



Bilan prévisionnel

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

ÉDITION 2019

RAPPORT TECHNIQUE

Bilan prévisionnel

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

ÉDITION 2019

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 complète du Bilan prévisionnel 2019. Il établit un diagnostic de la sécurité d'approvisionnement en France à partir des informations disponibles à la fin de l'année 2019 (objectifs publics, annonces des producteurs et porteurs de projet en France et dans le reste de l'Europe). Les chiffres définitifs caractérisant le paysage électrique français pour l'année 2019 sont précisés dans le Bilan électrique 2019 de RTE.

SOMMAIRE

1. Le Bilan prévisionnel : un document de référence sur la sécurité d’approvisionnement en France	9
1.1 L’état des lieux sur la sécurité d’approvisionnement électrique	10
1.2 Cadre et enjeux du Bilan prévisionnel 2019	15
1.3 Une étude de sécurité d’approvisionnement menée dans un cadre de référence et complétée par des variantes	17
2. La consommation en France : une relative stabilité qui devrait perdurer à moyen terme	23
2.1 La consommation d’électricité reste stable	24
2.2 Les périodes de pointe de consommation dépendent des usages journaliers et des conditions climatiques	25
3. L’offre en France : une période clé pour la transition énergétique et de nombreuses incertitudes	33
3.1 De nouveaux objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables dans le projet de PPE	34
3.2 Une période charnière pour le parc nucléaire combinant de nombreux facteurs d’incertitude	43
3.3 Les perspectives d’évolution du parc thermique à flamme sont maintenues	50
3.4 Une filière effacement toujours en cours de structuration	56
3.5 Le développement du stockage est envisagé à plus long terme	59
4. L’Europe : une représentation affinée considérant les politiques énergétiques et les échanges entre pays	63
4.1 Une modélisation explicite du système électrique européen, permettant d’intégrer les évolutions des politiques énergétiques	64
4.2 Le développement de l’interconnexion de la France avec ses voisins se précise via de nouvelles lignes avec la Grande-Bretagne et l’Italie	71
4.3 Des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables nécessaires à l’atteinte des objectifs climatiques en Europe	74
4.4 De nombreuses fermetures simultanées de centrales au charbon et de réacteurs nucléaires devraient se concrétiser à moyen terme dans les pays voisins de la France	79
5. Le diagnostic d’équilibre offre-demande	85
5.1 Une dynamique en trois périodes	86
5.2 L’analyse détaillée de la sécurité d’alimentation de la France permet de hiérarchiser les risques au-delà du « critère des trois heures »	91

5.3	Les leviers post marché constituent un outil important pour réduire les situations de déséquilibre offre-demande	95
5.4	Les stress tests permettent d'illustrer les risques les plus critiques	99
6.	La sensibilité à des configurations alternatives en France et en Europe	109
	Évolution de la consommation	112
	Développement des effacements de consommation	114
	Développement des énergies renouvelables	116
	Calendrier de fermeture du parc charbon	118
	Mise en service de la centrale de Landivisiau	120
	Fermeture des turbines à combustion au fioul	122
	Cogénérations et groupes thermiques de faible puissance	123
	Mises en service des liaisons IFA2 et Savoie-Piémont	124
	Mise en service de la liaison ElecLink	125
	Développement des énergies renouvelables en Europe	126
	Déclassement accéléré des parcs charbon en Europe	127
	Déclassement accéléré des parcs charbon et développement ralenti des énergies renouvelables en Europe de l'Ouest	130
	Mise en service de nouveaux moyens pilotables en Europe de l'Ouest	131
	Déclassement du parc nucléaire en Grande-Bretagne	132
	Disponibilité du parc nucléaire en Belgique	133
7.	Les leviers d'action	135
7.1	Levier n° 1 : la maîtrise de la consommation	136
7.2	Levier n° 2 : l'optimisation du placement et la durée des arrêts des réacteurs nucléaires	144
7.3	Levier n° 3 : le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse des groupes de Cordemais	146
8.	Les caractéristiques d'un système électrique en transition	149
8.1	La place de l'éolien et du solaire dans le mix est amenée à progresser fortement	150
8.2	La fermeture des centrales au charbon est sans influence sur l'évolution du solde exportateur de la France en électricité, structurellement orienté à la hausse	156
8.3	La décarbonation de la production d'électricité se poursuit en France et en Europe	158
8.4	Les moyens de production pilotables contribuent majoritairement au passage des pointes journalières de consommation	165
8.5	Les moyens thermiques au gaz jouent un rôle important dans la période de transition décrite dans le Bilan prévisionnel	170
8.6	Le système électrique peut accueillir de nouveaux usages dans une optique de réduction des émissions de gaz à effet de serre	172
9.	Annexes : Parcs installés et bilans électriques	177



**LE BILAN
PRÉVISIONNEL**
UN DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
SUR LA SÉCURITÉ
D'APPROVISIONNEMENT
EN FRANCE

1. LE BILAN PRÉVISIONNEL : UN DOCUMENT DE RÉFÉRENCE SUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN FRANCE

1.1 L'état des lieux sur la sécurité d'alimentation électrique

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

La notion de sécurité d'alimentation 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'alimentation 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

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 ?

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'écroulement 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).

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).

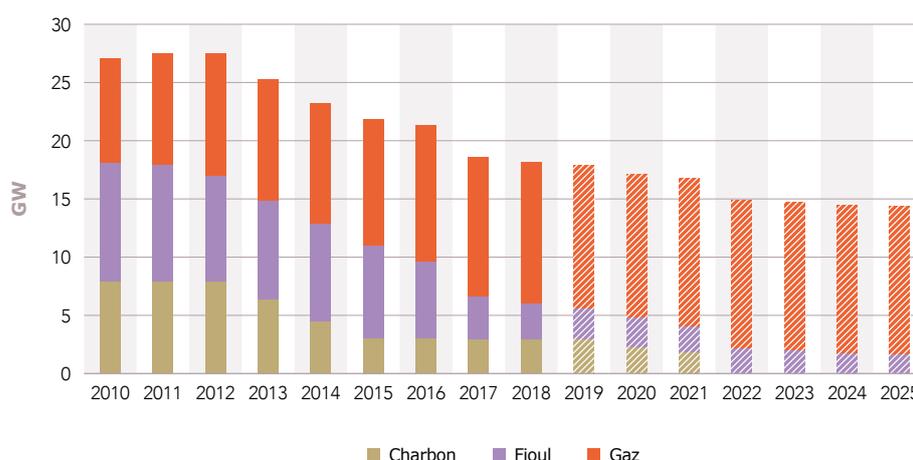
Le dimensionnement du parc de production : une conformité stricte au critère réglementaire des « trois heures »

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.

Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement signifie que le niveau de risque de

Figure 1.1 Évolution des capacités installées du parc thermique fossile en France continentale au 31 décembre (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.

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.

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.

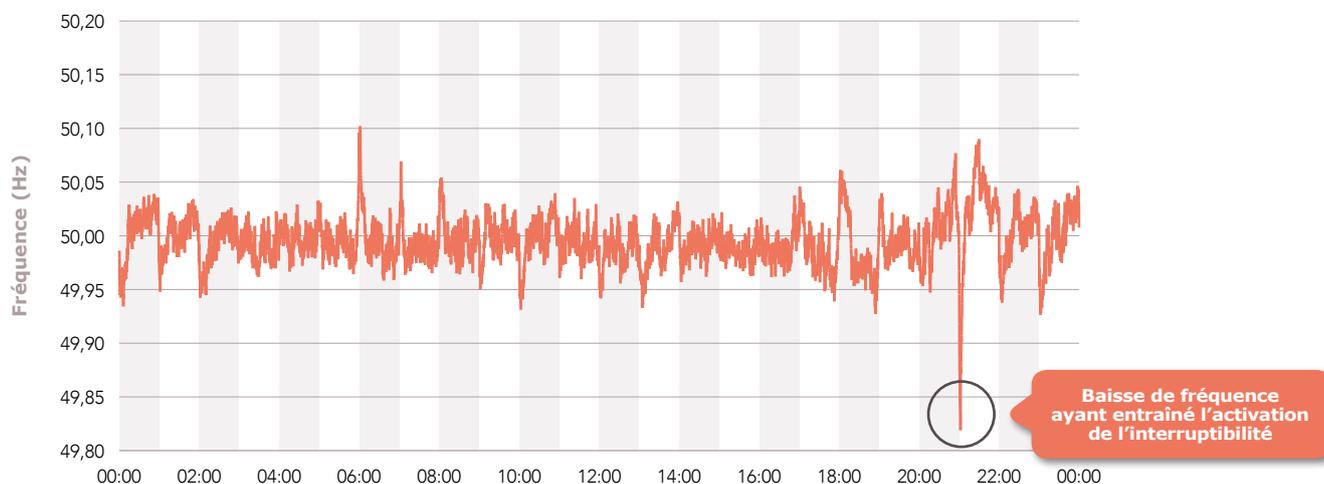
Ce levier a été activé pour réguler la fréquence, de manière automatique, à deux reprises au cours de l'année 2019, le 10 janvier et le 7 octobre. Contrairement à certaines explications relayées dans la presse ou sur les réseaux sociaux, l'activation de ce dispositif ne signifie aucunement que la France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

Figure 1.2 Modulation de la fréquence lors de la journée du 7 octobre 2019



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 ;
- ▶ 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»).

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

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

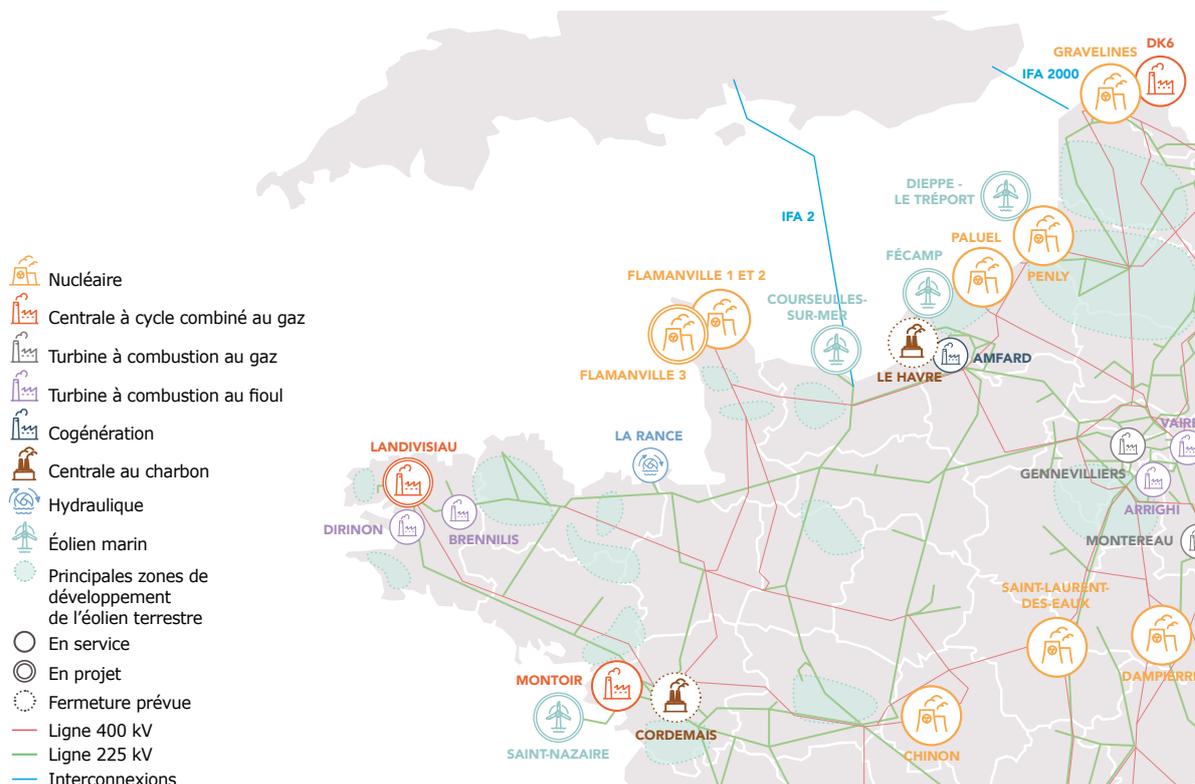
À l'échelle régionale, la notion d'équilibre offre-demande n'a généralement pas de sens, car les réseaux électriques permettent de mutualiser les capacités de production et d'effacement et de gérer cet équilibre à l'échelle nationale voire européenne, ce qui est beaucoup plus efficace sur les plans technique 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 exposée en 5.3.

