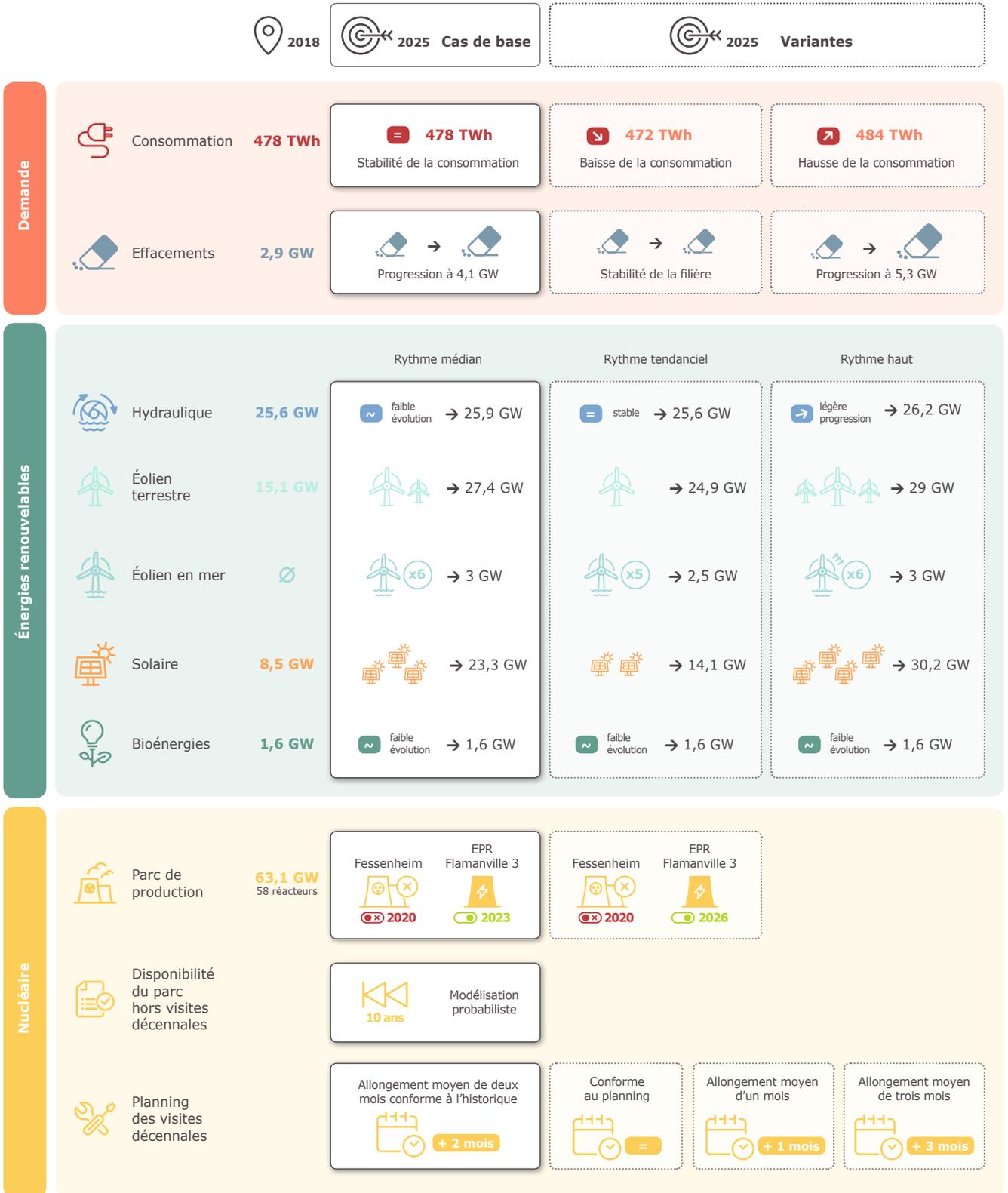
Le programme de fermeture du parc charbon français doit être relativisé par rapport aux fermetures annoncées dans les pays voisins : il n'est délicat pour la France que parce que (i) le parc français est déjà dimensionné au plus juste par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement et (ii) il constitue l'achèvement d'un mouvement de fermeture des centrales au charbon et des grandes unités au fioul au cours des dernières années.

De fortes incertitudes entourent cependant l'évolution des mix européens, notamment s'agissant des rythmes effectifs de développement des énergies renouvelables et de déclassement des moyens thermiques. **Une analyse approfondie de la coordination des décisions européennes est menée dans le Bilan prévisionnel 2019,** en testant notamment la sensibilité du diagnostic à des déclassements de moyens thermiques accélérés ou retardés par rapport aux trajectoires prévues à date.

Figure 12. Principaux objectifs de déclassement des parcs thermiques en Europe



Situation en 2025 dans le cas de base et les variantes du Bilan prévisionnel 2019





Thermique fossile

	2018	2025 Cas de base	2025 Variantes
Cycles combinés au gaz	6,2 GW	Landvisiau 2021	Landvisiau 2023
Turbines à combustion	Gaz 0,6 GW Fioul 1,4 GW	stable stable	stable 2019
Charbon	3 GW	2020 2021 2022	2020 2021 2022 Eco combust 2023
Cogénérations	Gaz 5 GW Fioul 0,4 GW	stable -50 MW/an	-500 MW/an -50 MW/an
Groupes de faible puissance unitaire	Gaz 0,4 GW Fioul 1,1 GW	stable -100 MW/an	-25 MW/an -200 MW/an

Interconnexions

	Conforme au calendrier	Retard d'un an	Mise en service d'Eleclink
Nouvelles liaisons aux frontières françaises	IFA2 2021 Savoie-Piémont 2021	IFA2 2022 Savoie-Piémont 2022	IFA2 2021 Eleclink 2021 Savoie-Piémont 2021

Pays européens

18 pays européens modélisés	entso Reliable Sustainable Connected Hypothèses issues des études européennes	Charbon Déclassement ralenti Déclassement accéléré	EnR Avance de deux ans Retard de deux ans
		CCG Absence de nouveaux moyens	Nucléaire Déclassement accéléré Disponibilité du parc

LE DIAGNOSTIC

Au cours des prochaines années, les orientations publiques – désormais clarifiées par la loi énergie et climat et le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie – doivent conduire à fermer presque 5 GW de capacité de production pilotable : 1,8 GW avec l'arrêt des deux réacteurs nucléaires de Fessenheim et 3 GW de centrales au charbon.

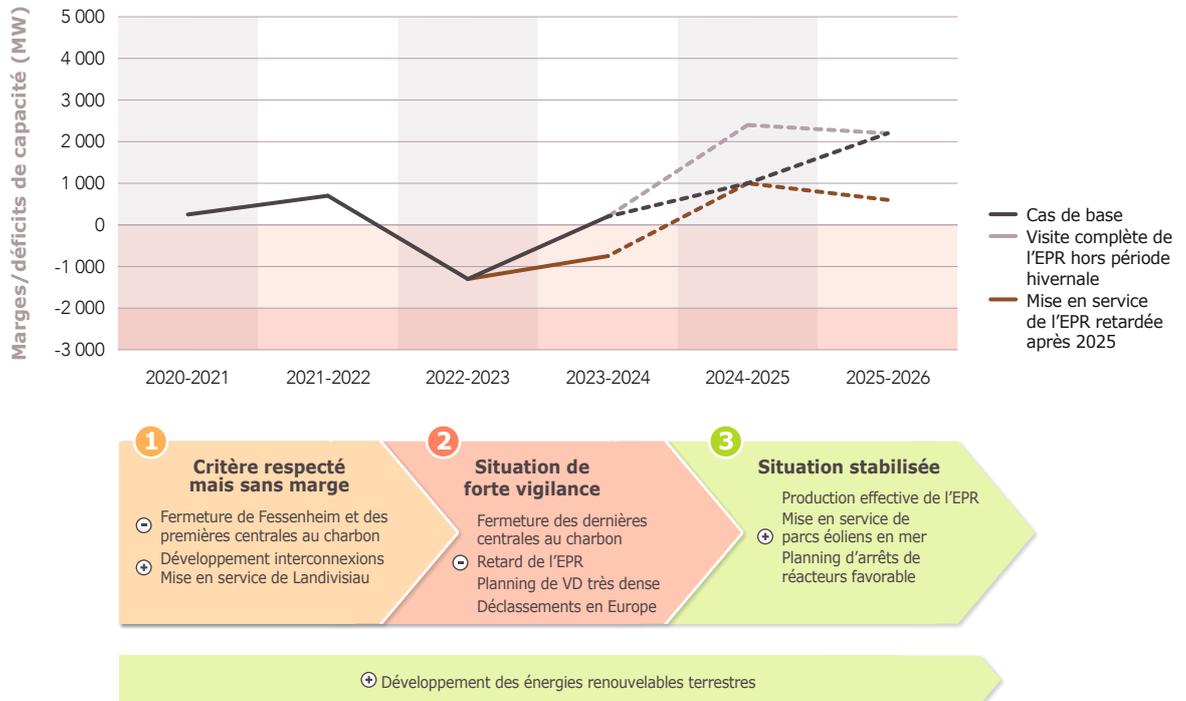
Ces fermetures s'effectuent dans un contexte où la mise en service de l'EPR de Flamanville est désormais durablement repoussée, où le parc nucléaire est engagé dans un programme de maintenance et de réinvestissement très poussé, et où l'ensemble

des pays européens ont décidé de fermer des capacités de production pilotables de manière simultanée.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 intègre désormais des hypothèses jugées jusqu'alors peu probables, et se rapproche des cas les plus dégradés étudiés dans les analyses complémentaires d'avril 2019.

L'analyse de RTE permet d'identifier trois périodes clés au cours des prochaines années.

Figure 13. Évolution des marges dans le cas de base du Bilan prévisionnel



Période 1 : jusqu'en 2021-2022, un système électrique « équilibré » du point de vue du critère de sécurité d'approvisionnement, mais sans marge

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 **la France ne peut pas, seule, faire face aux pointes de consommation hivernales lors des situations les plus tendues.**

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 sur l'hydraulique et le nucléaire. Cette situation est à la source des très bonnes performances en matière d'émissions de CO₂ (le mix électrique est à plus de 90 % décarboné). Elle entraîne néanmoins des spécificités en matière d'exploitation du système, et notamment une forte dépendance aux performances du parc nucléaire.

Dans ce contexte, la sécurité d'approvisionnement « effective » sur chaque hiver peut dépendre fortement de certaines conditions conjoncturelles.

Par exemple, une moins bonne disponibilité conjoncturelle du parc nucléaire conduit à dégrader la situation (comme au cours du second semestre 2019 avec la prolongation d'arrêts sur les réacteurs de Flamanville ou l'arrêt inopiné de réacteurs à Cruas pour vérification suite au tremblement de terre du 11 novembre 2019). Des mouvements sociaux peuvent conduire à un effet similaire, en conduisant à l'indisponibilité d'une partie du parc existant et à faire face, en temps réel, à une situation plus dégradée que prévu. De la même façon, une situation spécifique survenant dans un pays voisin (comme la forte indisponibilité du parc nucléaire belge en novembre 2018) a des impacts non négligeables sur la sécurité d'approvisionnement en France.

Ce type de facteurs ne peut être restitué que par des études saisonnières telles que les « passages de l'hiver » et « passages de l'été » publiés par RTE chaque année.

Pour l'hiver 2019-2020, l'étude saisonnière apparaît ainsi plus favorable à compter de janvier 2020, du fait d'éléments conjoncturels (meilleure disponibilité des parcs européens, stocks hydrauliques satisfaisants, planning d'arrêts de réacteurs favorable sur le début 2020).

Les fermetures de la centrale nucléaire de Fessenheim prévue en 2020 et de trois premières centrales au charbon d'ici 2022 sont compatibles avec le respect du critère réglementaire dans la plupart des cas étudiés

Hors réaménagement du planning des visites décennales au cours des prochains mois, l'hiver 2020-2021 se présente comme un hiver *a priori* favorable du point de vue de la disponibilité nucléaire. Ce facteur est prépondérant pour expliquer le maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement conforme au critère, malgré la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim.