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).

Figure 1.3 Carte du réseau de transport et des principaux moyens de production sur la zone du Grand Ouest



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.

1.2 Cadre et enjeux du Bilan prévisionnel 2019

Dans le cadre de ses missions et conformément au Code de l'énergie³, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme. À ce titre, il constitue un document de référence sur la sécurité d'approvisionnement en France et les perspectives d'évolution du système.

Chaque année, le Bilan prévisionnel établit une analyse de risque de l'équilibre offre-demande sur un horizon de moyen terme. Sur cet horizon, il s'agit d'étudier les effets de l'évolution probable de la consommation et du parc de production par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement et de vérifier les configurations permettant au système électrique d'être équilibré.

Un contexte marqué par la publication du projet de PPE et l'adoption de la loi énergie et climat

Le début de l'année 2019 a été marqué par la publication du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) par le ministère de la Transition écologique et solidaire. Ce projet de PPE, publié le 25 janvier 2019, synthétise la programmation énergétique de la France pour les dix années à venir (2018-2028) en définissant les objectifs et les mesures associées permettant à la

France d'atteindre les objectifs de la loi de transition énergétique.

Concernant l'offre d'électricité, le projet de PPE précise notamment :

- ▶ **des objectifs de développement pour les énergies renouvelables**, à fin 2023 et 2028, et les mesures pour les atteindre (appels d'offres...) ;
- ▶ **des orientations concernant la trajectoire d'évolution du parc électronucléaire**, y compris au-delà de l'horizon de la PPE (2028) ;
- ▶ **un objectif de fermeture des dernières centrales au charbon d'ici 2022**, et aucun nouveau projet de centrales thermiques fossiles ;
- ▶ **des objectifs de développement des effacements de consommation** ;
- ▶ **des orientations sur le développement des moyens de stockage.**

La loi énergie et climat promulguée le 8 novembre 2019 confirme ces objectifs. Elle précise notamment les dispositions visant à limiter fortement la production des centrales au charbon à partir du 1^{er} janvier 2022, conduisant de fait à leur fermeture.

Un diagnostic établi jusqu'en 2025

L'édition 2019 porte sur l'horizon 2020-2025, l'analyse de risque relative à l'hiver 2019-2020 étant traitée dans le cadre des études saisonnières

3. Article L. 141-8 du Code de l'énergie

publiées par RTE. Elle vise à apporter un éclairage technique sur l'état et les marges de manœuvre du système électrique dans une période clé pour la transition énergétique en France durant laquelle :

- ▶ des inflexions marquées devraient intervenir pour atteindre les objectifs en matière de développement des énergies renouvelables ;
- ▶ le parc nucléaire commencera son évolution avec la fermeture des réacteurs de Fessenheim en 2020, la mise en service de l'EPR de Flamanville à compter de 2023 et le début du programme de prolongation des réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans ;
- ▶ le parc thermique pilotable devrait évoluer de manière significative avec la mise en service de la centrale de Landivisiau et la fermeture des dernières centrales au charbon annoncée dans le projet de PPE.

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

Les paramètres de l'étude ont fait l'objet d'une large concertation

L'élaboration du Bilan prévisionnel a fait l'objet d'une concertation auprès de toutes les parties prenantes intéressées.

Conformément aux orientations discutées lors de la Commission « Perspectives système et réseau » du 17 mai 2019, RTE a lancé un appel à contributions, visant à solliciter les acteurs sur les éléments nécessaires à l'élaboration de cet exercice. L'appel à contributions a pour ambition de renforcer le partage et la transparence sur les hypothèses et la méthodologie utilisées dans le cadre de l'analyse de l'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel.

Cet appel à contributions a porté sur les hypothèses principales retenues dans le cadre de l'analyse de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel 2019 : hypothèses de demande, d'évolution du parc de production, de calendrier de développement d'interconnexion, de coûts de combustibles, ou encore d'hypothèses relatives aux mix énergétiques des pays voisins.

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

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

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

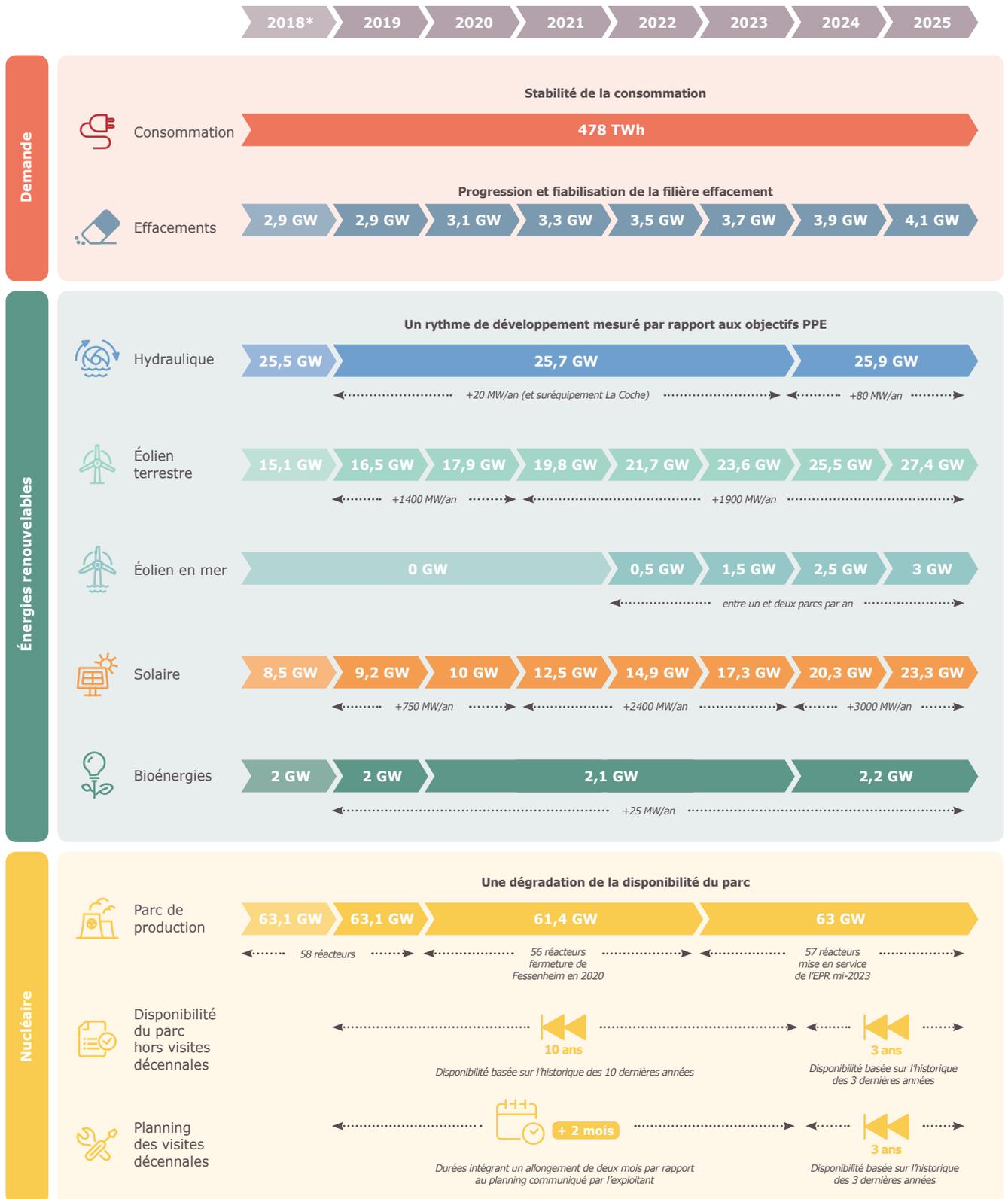
Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 se veut représentatif d’une vision réaliste de l’évolution du système électrique à moyen terme. Ainsi, les hypothèses retenues dans le cas de base n’épousent pas nécessairement les objectifs publics, notamment s’ils s’inscrivent en rupture forte avec la tendance observée ces dernières années ou lorsque les annonces publiques ne permettent pas d’envisager de manière certaine la mise en service ou la fermeture d’un moyen de production.

Des variantes pour évaluer la sensibilité du diagnostic aux paramètres de l’étude

Pour compléter l’analyse, l’étude des variantes permet de confronter des configurations plus dégradées ou plus favorables pour évaluer l’impact des différents paramètres du système sur la sécurité d’approvisionnement. Ces analyses retiennent notamment des trajectoires alternatives sur le déploiement des énergies renouvelables, l’évolution de la filière nucléaire et le devenir du parc thermique fossile en France et en Europe.

Le cas de base et la liste des variantes ont été établis suite à la consultation publique lancée en juin 2019. Les principales orientations retenues ont été présentées aux parties prenantes en septembre dernier.

Évolution des hypothèses dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2019



* La description du parc installée porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

Évolution des hypothèses dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2019



Thermique fossile



Interconnexions

Mise en service de deux nouvelles liaisons

Modélisation des capacités d'échange

Échanges avec l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse
 Les capacités d'échange sont définies à partir de l'historique des échanges commerciaux selon la méthode NTC

Échanges avec la zone CWE
 Les capacités d'échange avec la zone CWE sont modélisées avec la méthode Flow-Based

Pays européens

18 pays européens modélisés

entsoe
 Reliable Sustainable Connected

Hypothèses issues des études européennes

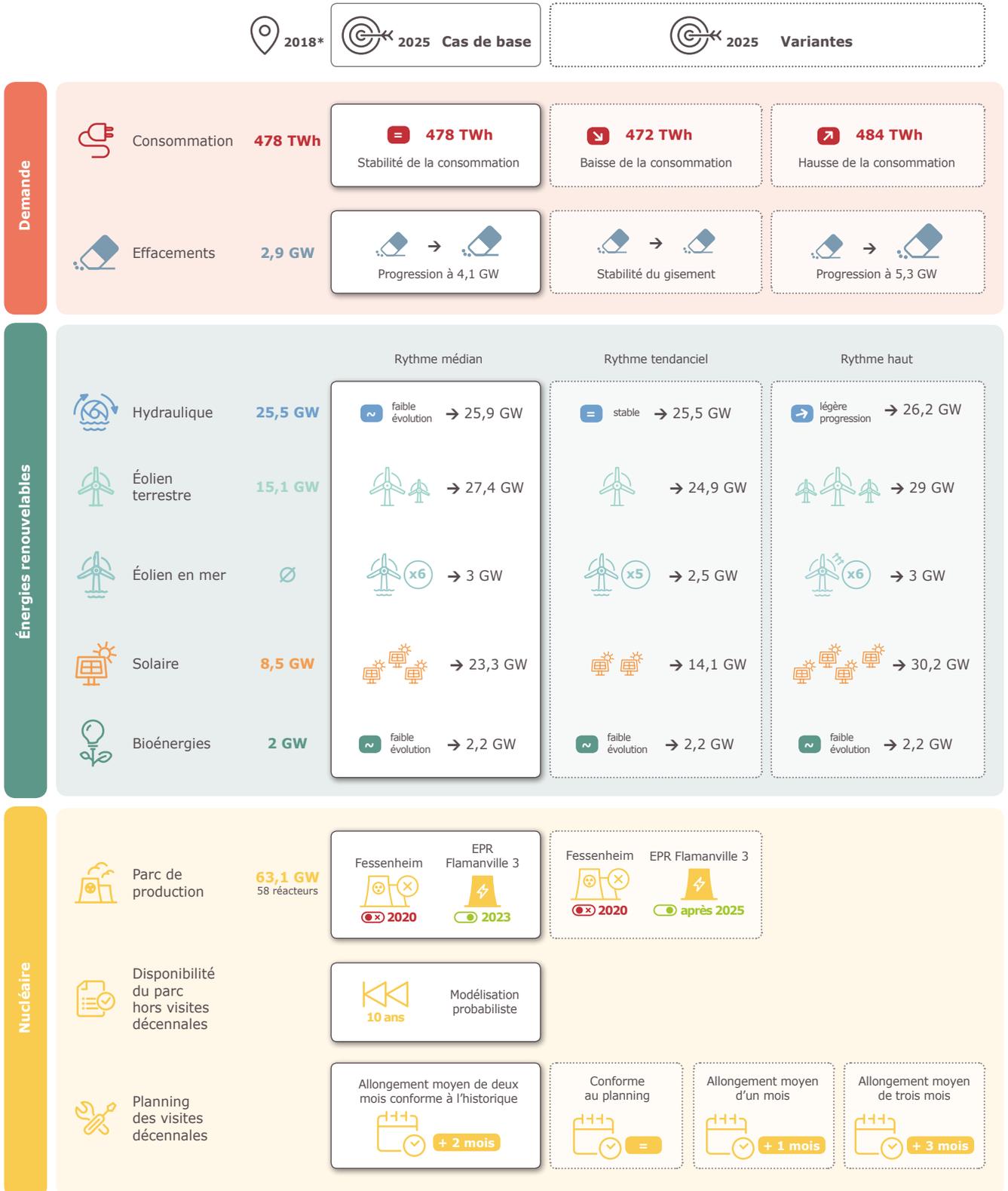
Une modélisation basée sur le **Mid-Term Adequacy Forecast 2019** pour les hypothèses :

- ▶ d'évolution de la **consommation**
- ▶ d'évolution des parcs **thermiques** et **renouvelables**
- ▶ de modélisation de l'**hydraulique**
- ▶ de capacités des **interconnexions** hors frontières françaises

Une prise en compte des objectifs de la Commission charbon en Allemagne

* La description du parc installée porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

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



* La description du parc installée porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

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

	2018*	2025 Cas de base	2025 Variantes	
Thermique fossile	Cycles combinés au gaz 6,2 GW	Landvisiaiu 2021	Landvisiaiu 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 -100 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	
	Nouvelles liaisons aux frontières françaises 	IFA2 2021 Savoie-Piémont 2021	IFA2 2022 Savoie-Piémont 2022 Mise en service d'Eleclink IFA2 2021 Eleclink 2021 Savoie-Piémont 2021	
Pays européens	18 pays européens modélisés 	Reliable Sustainable Connected Hypothèses issues des études européennes	Déclassement ralenti Déclassement accéléré Absence de nouveaux moyens	Avance de deux ans Retard de deux ans Déclassement accéléré Disponibilité du parc belge

* La description du parc installée porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



**LA CONSOMMATION
EN FRANCE**
UNE RELATIVE
STABILITÉ QUI
DEVRAIT PERDURER
À MOYEN TERME

2. LA CONSOMMATION EN FRANCE : UNE RELATIVE STABILITÉ QUI DEVRAIT PERDURER À MOYEN TERME

2.1 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 2019, cette tendance semble également se confirmer sur l'année, 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 2019 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.

Figure 2.1 Évolution de la consommation intérieure d'électricité corrigée de l'aléa météorologique France continentale hors enrichissement d'uranium

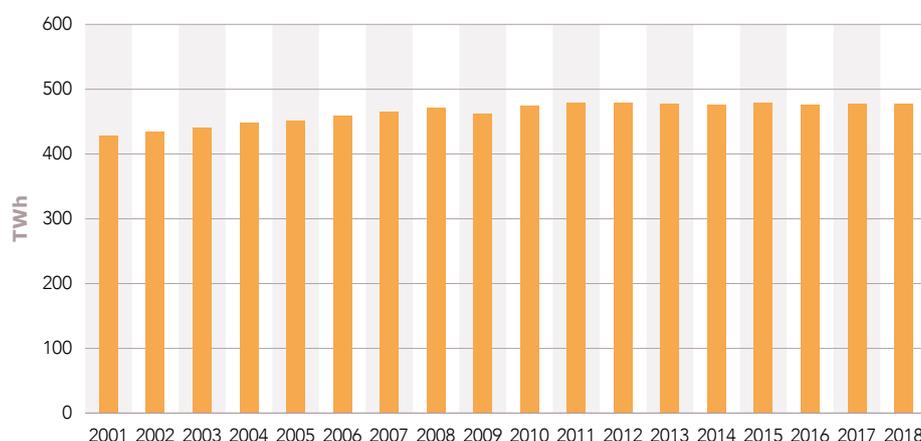
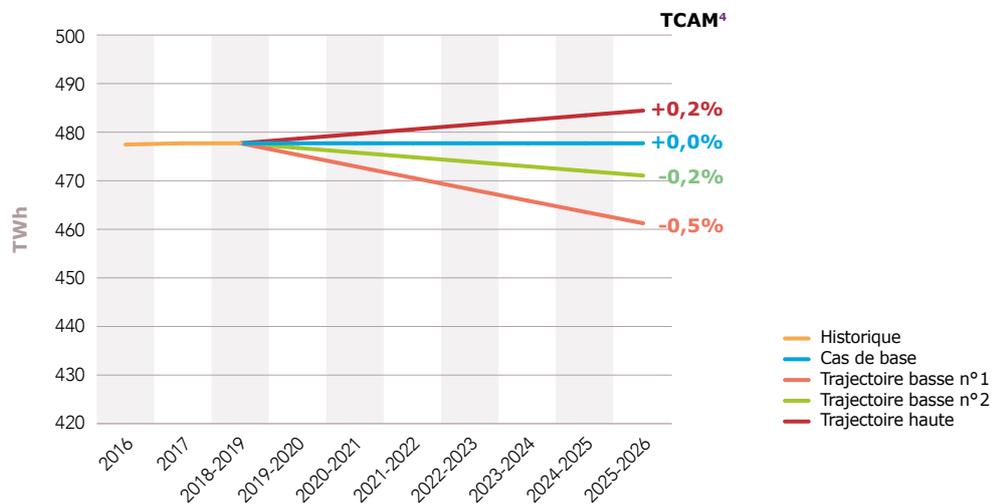


Figure 2.2 Cas de base et variantes de trajectoires de la consommation intérieure d'électricité corrigée de l'aléa météorologique dans le Bilan prévisionnel 2019 – France continentale hors enrichissement d'uranium



Pour les prochaines années, le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 repose, comme l'exercice précédent, sur une hypothèse de stabilité de la consommation électrique en France à l'horizon 2025. Des

variantes encadrantes sont également étudiées afin d'évaluer la sensibilité des résultats en matière de sécurité d'approvisionnement à l'évolution de la consommation.

2.2 Les périodes de pointe de consommation dépendent des usages journaliers et des conditions climatiques

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 le jour que la nuit, en jours ouvrés qu'en week-end, en hiver qu'en été.

Elle connaît aussi d'amples fluctuations, liées aux températures extérieures, du fait des usages de

climatisation (en été) et surtout de chauffage (en hiver).

De fait, la notion de « pointe de consommation », souvent utilisée, peut prêter à confusion si elle n'est pas explicitée car elle peut recouvrir des réalités physiques bien différentes, selon que l'on évoque la pointe infrajournalière ou la pointe hivernale.

4. TCAM : Taux de croissance annuel moyen

2.2.1 La pointe infrajournalière est un reflet des modes de vie

Le profil journalier de consommation diffère sensiblement selon la saison. Ainsi, la Figure 2.3 représente les variations de la consommation d'électricité sur un jour ouvré type de janvier et de juin, décomposée par grands secteurs de consommation.

Les courbes de charge en jours ouvrés présentent des différences notables, tant en forme qu'en niveau. Elles possèdent néanmoins quelques caractères communs :

- ▶ un minimum de consommation atteint en fin de nuit (vers 4 ou 5 heures du matin), période où les consommations émanent essentiellement des procédés industriels à feu continu, de l'éclairage public, des appareils de froid, des veilles des appareils électroniques et, en hiver, du chauffage ;
- ▶ une rapide montée de charge à partir de 6 h, liée à la reprise d'activité chez les particuliers, dans

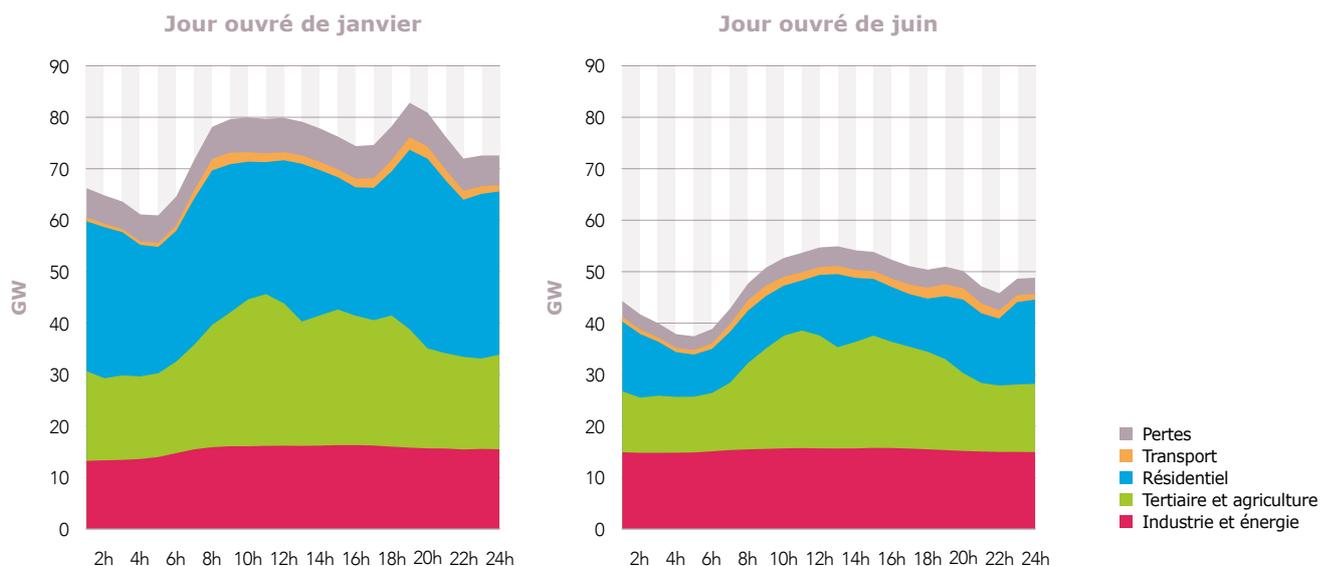
les transports ferroviaires et dans les établissements industriels (industrie légère travaillant à un ou deux postes par jour sur cinq jours par semaine) et tertiaires (commerces et bureaux notamment), conduisant à la formation d'un « plateau du matin » ;

- ▶ une lente diminution à partir de 13h, suivie d'un rebond en fin d'après-midi, où se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle, et pic d'activité des transports en commun.