Le maintien de cet équilibre l'année suivante (en intégrant la fermeture de la centrale au charbon du Havre) est tributaire de davantage de conditions. L'hiver 2021-2022 est en effet particulièrement signalé sur le plan du planning des visites décennales. Pour respecter le critère réglementaire, le démarrage de la centrale de Landivisiau et la mise en service de deux interconnexions avec l'Italie et le Royaume-Uni sont indispensables. Le respect de la trajectoire annoncée sur l'éolien terrestre constitue également un facteur important.

Un respect strict du planning des visites décennales actuellement annoncé par l'exploitant conduirait à dégager des marges supplémentaires.

Période 2 : le diagnostic fait apparaître une période de forte vigilance à partir de 2021-2022

Le diagnostic fait apparaître une période de forte vigilance à partir de la période 2021-2022, qui concentre fermetures des dernières centrales au charbon et retard de mise en service de l'EPR. Cette période est par ailleurs marquée par deux facteurs de risque importants : (i) un programme de maintenance du nucléaire particulièrement chargé avec de nombreuses visites décennales simultanées, (ii) l'arrêt définitif de la production nucléaire en Allemagne et la fermeture de centrales au charbon dans de nombreux pays européens.

Dans cette configuration, le critère national n'est pas respecté dans la plupart des cas de figure étudiés dans le Bilan prévisionnel, et le problème spécifique sur la tenue de tension dans l'ouest de la France est accru. Ceci concerne en particulier l'hiver 2022-2023 avec un déficit de capacités significatif pouvant atteindre de l'ordre d'un gigawatt dans les hypothèses du cas de base.

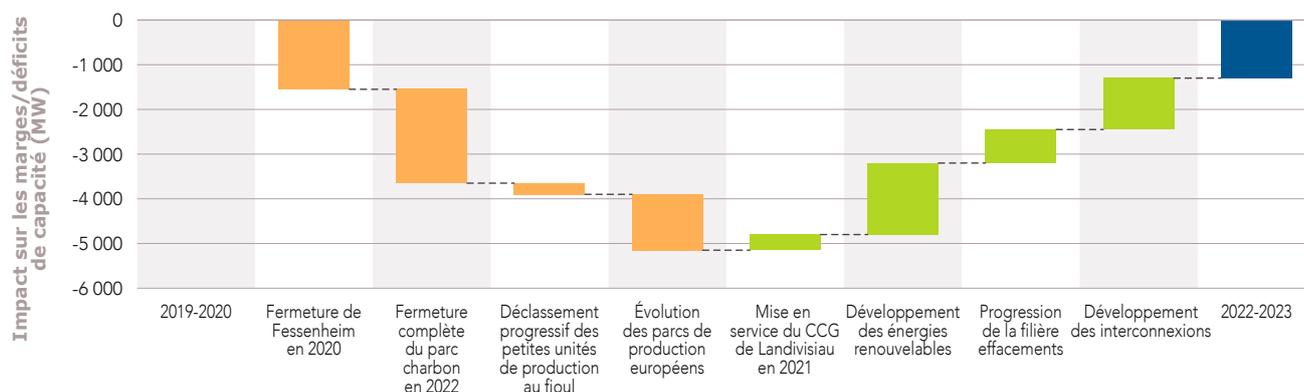
Ce déficit éventuel doit néanmoins être relativisé, au regard des près de 5 GW de fermetures de capacités pilotables programmées d'ici 2022 et intégrées dans le cas de base (-1,8 GW correspondant à la centrale de Fessenheim et -3 GW de capacités au charbon).

En conséquence, si les fermetures de la centrale de Fessenheim et des premières centrales au charbon peuvent être réalisées sans dégrader la sécurité d'approvisionnement au-delà du critère, **la fermeture des dernières unités au charbon d'ici 2022 conduit à ne pas respecter le critère national dans la plupart des variantes étudiées dans le Bilan prévisionnel.**

Cette conclusion, conforme à celles du Bilan prévisionnel 2018 et des études complémentaires d'avril 2019, dépendra de l'évolution effective des différents paramètres du mix électrique dans les prochaines années. L'objectif de fermeture pourrait néanmoins être poursuivi (i) soit en acceptant temporairement un niveau de risque légèrement plus élevé, (ii) soit en mettant en œuvre les leviers mentionnés dans les analyses complémentaires d'avril 2019.

Ces trois leviers (maîtrise de la consommation, optimisation du positionnement et de la durée des arrêts de réacteurs nucléaires et maintien en disponibilité ou conversion à la biomasse des groupes de Cordemais) restent d'actualité et leur mise en œuvre permettrait ainsi de dégager des marges de manœuvre significatives pour garantir la sécurité d'approvisionnement sur la période la plus tendue. Le Bilan prévisionnel 2019 propose une analyse détaillée des impacts potentiels de ces leviers.

Figure 14. Principales évolutions sur le parc de production français entre 2019 et 2023 et impact sur les marges de capacité



Période 3 : la sécurité d’approvisionnement devient tendanciellement meilleure après 2023, et même très favorable dès lors que l’EPR de Flamanville est en service « en rythme de croisière »

La période de vigilance renforcée sur la sécurité d’approvisionnement devrait être transitoire et s’achever entre 2023 et 2025, en fonction notamment de la mise en service effective de l’EPR de Flamanville.

La situation en matière de sécurité d’approvisionnement évolue en effet favorablement sur le plan structurel à compter de 2023, dès lors que :

- ▶ aucune fermeture de centrale n’est prévue au titre des politiques publiques (une fois les centrales au charbon fermées) ou anticipée sur le plan économique ;
- ▶ le développement des énergies renouvelables s’accélère, avec notamment les mises en service des premiers parcs éoliens en mer dont la contribution à la sécurité d’approvisionnement est importante (facteur de charge moyen plus important que celui de l’éolien terrestre).

Dans le cas où l’EPR de Flamanville serait effectivement mis en service en 2023, l’amélioration de la sécurité d’approvisionnement serait perceptible dès l’hiver suivant. Cette hypothèse suppose la tenue du calendrier de mise à niveau des soutures envisagé par EDF. De plus, la planification

éventuelle d’arrêts longs de l’EPR au cours des premières années d’exploitation ne peut être exclue (première visite complète, changement du couvercle...) ⁴. **Une planification de tels arrêts sur la période hivernale aurait alors un impact négatif sur les marges de capacité.**

Dans le cas où l’EPR de Flamanville ne serait pas mis service sur la période, ou fonctionnerait de manière partielle sur ses premières années d’exploitation, la fin de la période de vigilance pourrait être décalée à 2025.

Dans tous les cas de figure, la tendance à l’amélioration de la sécurité d’approvisionnement est réelle entre 2023 et 2025 et ne dépend pas des capacités d’interconnexion.

En revanche, les incertitudes à cette échéance apparaissent aujourd’hui bien trop nombreuses pour évaluer dès aujourd’hui avec précision les marges de capacité par rapport au critère de sécurité d’approvisionnement. En particulier, le retour d’expérience des premières quatrièmes visites décennales permettra de préciser le diagnostic.

⁴. Par prudence, le Bilan prévisionnel 2019 retient comme hypothèse la planification de la première visite complète de l’EPR pendant l’hiver 2024-2025 (soit 18 mois après la mise en service, conformément aux déclarations de l’exploitant). En revanche, en l’absence d’information, aucun arrêt pour changement de couvercle n’est retenu.

La fermeture simultanée de nombreux moyens de production en Europe constitue un point d'attention

Le système électrique français repose désormais sur les imports depuis les pays voisins pour passer les pointes de consommation les plus importantes.

Cette contribution des interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement participe d'une optimisation économique et d'une mutualisation des moyens de production à l'échelle européenne. Elle nécessite cependant de suivre précisément la disponibilité des capacités dans les pays voisins pour l'étude de sécurité d'approvisionnement ; ce suivi est intégré dans les analyses du Bilan prévisionnel.

L'actualisation des hypothèses européennes dans le Bilan prévisionnel 2019 fait état d'une situation légèrement meilleure que celle anticipée dans le précédent exercice⁵. Il s'agit d'un des rares éléments ayant évolué favorablement depuis l'année dernière et qui contribue à maintenir les marges du système électrique français proche du critère de sécurité d'approvisionnement.

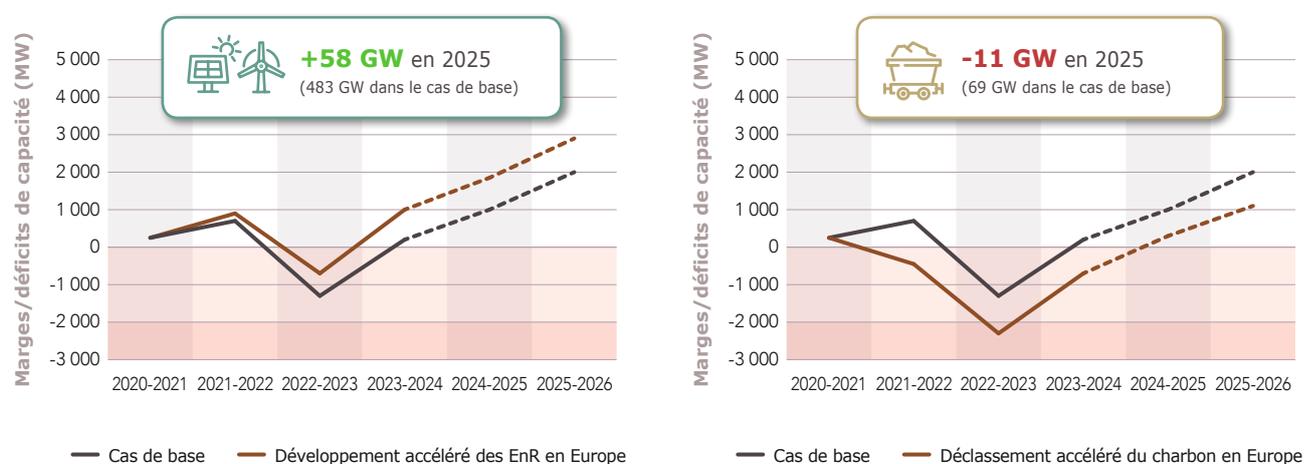
Dans un contexte de transition importante des mix électriques européens (décrit précédemment), l'évolution effective des parcs de production

étrangers doit cependant faire l'objet d'une attention spécifique. La sensibilité du diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement en France à l'évolution des parcs de production dans les pays voisins est donc évaluée au travers de plusieurs variantes encadrantes. Ces analyses permettent de mesurer l'influence des choix politiques de nos voisins sur les capacités nécessaires en France pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Un cas de figure plus favorable pour la sécurité d'approvisionnement en France pourrait se matérialiser en cas de développement accéléré des énergies renouvelables au niveau européen et/ou en cas de retard sur le déclassement de certaines unités. Au contraire, l'étude d'un déclassement accéléré des centrales au charbon dans les pays voisins, sans développement de nouvelles capacités en contrepartie, conduit à une situation plus tendue. Dans une telle situation, le déficit de capacité sur la période 2021-2025 pourrait être plus marqué.

Des analyses détaillées sur la sensibilité aux hypothèses européennes sont présentées dans le rapport complet.

Figure 15. Évolution des marges dans le cas de base et selon les rythmes d'évolution des parcs européens modélisés



5. Les hypothèses d'évolution des parcs de production remontées par les gestionnaires de réseau de transport dans le cadre des exercices européens (MAF 2019, TYNDP 2020) sont désormais détaillées par année (uniquement 2020 et 2025 lors de la collecte précédente), permettant une vision plus précise des trajectoires de déclassement des capacités de production existante et/ou de mise en service de nouveaux moyens.

Le principal facteur de risque demeure la survenue d'une vague de froid, davantage que des indisponibilités de réacteurs nucléaires ou qu'une période sans vent

Conformément aux dispositions réglementaires du Code de l'énergie, l'étude de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel est menée par rapport à un critère probabiliste fixé à une espérance de durée de défaillance de trois heures par an.

Pour caractériser les facteurs de risque les plus dimensionnants pouvant conduire à des situations de défaillance et faciliter l'appropriation collective des conséquences pour le système électrique, l'analyse probabiliste est complétée par un zoom sur le fonctionnement du système dans certaines situations spécifiques.

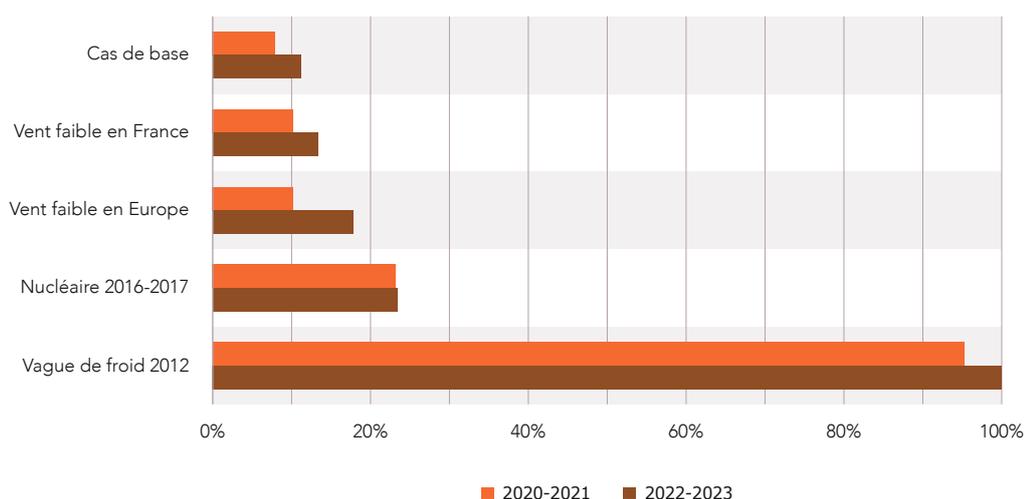
Plusieurs situations de «stress tests» ont ainsi été analysées, en se fondant sur des situations effectivement rencontrées au cours des dernières années :

- ▶ **une vague de froid longue** (vague de froid de février 2012, d'une durée et d'une ampleur

inédite au cours des vingt dernières années, ayant conduit au maximum historique de consommation en France) ;

- ▶ **des épisodes de vent faible ayant occasionné une très faible production éolienne**, spécifiquement en France (début janvier 2017 avec ponctuellement un facteur de charge des parcs éoliens français de 1%) ou de manière générale en Europe (fin janvier 2017 avec un facteur de charge éolien observé en France et dans les pays voisins de l'ordre de 13% en moyenne sur cinq jours) ;
- ▶ **l'indisponibilité simultanée et imprévue de plusieurs réacteurs nucléaires**, en reprenant une situation vécue au début de l'hiver 2016-2017 au cours de laquelle l'ASN avait demandé l'arrêt de plusieurs réacteurs suite à la découverte d'une anomalie générique sur des générateurs de vapeur.

Figure 16. Probabilité de défaillance sur les semaines simulées⁶ dans le cas de base



6. Les stress tests sont simulés la semaine présentant l'espérance de défaillance la plus élevée dans le cas de base (deuxième semaine de janvier).

Au-delà de l'approche probabiliste qui constitue la base du Bilan prévisionnel, ces analyses permettent d'illustrer les conséquences des aléas susceptibles d'affecter le système.

- ▶ Une vague de froid similaire à celle de février 2012, donc « hors dimensionnement » par rapport au critère réglementaire, conduirait dans la quasi-totalité des situations à l'appel aux moyens post marché, voire au délestage de consommateurs. Il s'agit en effet de l'aléa le plus dimensionnant pour le système, notamment pour le cas de vagues de froid longues.
- ▶ L'indisponibilité de plusieurs réacteurs constitue le second aléa en matière d'impact. Des périodes de faible disponibilité au cœur de l'hiver, prévues ou imprévues, sont susceptibles de fragiliser significativement l'alimentation.

- ▶ À date, les épisodes de vent faible ont moins d'impact. Cela signifie qu'ils ne peuvent conduire à l'activation de leviers post marché qu'en combinaison avec d'autres aléas. Au cours de la période, la part de ce type de situation dans le paysage de défaillance va néanmoins progresser. Les situations de vent faible communes à plusieurs pays européens, en réduisant la faculté d'import depuis les pays voisins, devraient être plus pénalisantes qu'une configuration d'absence quasi totale de vent en France.

Une analyse approfondie est nécessaire à l'interprétation complète de ces résultats. Le détail de cette analyse est présenté dans le rapport complet.

Il n'y a pas de problème « local » de sécurité d'approvisionnement en Alsace, en Lorraine, en région PACA ou en Normandie. Seule la situation du Grand Ouest conduit à une vigilance particulière

La question des conséquences locales de la fermeture des centrales au charbon a été largement traitée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018.

À ce titre, des volets régionaux particuliers ont été élaborés pour les zones de Saint-Avold, de Gardanne, du Havre et de Cordemais. Ces volets régionaux ont été présentés par RTE lors de réunions organisées par l'État à Metz, Marseille, le Havre et Nantes, rassemblant élus, administrations, organisations syndicales et producteurs concernés. RTE a également reçu toutes les fédérations syndicales concernées pour exposer le diagnostic.

Ces enjeux locaux ont fait l'objet de nouvelles questions dans le cadre de la concertation sur le Bilan prévisionnel 2019.

L'absence de risque spécifique pour la sécurité d'alimentation locale dans les régions Grand Est et Provence-Alpes-Côte d'Azur en cas de fermeture des centrales de Fessenheim, Saint-Avold et Gardanne est confirmée.

En revanche, la vigilance spécifique sur la tenue de tension sur la zone du Grand Ouest est maintenue.

Cette vigilance est même renforcée par les arrêts longs affectant depuis plusieurs mois les réacteurs existants de Flamanville (à l'arrêt respectivement depuis le 18 septembre et le 10 janvier 2019) et par les perspectives annoncées par leur exploitant (des opérations industrielles significatives sont prévues sur ces réacteurs à l'horizon 2021-2022 avec le changement des générateurs de vapeur).

La mise en service attendue des nouveaux moyens de production (centrale au gaz de Landivisiau, EPR de Flamanville et premiers parcs éoliens en mer)

devrait à terme permettre une nette amélioration de la situation en matière de tenue de tension.

Dans l'attente, les éléments de diagnostic présentés ces derniers mois demeurent :

- ▶ **la centrale du Havre peut être fermée sans incidence sur la sécurité d'approvisionnement ;**
- ▶ **en revanche, la centrale de Cordemais est, en l'état, indispensable au maintien du niveau de sécurité actuel (dans l'Ouest en général et la Bretagne en particulier) jusqu'à la mise en service pérenne de l'EPR de Flamanville (sur l'horizon couvert par ce Bilan prévisionnel).**

Le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse des deux groupes au charbon de Cordemais fait partie des leviers évoqués pour permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement (voir la partie dédiée aux leviers).

Cet élément de diagnostic vaut pour un niveau de sécurité d'approvisionnement donné et sur une période définie (2020-2025). Ainsi :

- ▶ RTE serait en situation d'exploiter le système électrique sans la centrale de Cordemais, pourvu que le niveau de risque associé soit assumé (la probabilité d'appel aux moyens post marché, voire à des délestages ciblés en Bretagne, serait alors augmentée) ;
- ▶ dans l'éventualité où la mise en service de l'EPR de Flamanville serait repoussée à un horizon significativement plus éloigné, des solutions de sécurisation de l'Ouest et de la Bretagne ne reposant pas sur le maintien de la centrale de Cordemais sont envisageables à l'horizon 2026, en prévoyant notamment des renforcements du réseau dans l'Ouest.

LES LEVIERS D'ACTION

Trois leviers d'action permettant de maintenir un bon niveau de sécurité d'approvisionnement dans les configurations les plus dégradées (conséquences d'un décalage significatif de la mise en service de l'EPR et d'une interconnexion notamment) ont été identifiés dans les analyses complémentaires d'avril 2019.

- ▶ Le premier levier consiste à engager des actions de **maîtrise de la consommation d'électricité** à la pointe, au moyen d'efforts structurels d'efficacité énergétique, ou par des actions ponctuelles permettant de réduire les consommations lors des périodes de tension sur le système.
- ▶ Le second levier consiste à optimiser le positionnement **des arrêts de réacteurs nucléaires** pour les visites décennales sur la période

2021-2023, de manière à réduire le risque d'indisponibilité de réacteurs durant les hivers.

- ▶ Le troisième levier consiste à maintenir la disponibilité de **deux tranches de Cordemais** (fonctionnant au charbon ou converties à la biomasse).

Chacun de ces leviers permettrait de **relâcher les contraintes à la pointe d'environ 1 à 2 GW**. Leur activation suffirait à garantir la sécurité d'approvisionnement, au sens du Code de l'énergie, dans la plupart des cas identifiés.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 se rapprochant des configurations dégradées étudiées dans les analyses complémentaires, l'analyse de ces leviers fait l'objet d'approfondissements.

Levier n°1 : la maîtrise de la consommation

L'intérêt des actions structurelles et du pilotage de la demande

Les cadrages sur l'évolution de la consommation d'électricité sont réactualisés régulièrement par RTE.

En 2017, le Bilan prévisionnel a fait état de perspectives stables ou baissières à moyen terme, hors variations conjoncturelles, en mettant en évidence l'existence de gisements d'efficacité énergétique, notamment dans les usages spécifiques de l'électricité. Par ailleurs, les rapports successifs de RTE ont également mis l'accent sur l'importance du pilotage de la demande pour optimiser le fonctionnement du système électrique.

Ces cadrages sont compatibles avec l'accélération de transferts d'usage vers l'électricité (par exemple dans le secteur de la mobilité) répondant

aux impératifs climatiques, l'électricité produite en France étant très largement décarbonée.

Les actions sur la maîtrise de la consommation – notamment les actions structurelles – permettent de dégager des marges de manœuvre supplémentaires, qui sont utiles à la sécurité d'approvisionnement et favorables aux politiques visant à atteindre la neutralité carbone via des bascules vers l'électricité.

Le pilotage de la demande n'a qu'un impact marginal, à court terme, sur les émissions nationales de gaz à effet de serre. Ainsi, contrairement à certaines idées reçues, la «pointe électrique» ne conduit pas à des volumes d'émissions importants en France : à titre d'exemple, les émissions associées au fonctionnement des turbines à combustion, qui constituent les principaux moyens de pointe du système électrique français, ont représenté moins de 0,5% des émissions dues à la production d'électricité en France.

➤ La problématique de l'équilibre offre-demande ne se résume pas à la pointe de 19 h

La consommation d'électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs. Ceux-ci sont largement dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et le cycle des saisons : la consommation est plus élevée en journée que la nuit, en jours ouvrés qu'en week-end, en hiver qu'en été.

La notion de « pointe de consommation » peut ainsi recouvrir des réalités physiques bien différentes, selon que l'on évoque la pointe infrajournalière ou la pointe hivernale.

Les occurrences de consommation maximale en puissance résultent de la combinaison des variations structurelles périodiques (jour, semaine, saison) et de celles, aléatoires, liées aux facteurs météorologiques (nébulosité, température en particulier). Ainsi, en période hivernale, l'heure la plus chargée de la journée étant généralement 19h, la notion de « pic hivernal » est fréquemment associée à celle de « pointe de 19h ».

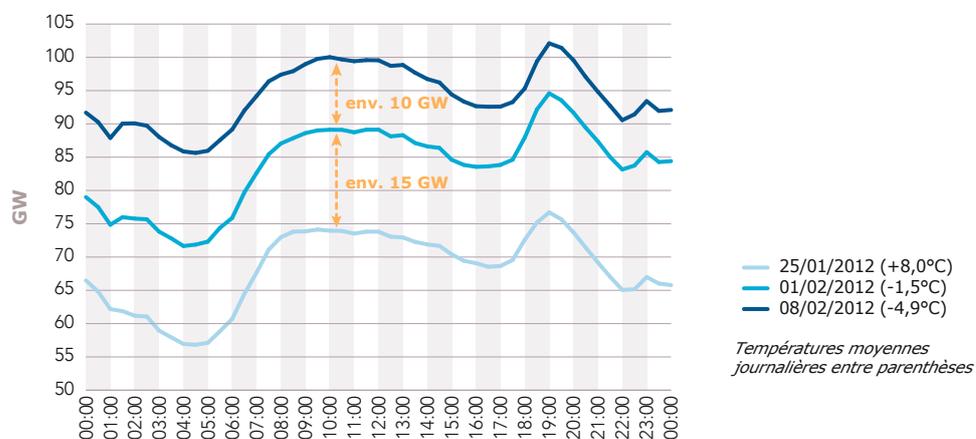
Or, la problématique des vagues de froid, du point de vue de l'équilibre du système électrique

et de la sécurité d'approvisionnement, est avant tout celle du niveau moyen particulièrement élevé des appels de puissance sur une période de plusieurs heures (voire plusieurs jours) que celle du seul passage de la pointe journalière.