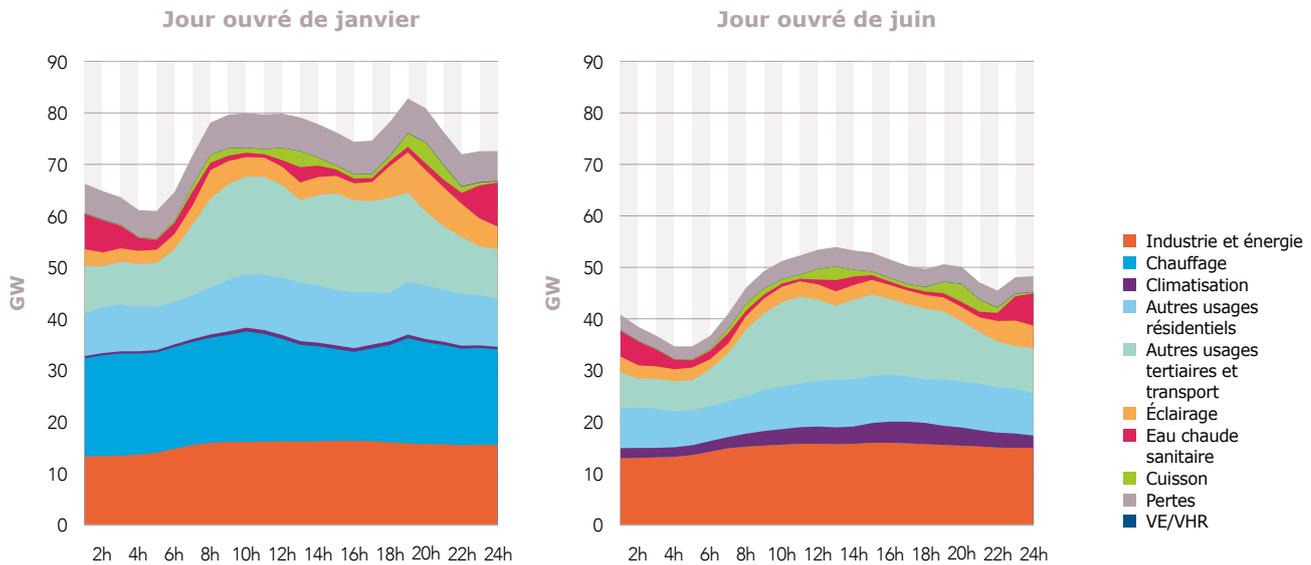
Les différences saisonnières sont principalement dues :

- ▶ au chauffage, qui explique l'essentiel de la différence générale de niveau entre hiver et été (cf. Figure 2.4) ;
- ▶ à des consommations additionnelles d'éclairage, qui sont à l'origine des écarts de forme : combinée avec une charge de même ampleur liée à la cuisson résidentielle, l'apparition d'une charge supplémentaire de l'ordre de 4 GW à la tombée de la nuit provoque une pointe à 19h au cœur

Figure 2.3 Profils de puissance de la consommation par secteurs (à températures de référence⁵)



5. Les températures de référence sont établies par Météo-France. Basées sur les températures horaires moyennes observées pour chaque jour de l'année au cours des trois dernières décennies, elles sont redressées de la dérive climatique pour être représentatives du climat de la décennie en cours.

Figure 2.4 Profils de puissance de la consommation par usages (à températures de référence)

de l'hiver, un peu plus tardive et moins haute en demi-saison et en été ; symétriquement, le matin, l'éclairage induit en décembre et janvier un supplément de consommation qui positionne la pointe du matin vers 9h. Avec de moindres besoins d'éclairage, cette pointe tend à se décaler vers midi au fur et à mesure que le jour se lève plus tôt.

Afin de limiter la sollicitation de moyens de production plus coûteux aux moments des pointes journalières de consommation, de nombreux dispositifs ont été mis en place. Ainsi, la tarification heures pleines/heures creuses permet de lisser la courbe de charge journalière en reportant une partie de la charge, notamment celle liée à la chauffe des ballons d'eau chaude sanitaire, durant les heures les moins chargées de la nuit.

Le déploiement de compteurs communicants pourrait à terme permettre d'affiner cette gestion de la charge au travers de plages tarifaires diversifiées et évolutives dans l'année (par exemple : heures creuses méridiennes en été pour profiter d'une production photovoltaïque abondante).

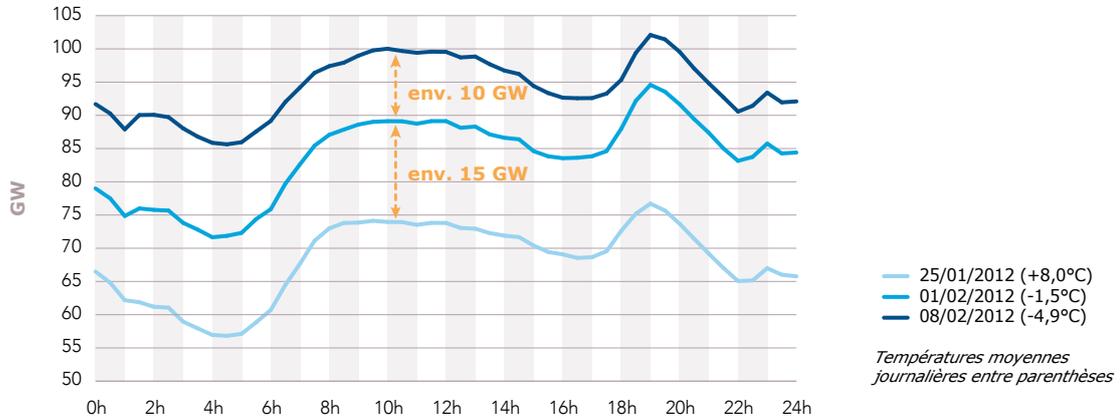
2.2.2 La pointe hivernale subit une forte variabilité induite par le chauffage électrique

La consommation d'électricité est également influencée par d'autres facteurs nettement moins répétitifs et prévisibles que les cycles journaliers, hebdomadaires ou saisonniers : il s'agit essentiellement de facteurs météorologiques, tels que la nébulosité (jouant sur l'éclairage), les températures extérieures en été (via la climatisation), et, surtout, les températures extérieures en hiver (via le chauffage électrique, largement répandu en France puisqu'il équipe près de 40% du parc de logements).

La forte thermosensibilité du système électrique français induite par le chauffage électrique se traduit par une augmentation de la consommation d'électricité lorsque la température diminue en hiver : lors d'une vague de froid intense, les besoins de chauffe peuvent être beaucoup plus importants et contribuer à une augmentation significative de la puissance appelée.

À titre d'illustration (cf. Figure 2.5), le pic historique de consommation a été enregistré le 8 février 2012 lors de la pointe du soir. Le creux de nuit du

Figure 2.5 Courbes de charge journalières autour de la vague de froid de février 2012



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.

Globalement, il convient de noter que la forme du profil journalier d'appel de puissance est peu affectée lors d'une vague de froid, c'est essentiellement le niveau moyen de la demande qui peut être

fortement accru. La Figure 2.6 l'illustre, en représentant les appels de puissance d'un jour ouvré d'hiver, modélisés à températures de référence d'une part, et avec les températures du 8 février 2012 d'autre part.

La Figure 2.7 permet de visualiser le poids respectifs des grands secteurs/usages sur les heures les plus chargées (entre 8 h et 22 h) d'une journée ouvrée d'hiver, à températures de référence et avec

Figure 2.6 Profils de puissance de la consommation par usages d'un jour ouvré d'hiver

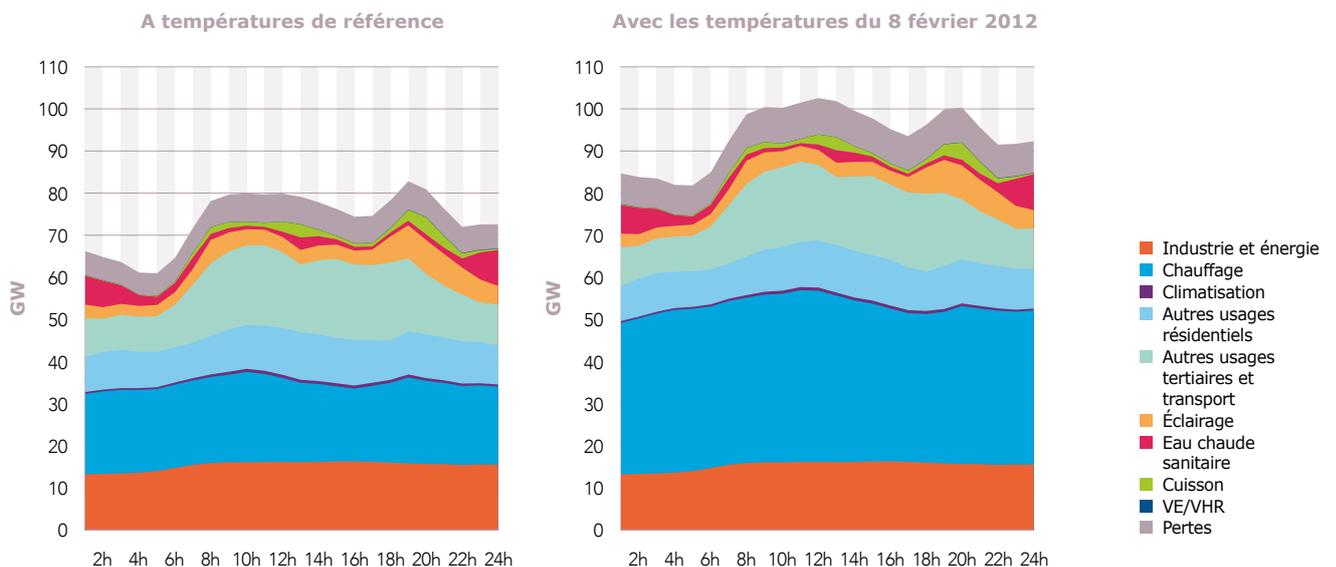
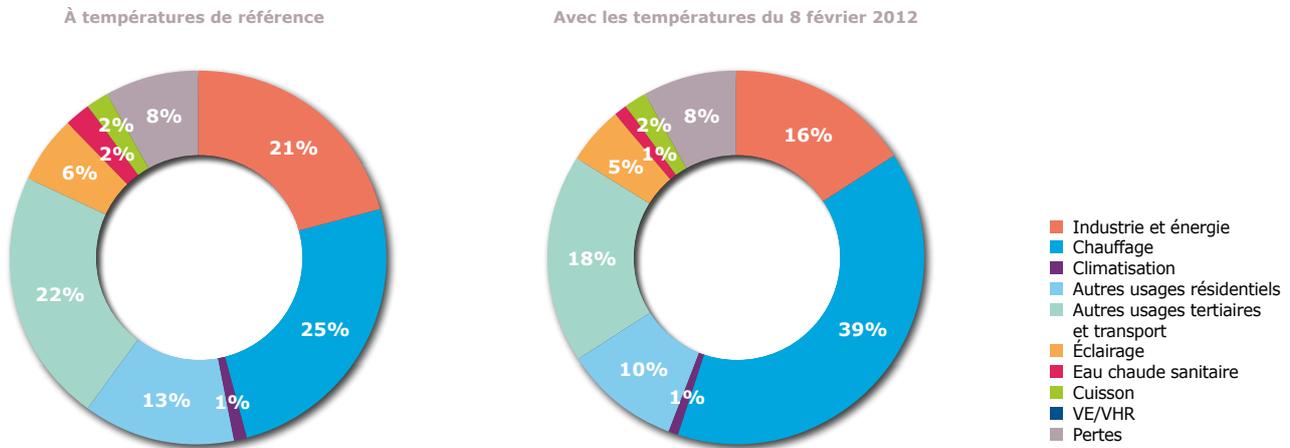