La part relativement importante du chauffage électrique dans la consommation française se traduit, lors de vagues de froid, par une translation haussière de la courbe de charge journalière, nécessitant de mobiliser des moyens de production ou d'effacement à même de contribuer à l'équilibre offre-demande sur des périodes de plusieurs heures, voire plusieurs jours, et pas seulement pour passer la « pointe de 19h », souvent mise sous les feux de l'actualité car elle correspond au pic infrajournalier.

À titre d'illustration, le pic historique de consommation a été enregistré le 8 février 2012 lors de la pointe du soir. Le creux de nuit du 8 février 2012 est également remarquable puisqu'il a atteint le même niveau de consommation que le matin de la semaine précédente, et était bien supérieur à la pointe du soir de la semaine encore antérieure.

Figure 17. Courbes de charge journalières autour de la vague de froid de février 2012



En revanche, en permettant une meilleure gestion du système électrique, le pilotage de la demande facilite les transferts d'usage, comme cela a été illustré sur le cas de la mobilité électrique (voir le rapport de mai 2019). En ce sens, il représente un levier certain pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Plusieurs types d'action sur la consommation permettent de dégager des marges

En avril 2019, RTE a indiqué qu'un effort spécifique sur ce point pouvait porter sur un gisement de l'ordre de 1 GW et favoriser l'atteinte des objectifs sur la fermeture des centrales au charbon dans le respect des niveaux actuels de sécurité d'approvisionnement.

Ce thème a été développé par l'association négaWatt, qui a publié en juin 2019 un document exposant un certain nombre de pistes.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019, RTE souhaite faire avancer la réflexion en essayant de dégager des ordres de grandeur. Différents leviers – hétérogènes en nature et pouvant occasionner des coûts très différents – ont été listés et rassemblés en trois catégories :

- ▶ les efforts d'**efficacité énergétique** permettant de réduire la consommation, et donc le niveau des appels de puissance lors des pointes hivernales ;
- ▶ un **pilotage spécifique des appels de puissance** à la pointe hivernale (et pas uniquement autour de 19h) ;
- ▶ les **éco-gestes** permettant de réduire ponctuellement les appels de puissance en situation de forte tension.

Leur effet sur la pointe de consommation a fait l'objet d'une première estimation, qui doit être considérée avec prudence.

Notamment, ces mesures correspondent à des actions supplémentaires par rapport à celles déjà intégrées aux trajectoires de consommation. Chacune peut conduire à un abaissement de la puissance appelée à la pointe de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines de mégawatts. Cette liste n'est pas exhaustive et pourrait être complétée ou précisée en fonction des mesures réellement mises en œuvre.

RTE propose d'approfondir l'évaluation de ces actions.

Ce travail pourra se réaliser dans le prolongement du groupe de travail sur la consommation d'électricité,

mis en place par RTE début 2019, et qui vise à partager et consolider les trajectoires d'évolution de la demande d'électricité. Il pourra alimenter les réflexions en cours sur la flexibilité de la demande accessible à long terme, notamment dans l'optique d'une analyse du fonctionnement d'un système électrique avec une part importante d'énergies renouvelables variables.

La généralisation du dispositif EcoWatt permettra de donner une information à tous les citoyens sur l'état du système électrique et de les prévenir en cas de risque

Dans le prolongement du travail d'identification des gisements d'économie d'énergie, RTE est prêt à contribuer aux campagnes d'information et à la mobilisation de ce potentiel.

Le déploiement des compteurs communicants, qui sera généralisé d'ici 2022, et la sensibilité croissante de la population à l'enjeu de maîtrise de la consommation d'énergie, offrent des perspectives nouvelles pour maîtriser les appels de puissance des pointes de consommation. Dans le cadre de ses instances de concertation, RTE a engagé un travail de pédagogie sur les pointes électriques, la thermosensibilité du système électrique français, les gisements et les modalités d'action pouvant être proposées pour la maîtrise et la gestion de la pointe. Ces éléments pourront être partagés, le cas échéant de manière plus large.

RTE va généraliser en 2020 le dispositif EcoWatt actuellement en place pour les régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur (régions historiquement concernées par une vigilance spécifique liée à leur situation de « péninsules électriques »).

L'élargissement de ce dispositif répondra à l'objectif de signaler à l'ensemble des consommateurs français les jours les plus tendus en matière d'équilibre offre-demande, afin de les inciter à modérer leur consommation pendant ces périodes précises.

Ceci permettrait ainsi de reporter certaines consommations moins prioritaires, de limiter temporairement certains usages voire de renoncer à des usages considérés comme superflus, afin de garantir l'alimentation des usages essentiels (circulation des trains et transports en commun, éclairage et chauffage résidentiel...).

Une analyse détaillée de ces leviers d'action est présentée dans le rapport complet.

Figure 18. Principaux leviers d'action sur la demande permettant de dégager des marges à l'horizon 2022-2023

	Levier d'action sur la demande	Estimation de la puissance évitée en 2022-2023	Durée d'effet
Maîtrise de la demande en énergie	 Rénovation du bâti 300 000 rénovations thermiques efficaces supplémentaires* en 3 ans sur des logements chauffés à l'électricité * Rénovations réduisant le besoin thermique du logement de 60% (le cas de base en intègre déjà 170 000 par an, réduisant le besoin thermique de 40%)	0,4 GW	Longue période
	 Remplacement de convecteurs électriques par des PAC 300 000 pompes à chaleur air/air supplémentaires* en 3 ans en remplacement de systèmes de chauffe à effet Joule * soit 160 000 par an contre 60 000 dans la trajectoire du cas de base	0,3 GW	Longue période
	 Remplacement de convecteurs électrique peu performants Équipement en appareils de chauffage plus performants (<i>smart heating</i> , chaleur douce...) de 600 000 logements supplémentaires chauffés par des convecteurs électriques classiques en 3 ans	0,1 GW	Longue période
Pilotage de la demande	 Dispositifs incitant au report ou à l'effacement Par exemple, développement d'une nouvelle génération d'offres incitant au report ou à l'effacement à hauteur de 300 000 clients en 3 ans	0,3 GW	Journalier
	 Pilotage de la recharge des véhicules électriques Pilotage de la recharge de 300 000 véhicules électriques supplémentaires* en 3 ans avec des dispositifs simples (type heures pleines/heures creuses) * 90% du parc piloté contre 60% dans la trajectoire du cas de base	0,2 GW à 19h en hiver voire plus avec <i>vehicle-to-grid</i>	Infra-journalier
	 Asservissement de chauffe-eau non asservis Asservissement à un signal de type heures pleines/heures creuses de 300 000 chauffe-eau électriques en 3 ans parmi les 20% qui ne le sont pas déjà	0,1 GW à 19h en hiver	Infra-journalier
	 Pilotage particularisé des usages domestiques Développement d'un pilotage fin de certains usages domestiques (réfrigérateurs par exemple)	Quelques centaines de MW à définir selon les usages concernés	Infra-journalier
Eco-gestes	 Réduction des consommations « superflues » Réduction des consommations « superflues » en période de pointe (écrans publicitaires, éclairage de devantures...) et limitation du déploiement de panneaux numériques	0,1 GW	Journalier
	 Gestes citoyens Exemples : baisse de la température de chauffe de 1°C, report des opérations de lavage/séchage du linge et de la vaisselle...	Quelques centaines de MW	Infra-journalier

Infrajournalier : effets essentiellement perceptibles sur quelques heures de la journée
 Journalier : effets perceptibles sur une journée ponctuelle
 Longue période : effets perceptibles sur l'ensemble de la période hivernale

Levier n° 2 : l'optimisation du placement et la durée des arrêts des réacteurs nucléaires

RTE maintient son analyse sur la sensibilité du diagnostic à la maîtrise du planning des visites décennales

Comme dans les précédentes études, **le diagnostic du Bilan prévisionnel intègre, dans son cas de base, un allongement moyen des visites décennales de deux mois**, basé sur l'observation des dépassements moyens constatés lors des visites décennales passées.

Les variantes permettent de restituer l'incertitude sur le déroulement des visites décennales, en montrant notamment l'impact sur le diagnostic de la tenue du planning annoncé par l'exploitant d'une part et d'un allongement de durée supérieure à deux mois d'autre part.

Ainsi, le respect du planning initial fourni par l'exploitant ou, dans une moindre mesure, une dérive inférieure à deux mois, permettent de dégager des marges de capacité importantes.

L'optimisation du placement des visites décennales permet de dégager des marges de manœuvre

Les analyses complémentaires d'avril 2019 ont également mis en évidence **l'impact positif sur la sécurité d'approvisionnement d'un éventuel repositionnement de certaines visites décennales hors de la période hivernale**.

Le Bilan prévisionnel 2019 approfondit ces études et rend compte de la sensibilité du diagnostic à différents plannings de visites décennales. À titre d'exemple, les résultats de ces études montrent que, sur l'horizon d'étude, les plannings de visites décennales les plus contraignants sont ceux des hivers 2021-2022 et 2022-2023 ; de nombreuses visites décennales « à risque » (proches ou centrées sur la période hivernale) sont planifiées sur ces hivers. Un planning plus favorable permettrait de dégager des marges de capacité importantes, voire de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.

Figure 19. Évolution des marges dans le cas de base et selon la tenue du planning des visites décennales

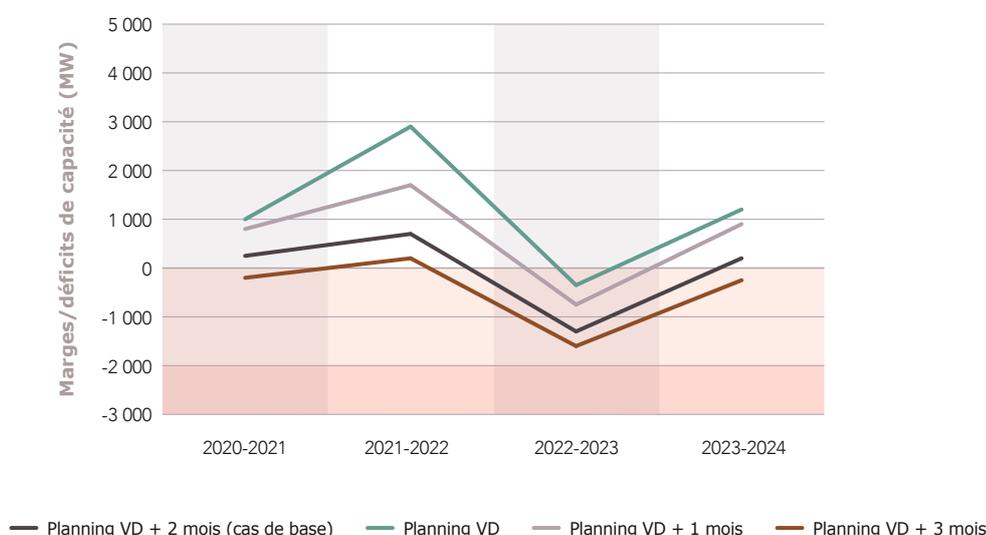
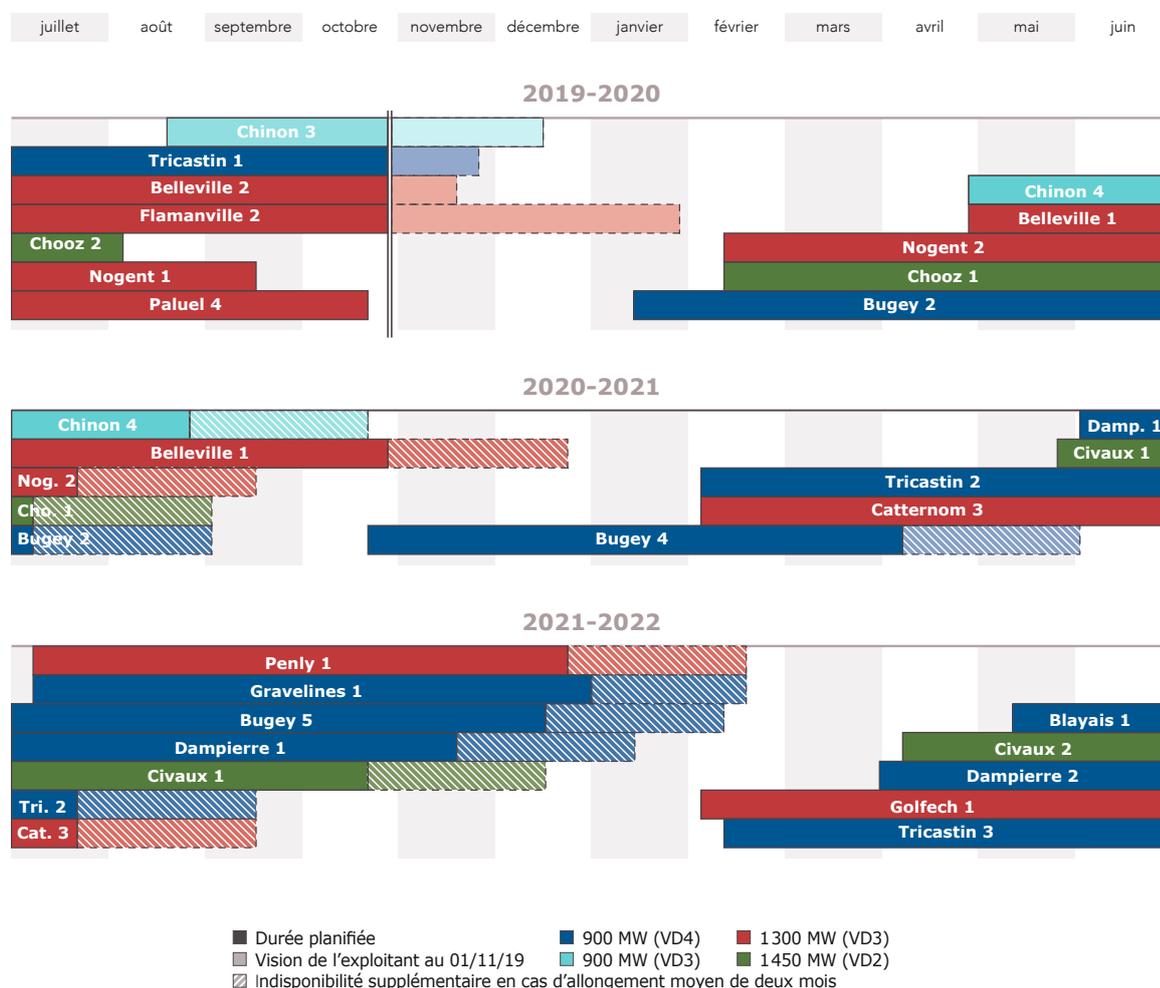


Figure 20. Planning prévisionnel des visites décennales du parc nucléaire pour la période 2019-2022 au 1^{er} novembre 2019 (source : plateforme de transparence européenne)



Ces analyses ne présagent pas de la faisabilité « technique » d'une optimisation du planning par l'exploitant. Elles permettent cependant d'**identifier les hivers présentant les plannings les plus à risque.**

Les marges de manœuvre en matière d'optimisation du planning d'arrêts font l'objet de discussions avec les services de l'État

La faculté à repositionner certaines visites décennales reste toutefois limitée par des contraintes de

différentes natures : contraintes de sûreté liées à la gestion du combustible, contraintes réglementaires (dates limites de remise du rapport de réexamen ou de réalisation de l'épreuve hydraulique), contraintes industrielles (disponibilité limitée des ressources pour mener plusieurs visites décennales en parallèle), etc.

Les marges de manœuvre en matière de planification des arrêts de réacteurs font désormais l'objet de discussions et d'un suivi approfondi en lien avec l'exploitant, l'Autorité de sûreté nucléaire et les services de l'État.

Levier n° 3 : le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse des groupes de Cordemais

Différentes configurations ont été testées s'agissant de l'avenir de la centrale de Cordemais

L'unité de production de Cordemais est la centrale au charbon la plus importante de France, avec deux tranches de 600 MW. Elle joue aujourd'hui un rôle particulier dans l'approvisionnement de l'ouest de la France.

Ce caractère spécifique devrait décroître avec la mise en service de la centrale au gaz de Landivisiau (fin 2021) et/ou du parc éolien en mer de Saint-Nazaire (2022), mais ne s'atténuera définitivement qu'avec l'entrée en fonctionnement de l'EPR de Flamanville dans la configuration actuelle. Dans l'attente, une vigilance spécifique est de mise quant au devenir de cette centrale.

La loi énergie et climat du 8 novembre 2019 prévoit que les centrales dont le facteur d'émission dépasse 0,55 tonne en équivalent dioxyde de carbone par mégawattheure soient soumises, à partir du 1^{er} janvier 2022, à un plafond annuel d'émissions fixé par décret. Pour les centrales au charbon, la valeur actuellement évoquée de 0,7 kilotonne en équivalent dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée correspond à un plafond annuel d'environ 700 heures. Sans préjudice de l'économie

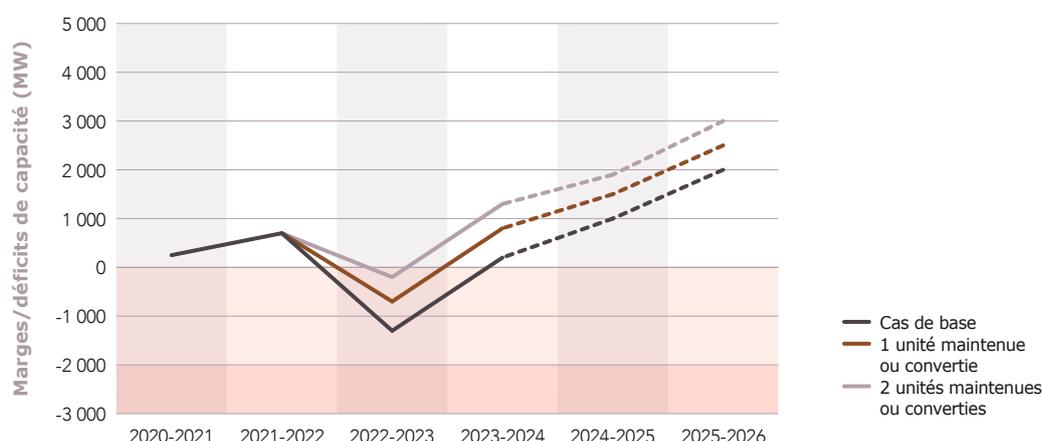
de cette installation, le maintien de la centrale au charbon de Cordemais, dans le cadre de ce plafond, est donc possible.

Parmi les pistes existantes concernant l'avenir du site figure également la possibilité d'un changement de combustible (conversion à la biomasse) pour une ou deux tranches dans le cadre d'un projet étudié par l'exploitant.

Cette conversion interviendrait dans le cadre d'un projet global de réutilisation de déchets bois aujourd'hui mis au rebut, avec une perspective d'utilisation croissante du combustible fabriqué à partir de ce bois (pellets) pour venir se substituer au charbon dans le process industriel où il est encore utilisé. Pendant au maximum quatre années, la centrale de Cordemais représenterait le débouché principal des pellets produits en utilisant le bois collecté. Ce projet, nommé Ecocombust, a été présenté à RTE par les organisations syndicales du site et par EDF. Il demeure aujourd'hui incertain, devant faire l'objet de nombreuses autorisations.

Le projet Ecocombust a fait l'objet d'une demande d'étude spécifique de la part du ministre en charge de l'énergie en janvier 2019, notamment en ce qui concerne la sécurisation de l'alimentation de l'ouest de la France.

Figure 21. Évolution des marges dans un scénario avec maintien ou conversion à la biomasse des unités de Cordemais



Au-delà du cas de base, qui prévoit la fermeture de toutes les centrales au charbon en 2022 au plus tard, l'étude sur la sécurité d'approvisionnement réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel considère donc plusieurs variantes s'agissant de l'avenir de la centrale de Cordemais, dont des options où celle-ci continue à fonctionner au-delà de 2022 :

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

Les caractéristiques techniques de fonctionnement de la centrale de Cordemais, dans le cadre de l'éventuelle conversion à la biomasse d'une ou deux tranches, pourraient dépendre des tests en cours. L'hypothèse retenue par RTE est un maintien des caractéristiques techniques principales. La puissance disponible des tranches ne serait que faiblement réduite (520 MW pour un fonctionnement à base de 80% de biomasse contre 580 MW pour un fonctionnement à base de charbon), et les délais de réponse sur sollicitation de RTE sont supposés rester équivalents à ceux d'aujourd'hui.

Dans toutes les configurations, des gains significatifs sur la sécurité d'approvisionnement nationale et régionale apparaissent

Les analyses montrent un renforcement significatif de la sécurité d'approvisionnement dans toutes les configurations étudiées⁷ :

- ▶ le risque de déséquilibre entre la production et la consommation au niveau national est alors maintenu au niveau du critère réglementaire même en cas de retard de l'EPR ;
- ▶ l'ouest de la France conserve le même niveau de sécurité d'approvisionnement qu'aujourd'hui.

Différentes limitations de la durée de fonctionnement de la centrale ont été testées :

- ▶ un fonctionnement dans la limite d'un plafond d'environ 700 heures, tel que celui qui pourrait résulter du projet de décret ;
- ▶ un fonctionnement à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust assorti d'une limite annuelle de fonctionnement de 400 heures (projet actuel d'EDF) ou de 800 heures (courrier du ministre de janvier 2019) ;
- ▶ un fonctionnement sous la forme d'une réserve de dernier recours (ce qui n'est pas prévu par le cadre réglementaire actuel).

Indépendamment de la question de la couverture des coûts d'exploitation pour son maintien en fonctionnement, ces différentes limitations ne représentent pas, en tant que telles, une contrainte pour la sécurité d'approvisionnement, si les tranches sont maintenues et effectivement démarrées lors des périodes de tension du système électrique. Ceci devrait naturellement se produire, les périodes de tension sur le système (y compris locales) étant celles durant lesquelles les prix de marché sont les plus élevés.

Dans le cas où les unités de Cordemais seraient assimilées à un levier post marché (et donc fonctionneraient dans un cadre différent d'une centrale normale), leur durée de fonctionnement serait faible (une vingtaine d'heures en moyenne) et fortement dépendante des conditions climatiques (250 heures maximum, en cas de vague de froid).

En conclusion, l'intérêt de ce levier (pour une ou deux tranches) dépend du scénario et du niveau de risque contre lequel les pouvoirs publics souhaitent se couvrir. Permettre des durées de fonctionnement même faibles au-delà de 2022 constitue dans tous les cas un levier pour limiter le risque de dégradation de la sécurité d'approvisionnement en cas d'aléas sur certains projets majeurs et présente de l'intérêt dans le contexte actuel d'incertitude.

⁷ En toute rigueur, l'analyse de l'apport du projet Ecocombust par rapport au critère de trois heures d'espérance de défaillance (i.e. trois heures d'appel aux moyens post marché), dépend du classement ou non de ce moyen dans la catégorie des moyens post marché. Si le ou les groupes de Cordemais convertis à la biomasse sont considérés comme des moyens post marché, ceux-ci ne contribuent pas à réduire l'espérance de défaillance. En revanche, l'espérance de délestage est dans tous les cas réduite par le maintien ou la conversion des groupes charbon.