Figure 2.7 Répartition par usages de la puissance appelée entre 8h et 22h un jour ouvré d’hiver

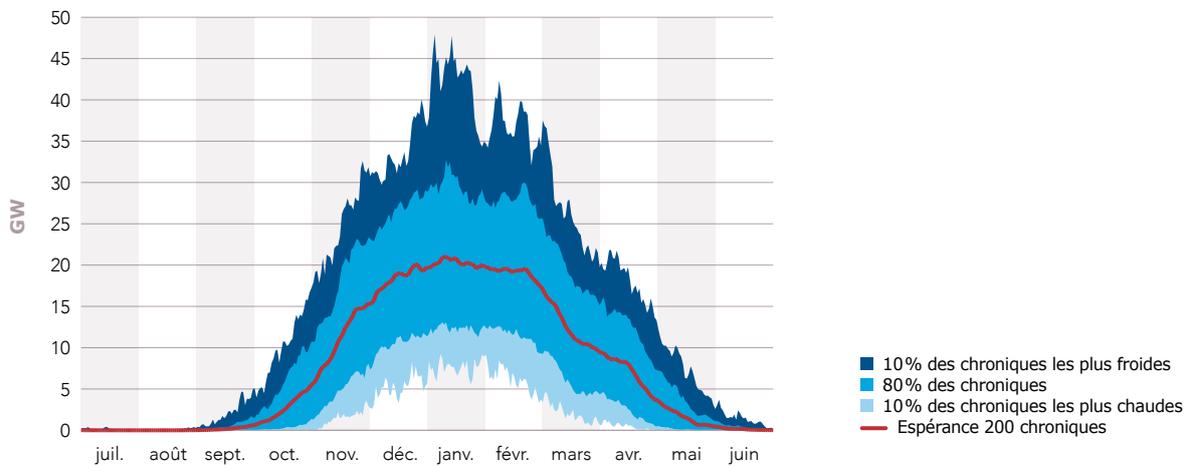


le climat du 8 février 2012 : la puissance appelée par le chauffage peut croître fortement (de près de 20 GW) lors de vague de froids sévères par rapport au niveau appelé à températures de référence.

Cette variabilité peut être illustrée par les simulations réalisées par RTE sur la base de 200 chroniques climatiques⁶ : la consommation thermosensible est

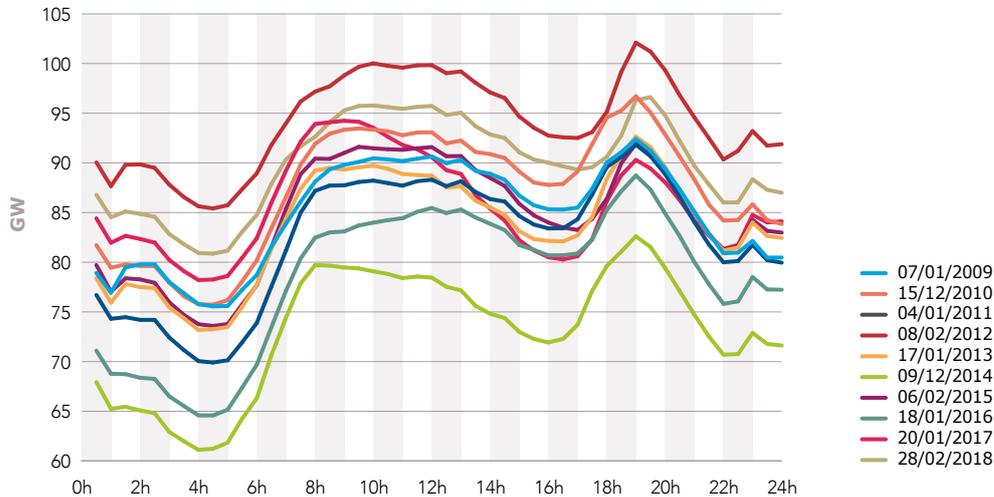
comprise entre 10 GW et 30 GW pour 80% des chroniques journalières (cf. Figure 2.8). Pour 10% des chroniques, la consommation thermosensible peut même être doublée par rapport à sa valeur en espérance et atteindre 45 GW. Ainsi, pendant une vague de froid extrême, plus de 40% des appels de puissance électrique peuvent être liés au seul chauffage.

Figure 2.8 Puissance moyenne journalière thermosensible
Simulation des deux cent chroniques climatiques sur une année actuelle (hors climatisation d’été)



6. Chroniques climatiques issues d’un référentiel climatique élaboré par Météo-France et représentatives du climat actuel

Figure 2.9 Puissance appelée lors de la journée la plus chargée de l'année entre 2009 et 2018



Les conditions climatiques pouvant différer fortement d'une année sur l'autre, les appels de puissance annuels maximaux présentent donc également une variabilité importante, comme l'illustre la Figure 2.9, qui représente le profil des puissances appelées au cours de la journée la plus chargée des dix années écoulées. On peut constater les écarts importants qui apparaissent selon les années : la plus ou moins grande sévérité des vagues de froid hivernales peut se traduire par des écarts d'une vingtaine de gigawatts. Ainsi, l'heure la plus chargée de l'année 2014 a généré un appel de puissance inférieur à celui du creux de nuit du 8 février 2012.

Les occurrences de consommation maximale en puissance résultent de la combinaison des variations structurelles périodiques et de celles, aléatoires, liées aux facteurs météorologiques. Ainsi, en période hivernale, l'heure la plus chargée de la

journée étant généralement 19 heures, la notion de « pic hivernal » est fréquemment associée à celle de « pointe à 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 (voir partie sur les leviers). Les simulations montrent que des effacements courts d'une ou deux heures centrés sur 19h en hiver ne contribueraient que modestement à réduire les risques de défaillance.

Les leviers liés à la maîtrise de la consommation sont par ailleurs détaillés dans la suite du document (cf. 7.1).

➤ Prédiction de l'obligation de capacité pour la période 2020-2024

Afin d'assurer le respect des objectifs publics de sécurité d'approvisionnement, la France a mis en place un mécanisme de capacité qui instaure une obligation de capacité pour les «acteurs obligés» (fournisseurs, consommateurs ou gestionnaires de réseau pour leurs pertes lorsqu'ils ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur). Ces acteurs doivent disposer de garanties de capacités à hauteur du niveau de leur obligation, qui reflète la consommation de leur portefeuille de clients dans une situation définie de vague de froid).

Afin de donner le maximum de visibilité aux acteurs de marché et de permettre un fonctionnement optimal du mécanisme de capacité, au

service de la sécurité d'approvisionnement, RTE publie régulièrement une estimation de l'obligation de capacité totale pour la France, sur la base des dernières trajectoires d'évolution de la consommation. Les estimations de l'obligation de capacité totale pour la France publiées ci-dessous correspondent aux différentes trajectoires d'évolution de la consommation. Pour précision, ces chiffres ne prennent pas en compte les actions de maîtrise de la consommation à la pointe (notamment effacement tarifaires). La puissance de référence publiée ci-dessous est donc brute des éventuelles actions de maîtrise de la consommation à la pointe mises en place par les consommateurs et les fournisseurs.

Trajectoires (GW)	2020	2021	2022	2023	2024
Trajectoire basse n° 1	93,7	93,2	92,8	92,3	91,9
Trajectoire basse n° 2	94,0	93,9	93,7	93,5	93,3
Consommation stable (cas de base)	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3
Trajectoire haute	94,5	94,6	94,7	95,0	95,2



L'OFFRE EN FRANCE
UNE PÉRIODE CLÉ
POUR LA TRANSITION
ÉNERGÉTIQUE ET
DE NOMBREUSES
INCERTITUDES

3. L'OFFRE EN FRANCE : UNE PÉRIODE CLÉ POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET DE NOMBREUSES INCERTITUDES

3.1 De nouveaux objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables dans le projet de PPE

3.1.1 Le potentiel du parc hydraulique est exploité au plus proche de son maximum

Un potentiel hydraulique largement exploité

L'énergie hydraulique représente aujourd'hui la principale forme d'énergie renouvelable. L'essentiel du parc hydraulique a été construit avant la fin des années 1980. Depuis, les travaux portent principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts.

Avec environ 25,5 GW de puissance de turbinage installée au 31 décembre 2018 (STEP⁷ incluses), le potentiel de production hydraulique est considéré comme étant exploité au plus proche de son maximum : la puissance installée progresse peu (de l'ordre d'une dizaine de mégawatts par an sur les cinq dernières années, en dehors du suréquipement récent de la STEP de la Coche).

Un objectif d'augmentation légère des capacités installées affiché dans la PPE

Les ambitions affichées dans le projet de PPE⁸ visent essentiellement la pérennisation du productible hydraulique, aucune nouvelle installation de grande ampleur n'étant envisagée.

Des travaux de modernisation devraient toutefois permettre une progression de la puissance hydraulique installée (sans implantation de nouvelles retenues d'eau).

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 retient une légère augmentation de la capacité installée

Trois trajectoires d'évolution de la filière hydraulique sont retenues pour le Bilan prévisionnel 2019 :

- ▶ une trajectoire basse, considérant une stabilité du parc hydraulique français ;
- ▶ une trajectoire médiane basée sur un rythme de développement supérieur au rythme moyen historique mais insuffisant à la réalisation des objectifs du projet de PPE en fin d'horizon, permettant d'atteindre 25,7 GW fin 2023 puis 26,2 GW fin 2028 (+20 MW/an puis +80 MW/an sur la deuxième partie de la PPE) ;

7. Station de transfert d'énergie par pompage

8. La PPE fixe les objectifs de 25,7 GW fin 2023 et entre 26,4 et 26,7 GW fin 2028 soit une hausse de 40 MW par an jusqu'en 2023 puis de 160 MW par an sur la deuxième partie de la PPE

- ▶ une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 25,7 GW fin 2023 et 26,5 GW fin 2028⁹ (+40 MW/an puis +160 MW/an sur la deuxième partie de la PPE).