LES CARACTÉRISTIQUES D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN TRANSITION

La place de l'éolien et du solaire dans le mix progresse fortement

Au-delà de la fermeture de plusieurs centrales thermiques et nucléaires, l'évolution du système électrique français au cours des prochaines années devrait être marquée par une accélération du développement des énergies renouvelables. **Dans le cas de base du Bilan prévisionnel, qui retient des trajectoires soutenues bien qu'en deçà des objectifs du projet de PPE, la production issue des énergies renouvelables augmente significativement pour atteindre près de 30 % de la production française à l'horizon 2025.**

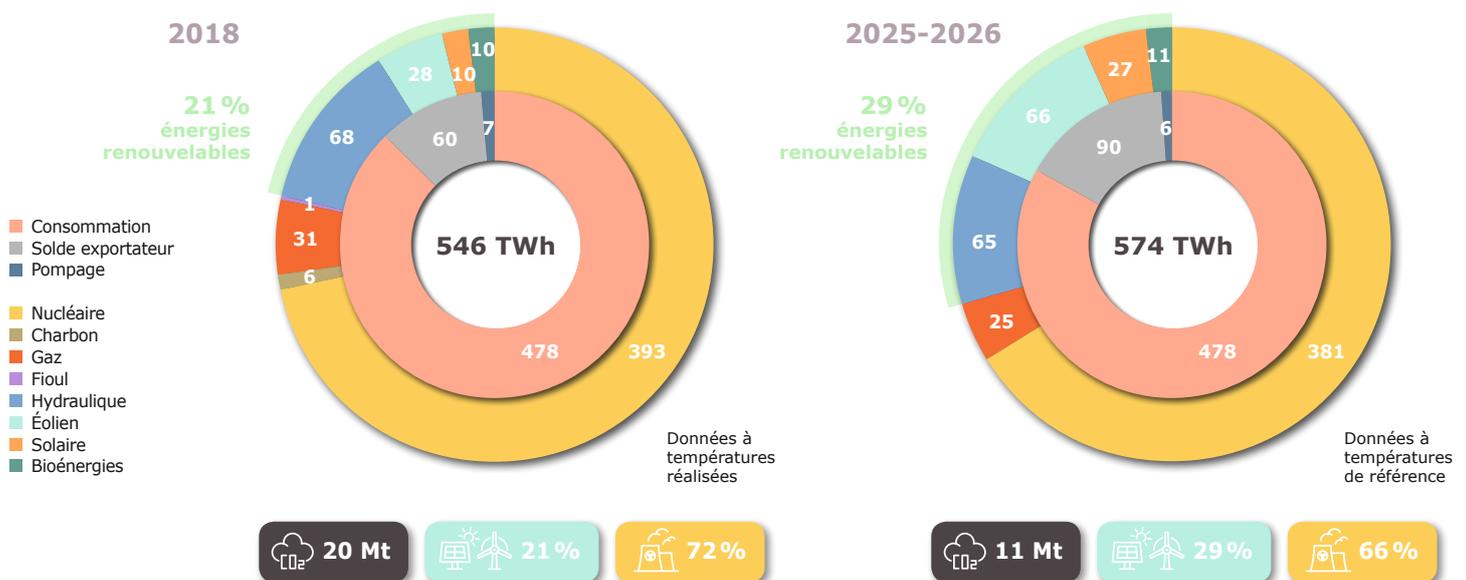
Ceci repose sur une croissance soutenue des filières photovoltaïque (triplement de la capacité par rapport à aujourd'hui), éolienne terrestre (doublement de la

capacité) et éolienne en mer (six parcs d'environ 500 MW installés contre aucun aujourd'hui). À cet horizon, la production éolienne annuelle pourrait égaler, voire dépasser la production hydraulique, et deviendrait alors la principale source renouvelable de production d'électricité en France.

En matière de production d'électricité, la croissance de la production d'origine renouvelable fera plus que compenser la fin de la production d'électricité au charbon ou la diminution de la production nucléaire. Elle conduira donc :

- soit à une augmentation du solde exportateur (pourvu que les interconnexions annoncées soient bien réalisées) ;

Figure 22. Évolution des bilans énergétiques (en TWh)



- ▶ soit à accompagner des politiques de décarbonation nécessitant la croissance de l'utilisation de l'électricité dans le secteur des transports (avec le véhicule électrique), de la production d'hydrogène (avec le développement de l'électrolyse) ou du bâtiment.

Sur l'horizon de temps considéré, cette croissance de l'éolien et du solaire n'est pas tributaire du développement de moyens de stockage, les moyens flexibles (hydraulique, thermique et nucléaire) en France et en Europe étant suffisants pour compenser leur variabilité. De même, elle est peu limitante sur la production nucléaire : des modulations à la baisse peuvent certes intervenir le week-end ou en été, mais dans l'ensemble, l'éolien et le solaire se substituent à des moyens thermiques en Europe dès lors que les interconnexions ne sont pas saturées.

La production nucléaire apparaît ainsi toujours compétitive sur les marchés européens, même

en intégrant la poursuite du développement des renouvelables partout en Europe. Le cas de base du Bilan prévisionnel intègre néanmoins une perspective baissière sur la production nucléaire du fait de la fermeture de la centrale de Fessenheim – non compensée dans un premier temps par l'EPR –, de l'importance du programme d'arrêts des réacteurs avec en particulier les premières quatrièmes visites décennales des réacteurs de 900 MW, et de la possibilité d'arrêts aujourd'hui non programmés. **La croissance de la production renouvelable conduit à une augmentation de la production d'électricité totale de la France et donc, mécaniquement, à une contraction de la part du nucléaire dans la production d'électricité** qui se réduirait à 66% en 2025 (contre 72% aujourd'hui).

S'agissant de la production thermique fossile, celle-ci diminuerait de manière significative du fait de la fermeture des centrales au charbon. Elle pourrait représenter moins de 5% de la production française à l'horizon 2025.

La décarbonation de la production d'électricité en France se poursuit

Les volumes d'émissions de CO₂ dus à la production d'électricité en France sont aujourd'hui faibles en comparaison de ceux de ses voisins européens (dix fois moins qu'en Allemagne par exemple), du fait de la structure du mix et de la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique. En Europe, seuls certains pays recourant encore plus fortement que la France à l'hydraulique et au nucléaire (Norvège, Suisse, Suède) présentent de meilleures performances.

Avec la fermeture des centrales au charbon, les émissions du parc électrique français devraient encore diminuer par rapport à aujourd'hui. Un niveau moyen de l'ordre de 10 millions de tonnes par an en fin d'horizon est atteignable, ce qui correspond à une division par trois depuis 2010.

La baisse significative des émissions de CO₂ observée sur le début d'horizon est corrélée à la baisse de production des centrales au charbon amorcée en 2018, conséquence d'une évolution des coûts

Figure 23. Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité en Europe en 2018

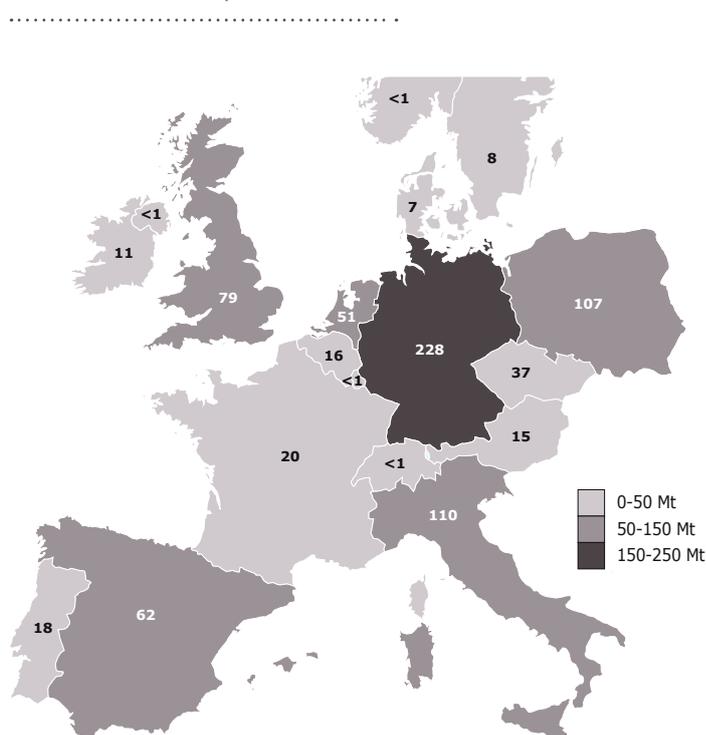
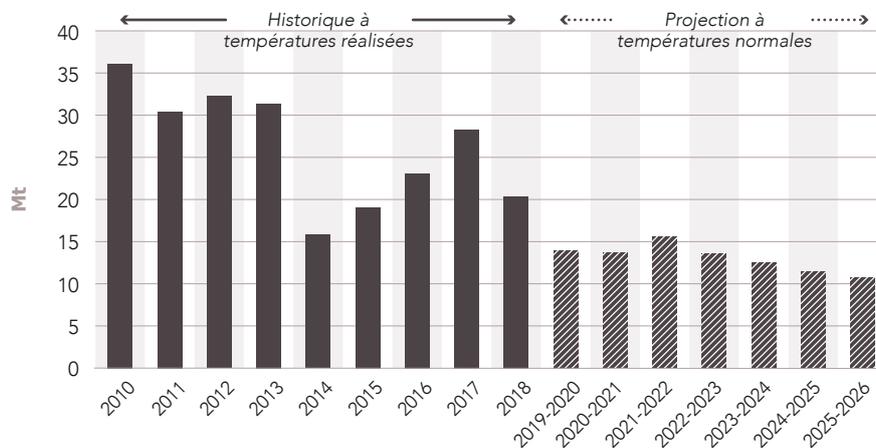


Figure 24. Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité en France continentale (données historiques et projection)



de combustibles et du prix du CO₂ sur le marché des quotas plus favorable au gaz.

Les projections affichées dans le Bilan prévisionnel correspondent à un résultat moyen des simulations réalisées : elles permettent de donner une tendance et ne constituent pas une prévision fine de l'évolution des émissions de CO₂ du système électrique. **En pratique, l'évolution des émissions d'une année sur l'autre pourra**

dépendre d'éléments conjoncturels tels que les conditions météorologiques (notamment température) ou la disponibilité effective du parc nucléaire. À titre d'illustration, la légère augmentation des émissions apparaissant sur les projections pour l'année 2021-2022 est la conséquence d'une hausse de la production issue des centrales au gaz, dans un contexte de plus faible disponibilité du parc nucléaire.

La fermeture des centrales au charbon est sans influence sur l'évolution du solde exportateur de la France en électricité, structurellement orientée à la hausse

Au cours de la période étudiée, **le système électrique français devrait être de plus en plus exportateur**, même après la fermeture des dernières centrales au charbon.

Cette croissance du solde exportateur avait déjà été mise en évidence dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2017 (en particulier, dans les scénarios *Ampère* et *Volt*, proches des orientations du projet de PPE publié début 2019) et avait fait l'objet d'analyses spécifiques, restituées dans une annexe dédiée du Bilan prévisionnel⁸.

Elle a depuis été légèrement revue à la baisse du fait d'une moins bonne disponibilité anticipée du parc nucléaire en France (entre 2012 et 2018, la production nucléaire a perdu environ 12 TWh – soit l'équivalent de la production annuelle de deux réacteurs 900 MW).