Dans la continuité du Bilan prévisionnel précédent, la trajectoire médiane est retenue dans le cas de base ; les deux autres trajectoires sont utilisées en variantes.

3.1.2 Le développement de la filière éolienne terrestre s'inscrit ces dernières années dans une véritable dynamique de hausse

Un dynamisme confirmé pour la filière éolienne terrestre

La progression de la filière éolienne terrestre connaît une évolution contrastée depuis dix ans. En effet, après une accélération de son développement entre 2006 et 2010 suite aux travaux sur le Grenelle de l'environnement, la filière a fait face à de fortes difficultés de développement entre 2010 et 2013, notamment en raison de rigidités dans le cadre législatif et réglementaire.

Figure 3.1 Parc installé par année pour la filière éolienne terrestre



9. La valeur fin 2028 correspond à la valeur médiane des objectifs bas et haut du projet de PPE.

Après une reprise amorcée en 2014, le développement de l'éolien en France a connu une dynamique positive. En 2017, le rythme de développement de la filière a même dépassé le rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs PPE adoptés en 2016, avec un record d'installation de 1,8 GW supplémentaire raccordé. Ce rythme s'est confirmé en 2018 avec 1,6 GW raccordé, le parc installé atteignant 15,1 GW au 31 décembre 2018, dépassant l'objectif fixé par la précédente PPE à cet horizon.

Suite aux travaux du groupe de travail «éolien» lancés fin 2017 par le précédent secrétaire d'État, Sébastien Lecornu, plusieurs mesures visant à simplifier et à favoriser le développement de l'éolien terrestre ont été mises en place : suppression d'un degré de juridiction permettant de réduire les délais de traitement des contentieux, révision de la répartition de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau, etc.

Fin 2019, la Ministre de la Transition écologique et solidaire a de nouveau réuni ce groupe de travail et a annoncé de nouvelles mesures visant favoriser un développement harmonieux de l'éolien, en traitant notamment des problématiques de répartition territoriale, de démantèlement et d'insertion paysagère des éoliennes.

Des objectifs de développement ambitieux confirmés par le projet de PPE

Dans ce contexte, le nouveau projet de PPE confirme les objectifs ambitieux de développement de la filière avec une cible affichée de 24,6 GW de capacités installées fin 2023, en cohérence avec la précédente PPE (entre 21,8 et 26 GW). L'atteinte de cet objectif nécessite néanmoins d'accélérer le rythme de développement annuel pour atteindre un rythme d'installation moyen de 1,9 GW par an, supérieur au record d'installation atteint en 2017.

Sur le deuxième horizon d'étude de la PPE, le gouvernement envisage un rythme de développement potentiellement plus important, avec une cible haute de 35,6 GW fin 2028, soit un rythme de développement de 2,2 GW par an sur cette période.

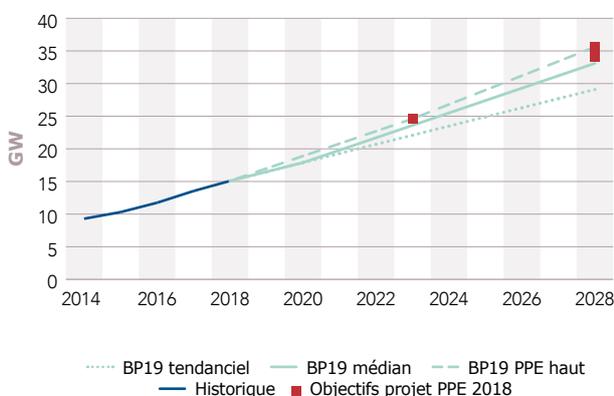
Néanmoins, l'implantation de parcs éoliens fait parfois l'objet de rejet de la part des collectivités territoriales. Ces questions d'acceptabilité sociale poussent à porter une attention accrue à l'évolution de la filière dans les prochaines années.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 intègre un rythme de développement supérieur au rythme historique

Trois trajectoires d'évolution sont retenues pour le Bilan prévisionnel :

- ▶ une trajectoire basse basée sur le rythme tendanciel moyen observé depuis 2014, permettant d'atteindre 22,1 GW fin 2023 puis 29,1 GW fin 2028 (+1,4 GW/an) ;
- ▶ une trajectoire médiane basée sur un rythme de développement supérieur au rythme moyen historique mais en deçà de celui nécessaire pour atteindre les objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 23,6 GW fin 2023 et 33,1 GW fin 2028 (+1,4 GW/an les deux prochaines années puis +1,9 GW/an) ;
- ▶ une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 24,6 GW fin 2023 et 34,8 GW fin 2028¹⁰ (+1,9 GW/an puis +2,1 GW/an sur la deuxième partie de la PPE).

Figure 3.2 Historique et hypothèses d'évolution de la capacité installée de la filière éolienne terrestre au 31 décembre



¹⁰. La valeur fin 2028 est une valeur moyenne comprise entre les objectifs bas et haut du projet de PPE.

3.1.3 Le développement de la filière éolienne en mer semble désormais amorcé

Des parcs éoliens en mer planifiés dans le cadre de différents appels d'offres

Deux premiers appels d'offres ont permis de lancer la planification de six parcs éoliens en mer posés, pour une puissance de 3 GW :

- ▶ dans le cadre du premier appel d'offres (AO 1), les projets de Saint-Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer ont été attribués au consortium Éolien Maritime France (EMF) ; le projet de Saint-Brieuc a été attribué au consortium Ailes marines ;
- ▶ dans le cadre du deuxième appel d'offres (AO 2), les projets de Dieppe et Yeu Noirmoutier ont été attribués au consortium LEM, mené par ENGIE.

Au-delà de ces six projets, un troisième appel d'offres (AO 3) a été lancé en décembre 2016 en vue de l'implantation d'un parc éolien en mer sur la zone de Dunkerque. La construction du parc, pour une puissance proche de 600 MW, a été attribuée en juin 2019 au groupement composé d'EDF Renouvelables, Innogy et Enbridge.

Figure 3.3 Localisation des projets d'éolien en mer



Dans le même temps, l'ADEME a lancé en 2016 un appel à projets portant sur le développement de fermes éoliennes expérimentales basées sur la technologie de l'éolien flottant. Quatre projets pilotes ont été retenus : un en Bretagne et trois en Méditerranée. Ces projets, en phase d'expérimentation, doivent permettre de démontrer la viabilité technique et économique de cette filière.

Des retards par rapport au planning initial pour les projets de parcs éoliens en mer posés

Les mises en service prévisionnelles des projets des deux premiers appels d'offres ont été retardées en raison des recours systématiques contre les autorisations des parcs (tous les parcs de l'AO 1 ont fait l'objet de recours) et de certaines difficultés liées à la structure même des appels d'offres (études techniques et environnementales réalisées après l'attribution des appels d'offres, technologies fixées par l'appel d'offres, etc.).

Fin juin 2018, après plusieurs mois de négociation, le gouvernement et les opérateurs sont parvenus à un accord sur les tarifs d'achat pour les six parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres.

Le gouvernement a confirmé que les six parcs éoliens en mer seraient réalisés sur le périmètre initialement prévu et mis en service d'ici 2024.

Le développement de la filière 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.

Le projet de PPE fixe des objectifs de développement à l'horizon 2023 en léger repli par rapport à la précédente PPE

Le Gouvernement définit dans le projet de PPE de 2018 un objectif de développement de 2,4 GW d'éolien en mer d'ici fin 2023 (contre 3 GW dans la précédente PPE), et de l'ordre de 5 GW de capacités installées à horizon 2028.

Le projet de PPE précise par ailleurs un nouveau calendrier d'attribution des appels d'offres d'éolien en mer

avec, entre autres, le lancement prochain d'un appel d'offres pour un parc de 1000 MW en Normandie.

Des appels d'offres spécifiques à l'éolien flottant sont également prévus pour des projets de parcs en Bretagne Sud, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Occitanie. Chacun des parcs prévus portera sur une capacité initiale d'environ 250 MW, qui pourra ensuite faire l'objet d'extensions afin de bénéficier d'une mutualisation des infrastructures de raccordement au réseau, comme proposé par RTE dans le schéma de réseau publié en septembre 2019.

Dans l'ensemble, l'objectif du Gouvernement est de pouvoir atteindre un rythme de développement de l'éolien en mer d'environ 1 GW par an sur les prochaines années.

Les mises en service de ces différents parcs ne devraient cependant pas avoir lieu sur l'horizon de moyen terme, le délai entre l'attribution de l'appel d'offres et la mise en service étant estimée par la filière à environ 6-7 ans au mieux.

Des calendriers de projets réactualisés

Les calendriers des projets d'éolien en mer posé ont fait l'objet de plusieurs réactualisations. Les dates de mise en service actuellement envisagées sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Appel d'offres	Consortium/ Localisation	Date de mise en service envisagée
AO 1	1 ^{er} parc EMF (Saint-Nazaire)	2022
AO 1	2 ^e parc EMF (Fécamp ou Courseulles-sur-Mer)	2023
AO 1	3 ^e parc EMF (Fécamp ou Courseulles-sur-Mer)	2024
AO 1	Ailes marines (Saint-Brieuc)	2023
AO 2	Les Éoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport (Dieppe – Le Tréport)	2023
AO 2	Les Éoliennes en mer de Vendée (Yeu Noirmoutier)	2023
AO 3	EDF RE-Innogy-Enbridge (Dunkerque)	2026

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 envisage une mise en service progressive des parcs éoliens en mer à compter de 2022

Pour rendre compte des incertitudes entourant les dates de mises en service, plusieurs trajectoires sont envisagées pour le développement de l'éolien en mer posé :

- ▶ une trajectoire haute, cohérente avec les dates de mise en service envisagées pour les différents projets ;
- ▶ une trajectoire médiane, cohérente avec les plannings des projets de l'AO 1 et considérant des délais supplémentaires dans la réalisation des projets de l'AO 2 (portés par le même consortium), avec une mise en service progressive des parcs éoliens en mer d'ici 2025 ;
- ▶ une trajectoire basse retardée d'un an par rapport à la trajectoire médiane.

La trajectoire médiane est retenue dans le cas de base ; les deux autres trajectoires sont utilisées en variantes.

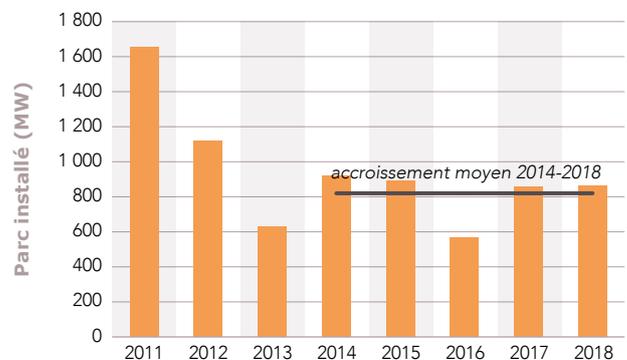
Par ailleurs, compte tenu du calendrier d'appels d'offres envisagé pour l'éolien flottant, le Bilan prévisionnel ne retient aucune mise en service industrielle pour cette filière sur l'horizon d'étude, au-delà des projets pilotes en cours de développement.

3.1.4 Le développement actuel de la filière photovoltaïque reste bien en deçà du rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs publics annoncés

Un rythme de développement marqué par des phases d'accélération et de ralentissement

Le développement de la filière photovoltaïque a été marqué par des cycles successifs d'accélération et de ralentissement importants, en France comme dans le reste des pays de l'Union européenne, au gré de l'évolution des dispositifs de soutien. Pour autant, les baisses de coût significatives des dernières années ont facilité l'émergence de nombreux projets, et les perspectives portent généralement sur un développement important de la filière.

Figure 3.4 Parc installé par année pour la filière photovoltaïque



En France, le rythme de progression constaté ces dernières années est cependant resté inférieur à 1 GW par an. Après une année 2016 où moins de 600 MW ont été raccordés, le rythme de développement de la filière ces deux dernières années est de 850 MW par an. Au 31 décembre 2018, le parc installé atteint 8,4 GW, en deçà de l'objectif de 10 GW fixé dans la PPE de 2016.

Des objectifs publics très ambitieux au regard des rythmes de développement constatés ces dernières années

La cible définie par les pouvoirs publics dans le cadre du projet de PPE est de 20,6 GW à fin 2023 et comprise entre 35,6 et 44,5 GW à fin 2028. Ces objectifs ont été revus à la hausse par rapport à la précédente PPE qui envisageait un parc photovoltaïque compris entre 18,2 et 20,2 GW pour fin 2023.

L'atteinte de ces objectifs nécessite un rythme de développement de 2,4 GW par an d'ici 2023, puis de plus de 3 GW sur la deuxième période de la PPE. Au vu du parc installé et du rythme de développement actuel, ces cibles semblent très ambitieuses. Afin d'y parvenir, le projet de PPE vise notamment à privilégier le développement du photovoltaïque au sol, moins coûteux, de préférence sur les terrains urbanisés ou dégradés et les parkings, et à soutenir l'innovation par appel d'offres afin d'encourager de nouvelles solutions au sol (agrivoltaïsme, centrales flottantes...) et sur les bâtiments.

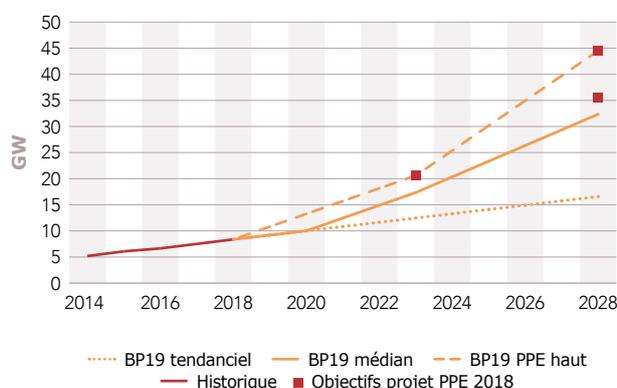
Dans le prolongement de la PPE de 2016, le projet de PPE reconduit les appels d'offres pluriannuels pour la filière en annonçant un nouveau calendrier pour la période 2019-2024 : chaque année seront proposés en appel d'offres 2 GW pour le solaire au sol et 0,9 GW pour le solaire sur toiture, soit des volumes deux fois plus importants que ceux proposés dans les appels d'offres de la précédente PPE.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 envisage un rythme de développement inférieur aux objectifs de la PPE

Trois trajectoires d'évolution sont retenues pour le Bilan prévisionnel 2019 :

- ▶ une trajectoire basse basée sur le rythme tendanciel moyen observé depuis 2014, permettant d'atteindre 12,5 GW fin 2023 puis 16,6 GW fin 2028 (+0,8 GW/an) ;
- ▶ une trajectoire médiane basée sur un rythme de développement supérieur au rythme moyen historique mais en deçà de celui nécessaire pour atteindre les objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 15,4 GW fin 2023 et 26,9 GW fin 2028 (+0,8 GW/an les deux prochaines années puis +2,4 GW/an et +3 GW/an sur la deuxième partie de la PPE) ;

Figure 3.5 Historique et hypothèses d'évolution de la capacité installée pour la filière photovoltaïque au 31 décembre



- ▶ une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 20,6 GW fin 2023 et 40,1 GW fin 2028¹¹ (+2,4 GW/an puis +3,9 GW/an sur la deuxième partie de la PPE).

Dans la continuité du Bilan prévisionnel précédent, la trajectoire médiane est retenue dans le cas de base ; les deux autres trajectoires sont utilisées comme variantes.

Facteurs de charge pour les filières éolienne et photovoltaïque

Pour calculer les facteurs de charge des filières éolienne et photovoltaïque, le Bilan prévisionnel 2019 retient désormais une approche zonale basée sur la segmentation des capacités installées suivant un découpage de la France en 26 zones. Cette répartition de la capacité installée par zone s'appuie sur la meilleure vision à date de RTE concernant l'évolution locale et régionale des capacités de production renouvelable. Ce travail intègre ainsi les notions de file d'attente sur les projets à venir, de saturation possible des capacités sur certaines zones et d'ambitions régionales définies dans les SRCAE.

La capacité identifiée au sein de chaque zone est ensuite associée à un jeu de 200 chroniques horaires pour chaque zone concernée afin d'obtenir un jeu de 200 profils sur chacune des 26 zones.

Alors que le Bilan prévisionnel 2018 retenait un volume et un profil de facteurs de charge national, l'exercice 2019 utilise désormais l'agrégat des profils sur les 26 zones. Cette approche permet notamment d'atteindre une meilleure sensibilité à certaines situations extrêmes telles que l'absence de vent et de mieux considérer le foisonnement pouvant exister au niveau national.

¹¹. La valeur fin 2028 est une valeur moyenne comprise entre les objectifs bas et haut du projet de PPE.

3.1.5 Des orientations publiques qui privilégient une utilisation de la biomasse pour la production de chaleur et de biogaz injecté dans les réseaux gaziers

Une filière en faible progression ces dernières années

La filière bioénergies électriques est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables ou de récupération. Elle comprend des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse (bois, paille...), biogaz et déchets (ménagers et de papeterie).

Cette filière représente fin 2018 environ 2 GW de puissance installée :

- ▶ 940 MW pour l'incinération des déchets ménagers et de papeterie ;
- ▶ 640 MW pour la biomasse ;
- ▶ 450 MW pour le biogaz.

La filière bioénergies a peu évolué ces dernières années, avec une progression moyenne sur les cinq dernières années de 80 MW raccordés par an (hors prise en compte de la conversion de la centrale de Provence 4 à la biomasse pour 150 MW).

Une évolution attendue uniquement sur la filière biogaz

Le projet de PPE indique que le soutien à la filière biomasse solide sera privilégié pour la production de chaleur. Il fait aussi état d'une volonté d'amélioration de la valorisation énergétique des déchets, sans toutefois préciser de mesures associées.

Concernant le biogaz, le projet de PPE prévoit un développement de la méthanisation principalement pour de l'injection dans les réseaux gaziers (et non pour la production d'électricité). Il prévoit néanmoins une hausse limitée de la capacité de production électrique à partir de biogaz d'environ 25 MW par an sur l'ensemble de la période couverte.

Une production fonctionnant « en base », garantie tout au long de l'année

En 2018, la production de la filière a été de 9,7 TWh soit un facteur de charge moyen de 56%. L'analyse de l'historique sur la période 2013-2018 montre que ce facteur de charge varie peu au cours de l'année. Ainsi, la filière bioénergies permet de garantir aujourd'hui une production en base supérieure à 1 GW. Les facteurs de charge de chacune des filières sont relativement stables d'une année sur l'autre.

Figure 3.6 Évolution de la capacité installée pour la filière bioénergies

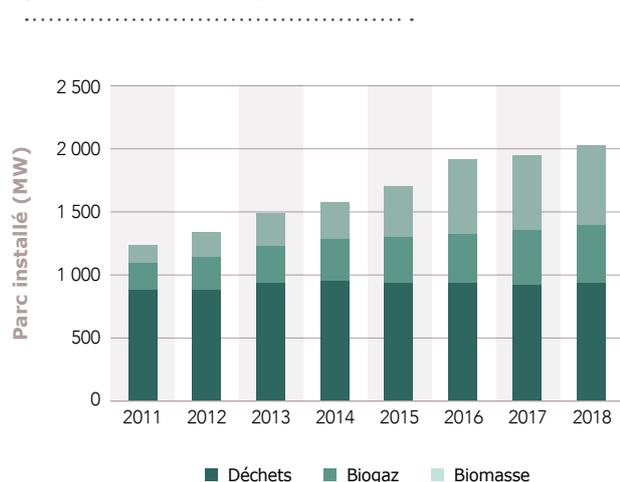
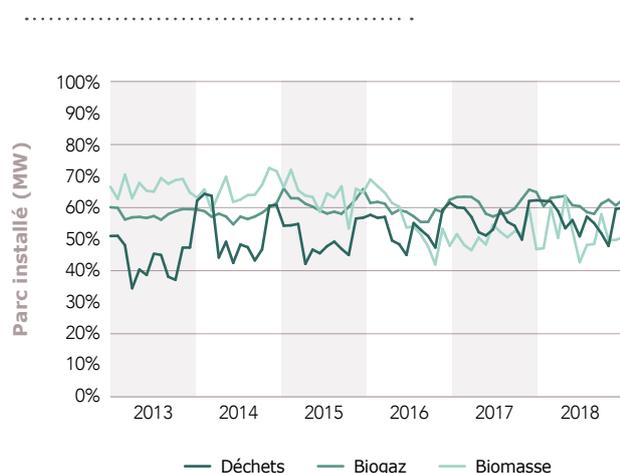


Figure 3.7 Facteurs de charge de la filière bioénergies de 2013 à 2018



Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 considère une relative stabilité du parc

Compte tenu des orientations nouvelles présentées dans le projet de PPE, priorisant notamment la filière biomasse pour la production de chaleur et l'injection directe de biogaz sur le réseau gaz, le Bilan prévisionnel 2019 retient dans son cas de base :

- ▶ une stabilité du parc de production d'électricité à partir de biomasse et de déchets ;
- ▶ une progression du parc biogaz, en retenant une augmentation de 25 MW par an sur l'ensemble de l'horizon étudié ;
- ▶ des facteurs de charge cohérents avec les données historiques de production.

3.1.6 Les énergies marines en phase d'expérimentation

Une filière regroupant diverses technologies

Les énergies marines permettent de produire de l'électricité grâce aux flux naturels d'énergie des courants et des marées, exploités dans différents types d'installations : usine marémotrice, hydrolienne, etc.

La France, pays pionnier dans l'énergie marémotrice

En France, l'usine marémotrice de la Rance, d'une capacité installée de 240 MW, a été mise en service en 1966 ; elle est restée la plus grande usine marémotrice au monde jusqu'à 2011, détrônée par la centrale de Sihwa Lake en Corée du Sud. Elle produit chaque année de l'ordre de 500 GWh, soit l'équivalent de la consommation d'une ville comme Rennes.

Toutefois, le développement de la filière marémotrice n'est pas envisagé à court terme.

Un potentiel technique exploitable et des projets pilotes sur les hydroliennes

La France, qui dispose des courants marins parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel technique exploitable, avant prise en compte des contraintes d'usage, de 2 à 3 GW, situé principalement au large du Raz Blanchard en Normandie. La filière hydrolienne n'est cependant pas encore mature et seuls des projets pilotes se développent actuellement.

L'expérimentation menée sur le site de Paimpol-Bréhat a pris fin en novembre 2017 avec le retrait des deux hydroliennes de 1 MW immergées en 2011 et 2016. D'autres projets de démonstrateurs sont d'ores et déjà envisagés sur ce même site¹².