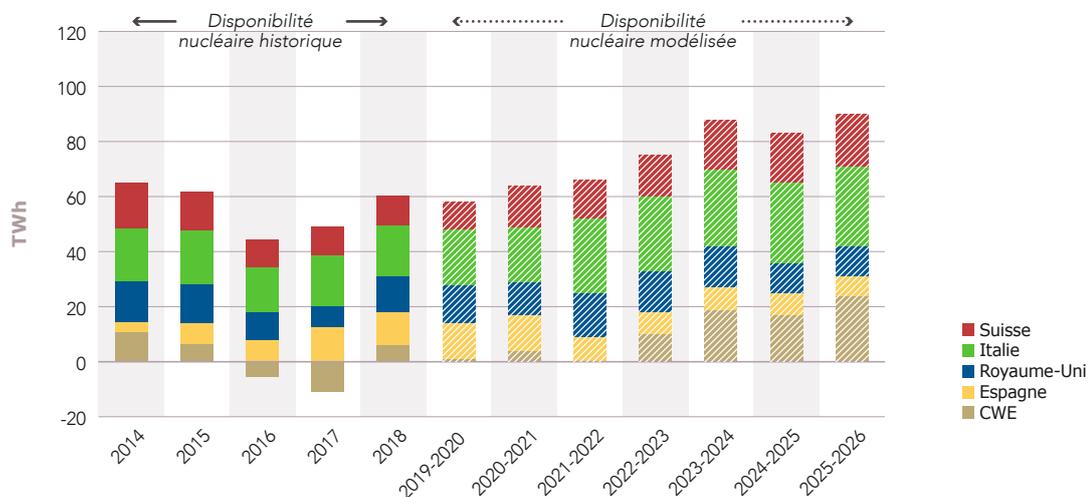
La progression structurelle du solde exportateur résulte de plusieurs effets :

- ▶ **en premier lieu, le développement de la production renouvelable, associé au maintien de la capacité nucléaire en France** assure une base de production importante à bas coût variable, très compétitive sur le marché de l'électricité européen ;

- ▶ dans le même temps, **la tendance au déclasserment des parcs charbon ainsi qu'à la fermeture de réacteurs nucléaires dans certains pays se confirme en Europe**, ce qui tend à retirer du marché européen une partie des moyens de production de base et donc à assurer un espace économique pour la production à faible coût variable (énergies renouvelables et nucléaire français). À titre d'exemple, le volume d'exports vers le Benelux et l'Allemagne devrait augmenter sensiblement à partir de 2022, en lien avec les fermetures de centrales nucléaires et au charbon prévues en Belgique et en Allemagne à cet horizon ;
- ▶ enfin, **le développement des interconnexions favorise les échanges**. Le volume d'export de la France vers l'Italie devrait par exemple augmenter significativement avec la mise en service du projet Savoie-Piémont à l'horizon 2020-2021.

De même que pour les émissions de CO₂, les résultats sur les projections de solde exportateur s'entendent en moyenne sur l'ensemble des scénarios possibles d'aléas. Les volumes d'exports réels pourront varier à la marge autour de cette tendance en fonction de facteurs conjoncturels (disponibilité effective du parc nucléaire, aléas météorologiques, etc.).

Figure 25. Évolution du solde des échanges d'électricité aux frontières françaises (données historiques et projection)



8. RTE, octobre 2018, Analyses complémentaires sur les échanges aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel

Les moyens thermiques au gaz jouent un rôle important dans la période de transition du système électrique, à l'échelle nationale et européenne

L'espace économique des cycles combinés au gaz semble pérenne au titre de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement et des débouchés sur les marchés de l'électricité en Europe

Si la grande majorité des moyens de production au charbon et au fioul ont été fermés au cours des dernières années ou seront fermés dans les prochaines années, les centrales au gaz françaises devraient quant à elles se maintenir dans la durée, au vu de perspectives économiques désormais plus favorables et sécurisées.

Ces centrales sont dans l'ensemble récentes et leurs facteurs d'émissions de CO₂ sont plus faibles que ceux des centrales au charbon ou au fioul. Elles sont aujourd'hui essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le resteront au cours des prochaines années, dans un contexte où le système électrique français ne dispose plus de marges excédentaires pour mettre en œuvre la transition énergétique.

Leur maintien en disponibilité était pourtant loin d'être acquis il y a quelques années. En particulier, de nombreuses centrales à cycle combiné au gaz européennes ont fait face à d'importantes difficultés financières au cours de la période 2010-2015, conduisant dans de nombreux cas à leur « mise sous cocon », faute de débouchés économiques. Les centrales à cycle combiné au gaz françaises, pourtant récentes, ont notamment été confrontées à ces difficultés économiques et certaines ont été temporairement mises sous cocon (complet ou seulement estival) : le Bilan prévisionnel 2016 envisageait ainsi la possibilité que huit centrales au gaz soient mises sous cocon ou fermées de manière anticipée dès 2017, ce qui aurait conduit à un problème de sécurité d'approvisionnement sur les hivers suivants.

La situation économique de ces moyens de production s'est améliorée depuis, avec des conditions de marché désormais plus favorables du fait de plusieurs éléments de contexte.

D'une part, la mise en place du mécanisme de capacité français à partir de 2017 a permis d'apporter une rémunération capacitaire à l'ensemble des moyens contribuant à la sécurité d'approvisionnement nationale.

D'autre part, les nombreux déclassements annoncés en Europe semblent conduire à des débouchés importants pour ces centrales à l'échelle européenne. Dans l'ordre de préséance économique, les centrales à cycle combiné au gaz françaises sont en effet appelées après les énergies renouvelables et le nucléaire, mais avant des centrales au gaz plus âgées (et ayant des rendements inférieurs). L'évolution récente des prix des combustibles (notamment baisse du prix du gaz) et du CO₂ (augmentation importante du prix du CO₂ sur le marché ETS, d'environ 5 €/t en 2017 à près de 25 €/t aujourd'hui) conduit également à une plus forte compétitivité des centrales au gaz par rapport à celles au charbon.

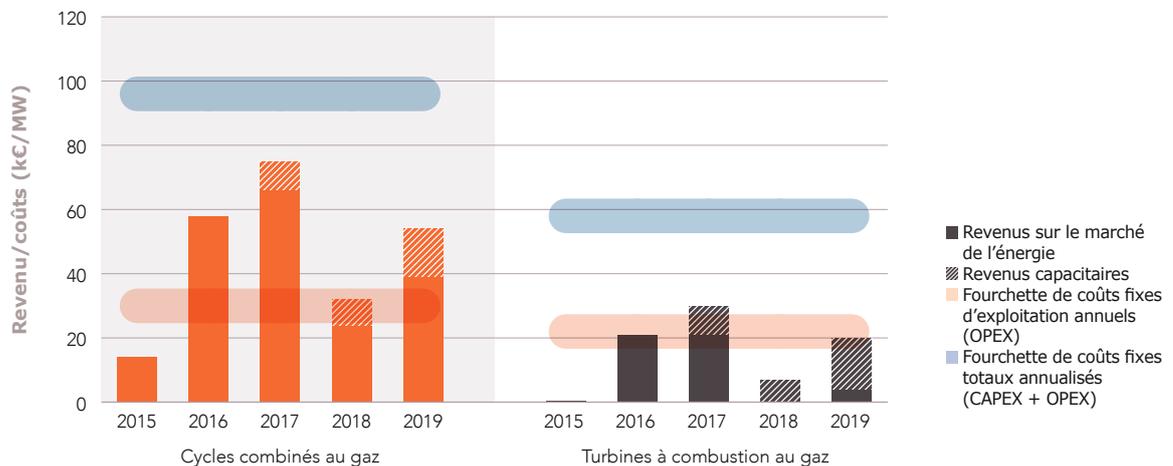
Les revenus des moyens de semi-base et de pointe dépendent très fortement des conditions de marché et du mécanisme de capacité

L'analyse simplifiée des revenus des centrales de semi-base et de pointe sur les dernières années montre une très forte volatilité des revenus annuels sur le marché de l'énergie, en fonction des conditions économiques conjoncturelles (évolution des prix de l'électricité, du gaz et des autres combustibles) mais également de phénomènes plus aléatoires tels que l'occurrence ou non de vagues de froid, celles-ci ayant un impact important sur la demande d'électricité.

Sur certaines années marquées par des températures particulièrement douces (par exemple, 2014 et 2015), les revenus annuels des centrales au gaz sont restés significativement en dessous de leurs coûts fixes, voire ont été quasiment nuls pour les turbines à combustion.

La mise en place du mécanisme de capacité a été déterminante pour assurer le maintien de ce type de centrales au gaz et préserver la sécurité d'approvisionnement.

Figure 26. Évolution des revenus annuels nets (i.e. revenus de marché diminués des coûts variables de production)⁹ réalisés des cycles combinés et turbines à combustion au gaz de 2015 à 2019 et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes¹⁰



Cette analyse montre également que le mécanisme a délivré des signaux de prix en lien avec les fondamentaux (le maintien des centrales au gaz est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement, mais la construction de nouvelles en dehors de Landivisiau n'est pas indispensable pour atteindre le critère réglementaire).

Le mécanisme continue d'évoluer, en concertation avec les parties prenantes du secteur : un

appel d'offres de long terme complète désormais le dispositif afin de sécuriser davantage les revenus capacitaires des nouvelles capacités et un retour d'expérience sera mené sur les premières années de fonctionnement du mécanisme. **L'appel d'offres de long terme semble adapté pour de nouvelles flexibilités (effacements, installations de stockage), les lauréats bénéficiant d'une sécurisation de leurs revenus sur sept ans.**

9. Les revenus sont évalués sur la base des historiques de production et des historiques de prix Spot (considérant que toute la production est valorisée au prix Spot). Les revenus tirés sur les mécanismes d'ajustement et de réserves sont ici négligés. Les coûts variables de production sont estimés sur la base des prix Spot du gaz naturel, du CO₂ et des rendements des installations. Les coûts de démarrage sont ici négligés. Enfin, le groupe DK6 (dont le fonctionnement et la rentabilité économique sont particuliers) n'est pas intégré dans l'analyse.

10. Les coûts fixes sont représentés par des fourchettes d'hypothèses basées sur des analyses publiques et le retour de consultation menée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017.

Le système électrique peut accueillir de nouveaux usages dans une optique de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Dans le but de réduire les émissions de CO₂ de la France et d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050, les orientations de politique énergétique nationale prévoient de renforcer les transferts d'usage vers l'électricité, notamment pour les secteurs du bâtiment, des transports ou encore pour la production de gaz de synthèse.

L'intégration de ces « nouveaux usages » au système électrique a fait l'objet de nombreuses interrogations de la part des parties prenantes lors de la concertation. **Afin d'éclairer le débat public, RTE a lancé un triptyque d'études complémentaires portant sur trois usages présentant des évolutions majeures au cours des quinze prochaines années : (i) la mobilité électrique, (ii) la production d'hydrogène et (iii) le chauffage dans le secteur du bâtiment.**

Pour chacune de ces thématiques, une approche systématique est mise en œuvre et permet d'évaluer en détail les impacts sur les plans techniques (fonctionnement du système), économiques (du point de vue de la collectivité mais également des consommateurs finaux) et environnementaux (principalement émissions de CO₂). Les résultats sont restitués dans des rapports publics.

Dans l'ensemble, les analyses menées à date attestent de la faculté du système électrique à accueillir l'ensemble des nouveaux usages prévus par la feuille de route énergétique de la France, et mettent en évidence des bénéfices significatifs en matière d'émissions de CO₂.

Ces analyses sont centrées sur 2035 : elles évaluent les conséquences d'un déploiement de masse (entre 10 et 15 millions de véhicules électriques, 20 à 40% de l'hydrogène produit par électrolyse, un déploiement généralisé des pompes à chaleur) dans un mix composé à 50% de nucléaire et 45% d'énergies renouvelables.

La période 2020-2025 est celle durant laquelle les trajectoires doivent s'infléchir, et qui permettra de tirer de premiers enseignements en comparant les résultats concrets aux projections réalisées.

La mobilité électrique : un essor attendu dès les prochaines années

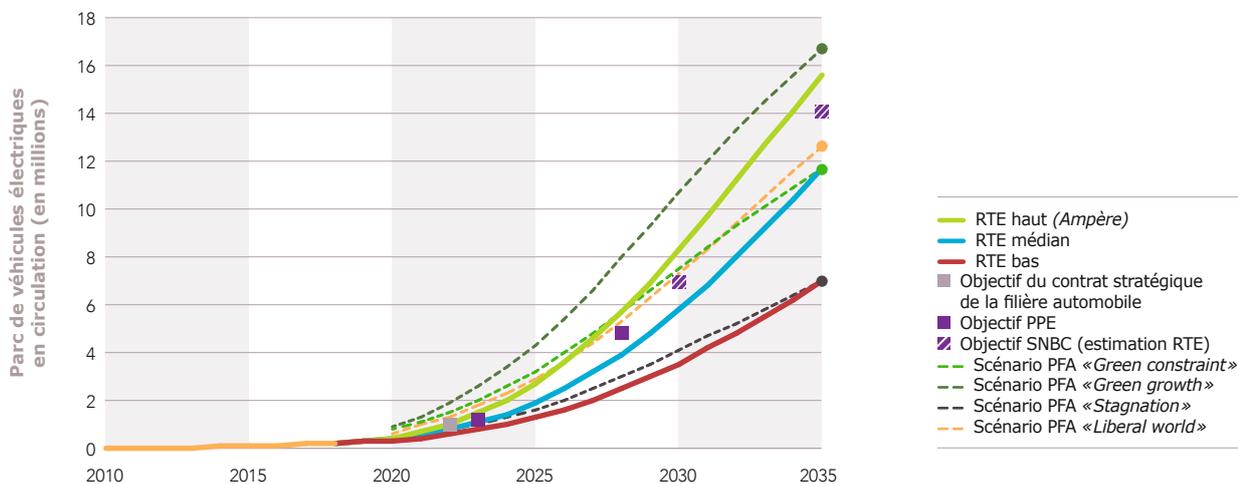
Le secteur des transports est aujourd'hui responsable de presque 40% des émissions de gaz à effet de serre en France, et sa décarbonation est un levier indispensable pour atteindre les objectifs climatiques.

Comme d'autres pays, la France affiche des ambitions importantes d'électrification du parc de véhicules, qui se traduisent notamment par un objectif de mettre fin à la vente de véhicules thermiques neufs d'ici 2040. Ainsi, les constructeurs aussi bien que les pouvoirs publics prévoient un développement soutenu de la mobilité électrique dès les prochaines années, avec un nombre de véhicules électriques en circulation qui pourrait représenter un million d'unités en 2022, et jusqu'à environ 15 millions en 2035 (soit de l'ordre de 40% du parc de véhicules légers).

En mai 2019, RTE a publié une étude¹¹ détaillant les enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique à l'horizon 2035. Cette étude, réalisée en concertation avec les parties prenantes dans le cadre d'un groupe de travail co-piloté par l'AVERE-France, montre que le système électrique français peut accueillir un développement massif de la mobilité électrique, sans exiger un pilotage généralisé de la recharge. Cependant, le pilotage de la recharge et la recharge réversible (injection *vehicle-to-grid*) représentent des opportunités économiques intéressantes pour le système électrique et pour les utilisateurs des véhicules et un levier de réduction des émissions de CO₂ du système électrique européen.

11. « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique. Principaux résultats », RTE, mai 2019 (<https://www.rte-france.com/fr/document/enjeux-du-developpement-de-l-electromobilite-pour-le-systeme-electrique>)

Figure 27. Projections du nombre de véhicules légers (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers) électriques en France, toutes technologies confondues : véhicules 100% électriques (VEB) et véhicules hybrides rechargeables (VHR)



D’ici 2022, le véhicule électrique devrait ne plus demeurer un mode confidentiel dans le parc de véhicules : selon les objectifs du contrat stratégique de la filière, conclu entre l’État et la filière, environ un million de véhicules électriques seront en circulation à cette échéance.

Ce niveau de déploiement ne conduit pas à des consommations d’électricité importantes (environ 2 TWh). Il sera en revanche suffisant pour tirer de premières conclusions sur les modes de recharge effectivement utilisés et les appels de puissance.

Le rapport de mai 2019 a en effet montré, au travers de l’examen de cinq scénarios d’évolution de la mobilité (*Crescendo, Opera, Forte, Alto, Piano*), que pour un même nombre de véhicules électriques, les conséquences sur le système électrique (pointe de consommation, optimisation économique) pourraient fortement différer.

À l’horizon 2025, si le nombre de véhicules électriques en circulation restera limité, le développement du pilotage de la recharge pourrait dégager des marges supplémentaires pour le système

électrique, de l’ordre de quelques centaines de mégawatts (voir la partie 4 sur les leviers).

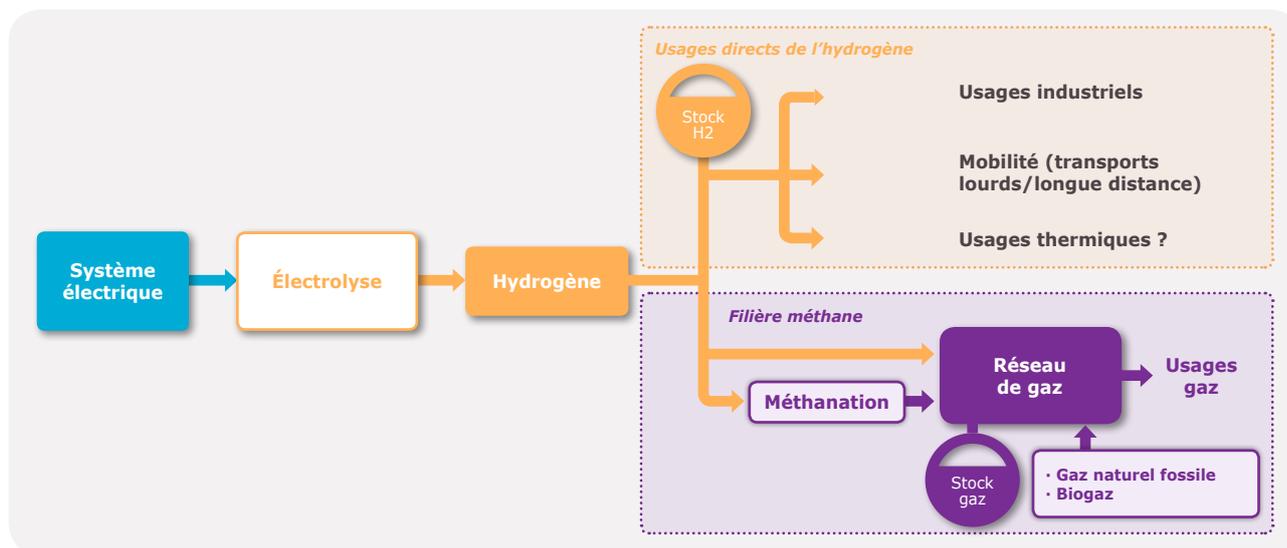
La production d’hydrogène décarboné : de premiers électrolyseurs à mettre en service dès les prochaines années pour atteindre les objectifs de la loi

Le projet de Stratégie nationale bas carbone (SNBC) présenté par le Gouvernement fin 2018 prévoit que la consommation annuelle d’électricité associée à l’électrolyse pour la production d’hydrogène pourrait représenter 50 TWh¹² à l’horizon 2050.

Ce mode de production est cependant aujourd’hui quasi inexistant, son coût de revient étant bien plus élevé que celui des productions conventionnelles, notamment en raison d’un manque d’industrialisation des procédés. Les orientations du Gouvernement présentées dans le plan national de déploiement de l’hydrogène et dans la loi énergie et climat propose de développer la filière de l’électrolyse en priorité pour les usages industriels avec l’objectif d’atteindre environ 20 à 40 %

12. Synthèse du scénario de référence de la stratégie française pour l’énergie et le climat – Version provisoire du projet de SNBC et du projet de PPE – Direction générale de l’énergie et du climat, mars 2019

Figure 28. Utilisation envisagée de l'électrolyse pour décarboner les usages industriels de l'hydrogène, et à plus long terme des usages énergétiques



d'hydrogène bas carbone et renouvelable dans la consommation totale d'hydrogène industriel à l'horizon 2030.

En 2019, RTE a mené des études sur l'insertion de l'électrolyse dans le système électrique à l'horizon 2035, en évaluant les enjeux environnementaux et économiques associés, ainsi que les opportunités pour les électrolyseurs de participer aux besoins de flexibilité du système électrique. Ces analyses seront prochainement restituées dans un rapport dédié.

Pour atteindre les objectifs publics, la production d'hydrogène à base d'électricité doit se traduire par de premières réalisations à l'horizon 2023-2025.

Plusieurs projets industriels, pour quelques centaines de mégawatts d'électrolyse à l'horizon 2023-2025, sont aujourd'hui à l'étude : par exemple, projets H2V en Normandie et dans les

Hauts-de-France, projet Hygreen Provence sur le territoire Durance Luberon Verdon... Les modèles économiques et les modes opératoires de ces projets diffèrent, mais leur insertion dans le système électrique est rendue possible par différents mécanismes : soit la consommation des électrolyseurs est adossée à des productions dédiées, notamment d'origine renouvelable ; soit les électrolyseurs offrent les flexibilités requises leur permettant de participer aux mécanismes d'effacement et d'ajustement.

Sur l'horizon du Bilan prévisionnel 2019, les volumes d'électricité consommés pour la production d'hydrogène demeurent faibles (de l'ordre de quelques térawattheures annuels). Ils sont néanmoins suffisants pour observer les premiers modes de production de l'hydrogène par électrolyse, son stockage éventuel, son transport et sa distribution jusqu'au consommateur final.

Le secteur du bâtiment : des enjeux importants sur la rénovation du bâti, les performances des systèmes de chauffage et la réduction de la part des combustibles fossiles

Le secteur résidentiel compte à lui seul pour 30% de la consommation finale d'énergie en France, dont près des deux tiers sont dus au chauffage.

En matière d'énergie finale, l'électricité représente aujourd'hui 17% de cette consommation. Les principales autres énergies de chauffage sont le gaz, à hauteur d'environ 40%, le bois pour 25% et le fioul pour 14%¹³.

Le chauffage est donc un segment de consommation d'énergie important, pour lequel de nombreuses options d'économie d'énergie et de décarbonation sont envisagées :

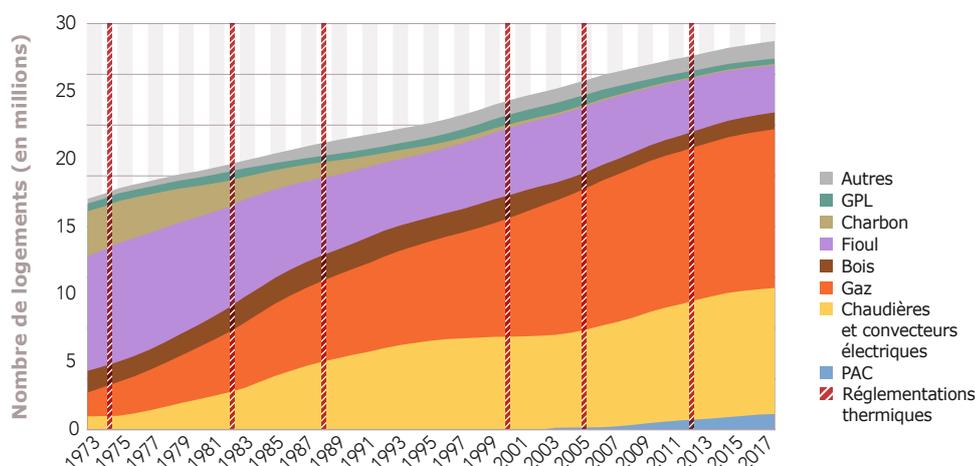
- ▶ via le remplacement des systèmes de chauffage par des systèmes plus performants et moins émetteurs ;
- ▶ via la rénovation du bâti ancien. Il s'agit donc d'un secteur clé pour les politiques de maîtrise de l'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;

- ▶ via le développement du chauffage électrique prévu par le projet de SNBC, basé principalement sur des solutions de pompe à chaleur, et accompagné d'objectifs ambitieux en matière de rénovation des logements.

Les politiques publiques mises en place dans le cadre de la PPE doivent se traduire de manière concrète dans les trajectoires au cours des prochaines années, même si l'effet de mesures portant sur le bâti ou les systèmes de chauffage relève par nature du temps long. D'ici 2025, les conséquences de la fin du chauffage au charbon ou au fioul dans le parc résidentiel et, de manière générale, de l'accent sur les solutions décarbonées, devraient être visibles sur le niveau et la structure de la consommation.

RTE est fréquemment interrogé sur les conséquences de ces objectifs pour la pointe électrique, les émissions et le fonctionnement du système. Afin d'analyser ces différents enjeux et d'éclairer le débat public, RTE et l'ADEME mènent une étude conjointe sur l'impact de l'électrification du chauffage à l'horizon 2035. Celle-ci fera également l'objet d'une contribution à horizon mars 2020.

Figure 29. Évolution du parc de chauffage dans les résidences principales en France entre 1973 et 2017



13. https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2018/12/20171214_Rapport-global_restitution-enquete-2018-donnees-nationale-2017_v1.1.pdf



Le réseau
de transport
d'électricité

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