Deux projets pilotes français devaient également être développés au large du Raz Blanchard en Normandie, mais EDF EN, Naval Energy et Engie ont récemment renoncé. Le leader écossais de l'hydrolien Atlantis energy s'est positionné fin 2018 pour exploiter ce potentiel ; dans un premier temps, un projet de démonstration de 20 MW devrait être développé pour 2021.

Aussi, la France souhaite expérimenter l'implantation d'hydroliennes dans les fleuves. Le Rhône est ainsi devenu le premier fleuve français à accueillir un grand parc d'hydroliennes. La Compagnie Nationale du Rhône souhaite installer 39 hydroliennes dans l'Ain, en aval de Génissiat. Quatre unités ont déjà été immergées fin 2018. Toutefois, à l'heure actuelle, la capacité de production des hydroliennes fluviales est encore relativement limitée et peine à dépasser 80 kW.

Quelques prototypes houlomoteurs en Europe

La production d'électricité à partir de l'énergie des vagues reste toujours au stade de la démonstration. Il n'existe pas à ce sujet d'estimation fiable de potentiel technique exploitable compte tenu du faible niveau de maturité de la filière.

12. <https://www.meretmarine.com/fr/content/paimpol-brehat-nouveaux-projets-hydroliens>

Pas de développement significatif des énergies marines (hors éolien en mer) prévu à moyen terme

Hors éolien en mer, le projet de PPE ne prévoit pas de soutien financier pour le développement de parcs d'énergies marines commerciaux à l'horizon de la PPE. Bien que la filière hydrolienne ait gagné en maturité, les coûts de production restent encore élevés par rapport à d'autres technologies comme l'éolien en mer.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 ne retient aucun projet de grande ampleur à moyen terme

Une approche prudente est reconduite pour le Bilan prévisionnel 2019. Les projets en cours ne faisant que l'objet d'expérimentations, ils ne sont pas pris en compte pour l'exercice de sécurité d'approvisionnement de moyen terme.

3.2 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.

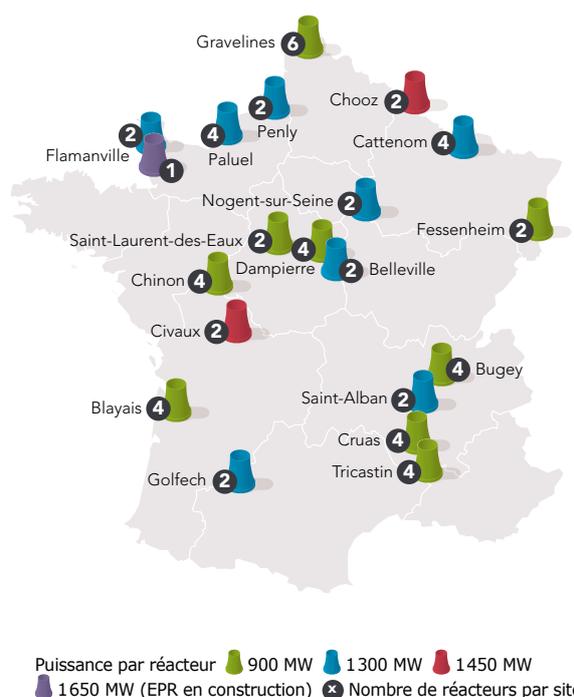
3.2.1 Les dates de fermeture des réacteurs de Fessenheim sont désormais clarifiées mais l'incertitude persiste autour du calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville

L'évolution de la capacité installée et le niveau de disponibilité du parc nucléaire constituent des hypothèses structurantes pour l'analyse de sécurité d'approvisionnement. Alors que le calendrier de la fermeture de Fessenheim est désormais précisé, les incertitudes restent fortes sur le calendrier de démarrage de l'EPR et la déclaration de juin 2019 du producteur fait état d'un démarrage au mieux fin 2022.

Le parc nucléaire actuellement en exploitation comporte 19 centrales composées de 58 réacteurs à eau pressurisée, pour une puissance totale installée de 63,1 GW. Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- ▶ le palier « 900 MW » comprenant 34 réacteurs, dont les deux réacteurs de Fessenheim ;
- ▶ le palier « 1 300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- ▶ le palier « 1 450 MW » comprenant 4 réacteurs.

Figure 3.8 Parc nucléaire au 31 décembre 2018



Le parc actuel sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR (*European Pressurised Water Reactor*) d'une puissance nominale de 1 650 MW, sur le site de Flamanville. Aucun nouveau projet – en dehors de l'EPR précité – n'est envisagé sur l'horizon de moyen terme.

Le calendrier de fermeture de la centrale de Fessenheim désormais précisé

Début octobre 2018, suite à l'annonce du nouveau report de la date de mise en service de l'EPR de Flamanville, le ministre de la Transition écologique a explicitement dissocié le calendrier de fermeture de la centrale de Fessenheim de celui de la mise en service de l'EPR.

Au-delà d'un choix politique sur la date de fermeture ou de la contrainte de plafonnement de la capacité nucléaire, EDF et l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN)

ont indiqué fin octobre 2018 par échange de courrier¹³ qu'ils n'envisageaient pas de prolongation de Fessenheim au-delà du quatrième réexamen décennal (prévu respectivement en septembre 2020 et août 2022 pour les réacteurs n° 1 et n° 2).

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'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.

L'incertitude persiste autour du calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville

Les derniers éléments de calendrier pour la mise en service de l'EPR ont été fournis par EDF par communiqué de presse durant l'été 2019¹⁴, suite aux contrôles des soudures du circuit secondaire principal. La décision de l'ASN de procéder à la remise en conformité des soudures existantes conduit l'exploitant à mener des travaux supplémentaires. L'exploitant n'envisage désormais plus de mise en service avant 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 la centrale 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 à laquelle l'EPR produira en régime pérenne.

Des incertitudes relatives à la disponibilité de l'EPR après sa phase de chargement et de démarrage

Compte tenu du caractère « tête de série » de l'EPR, des incertitudes existent sur le rythme de montée en puissance du réacteur et sur sa date de fonctionnement à pleine puissance. Dans une approche prudente nécessaire à l'analyse de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel, la représentation de la disponibilité de l'EPR intègre sur la première année un taux de disponibilité réduit par rapport aux standards observés sur le parc en exploitation. Un taux de disponibilité nominal est ensuite appliqué les années suivantes.

Ainsi, dans la continuité des précédents exercices, les hypothèses adoptées pour la modélisation de la disponibilité de l'EPR sont les suivantes :

- ▶ une période de six mois démarrant avec la phase de chargement de combustible durant laquelle la puissance produite est considérée très limitée et n'est pas prise en compte dans l'exercice d'analyse de la sécurité d'approvisionnement ;
- ▶ une seconde période d'un an (après la phase de six mois décrite précédemment) durant laquelle la disponibilité de l'EPR est considérée réduite. Le taux de fortuit est majoré, de manière à réduire sa disponibilité à environ 50 % en moyenne annuelle (60 % en janvier) ;
- ▶ au-delà des 18 premiers mois, un taux de fortuit comparable au taux de fortuit constaté sur le palier le plus récent (palier « 1 450 MW »).

Un premier arrêt pour maintenance prévu d'ici 2025

Un premier arrêt du réacteur, d'une durée proche de trois mois, est généralement mené deux ans après le début de la phase de chargement du combustible afin de réaliser la visite complète. Cet arrêt pourrait entraîner une indisponibilité de l'EPR

13. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Centrale-nucleaire-de-Fessenheim-modifications-de-prescriptions>

14. <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/epr-de-flamanville-edf-privilegie-un-scenario-de-remise-a-niveau-des-soudures-de-traversees-du-circuit-secondaire-principal-par-robots-et-ajuste-le-calendrier-et-l-estimation-du-cout-de>

au plus fort de l'hiver 2024-2025. Il est intégré dans la modélisation du Bilan prévisionnel.

Une autre incertitude concerne le changement du couvercle qui devrait intervenir avant 2025 suite à l'avis de l'ASN du 10 octobre 2017¹⁵. Une étude publiée par l'exploitant fait état d'un chantier d'une durée de 4,5 à 9,5 mois¹⁶. Sans préjuger de l'importance des travaux, ceux-ci représentent une incertitude forte pour la disponibilité de l'EPR sur la fin d'horizon d'étude.

De nouvelles trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire pour atteindre l'objectif de 50 % de production nucléaire dans le mix électrique

Le projet de PPE et la loi énergie et climat du 8 novembre 2019 fixent le principe d'une diversification progressive du mix de production. Ils actent le report à 2035 de l'objectif de réduction à 50 % du nucléaire dans le mix électrique, en cohérence avec les engagements climatiques du gouvernement (pas de construction de nouvelles centrales thermiques fossiles et fermeture du parc charbon d'ici 2022) et en s'appuyant sur les études menées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017.

Pour atteindre cet objectif, le projet de PPE annonce des orientations concernant la trajectoire d'évolution du parc électronucléaire, y compris au-delà de l'horizon de la PPE fixé en 2028. Le projet de PPE indique que 14 réacteurs seront fermés d'ici 2035, incluant ceux de la centrale de Fessenheim. Il précise également le principe général de fermeture retenu, à savoir à l'échéance de la cinquième visite décennale d'un réacteur et sans entraîner la fermeture complète de tous les réacteurs d'un même site.

Les orientations du Gouvernement décrites dans le projet de PPE prévoient par ailleurs que de premiers réacteurs seront arrêtés en anticipation de leur cinquième visite décennale, en 2027 et 2028 afin de lisser l'effort de déclasserement (sauf en cas de demandes par l'ASN de fermetures d'autres réacteurs d'ici là pour raisons de sûreté ou en cas de risque sur la sécurité d'approvisionnement, qui pourrait être mis en évidence dans le Bilan prévisionnel de RTE).

L'arrêt anticipé de deux autres réacteurs pourrait également intervenir en 2025 et 2026 si un certain nombre de conditions se trouvaient réunies : développement massif de la production d'électricité renouvelable dans les pays voisins conduisant à un solde exportateur réduit de la France, existence d'une marge significative de sécurité d'approvisionnement, niveau faible des prix de marché de l'électricité permettant d'envisager la fermeture de réacteurs sans que cela ne pèse sur les consommateurs français. Le projet de PPE prévoit en outre que l'analyse de ces conditions fera l'objet d'un rapport de la CRE devant être remis au Gouvernement avant le 1^{er} décembre 2022. Ce rapport s'appuiera sur les analyses de RTE, publiées en particulier dans le cadre du Bilan prévisionnel. Les prochaines éditions du Bilan prévisionnel comporteront ainsi des analyses détaillées relatives à ces enjeux.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 s'appuie sur les dernières déclarations de l'exploitant

Le Bilan prévisionnel 2019 considère :

- ▶ la fermeture de la centrale de Fessenheim selon les dates d'arrêt déclarées par le producteur (respectivement 22 février 2020 et 30 juin 2020 pour Fessenheim 1 et 2) ;
- ▶ la mise en service de l'EPR de Flamanville mi-2023 associée à une disponibilité partielle la première année de fonctionnement ;
- ▶ le maintien du parc existant – hors Fessenheim – sur tout l'horizon d'étude.

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

Un grand nombre de visites décennales programmées sur les prochaines années

Sur l'horizon d'étude, une quarantaine de réacteurs nucléaires sont concernés par un réexamen périodique de sûreté. Sur le plan industriel, ceci se traduit par des arrêts programmés lors des « visites décennales ». Ces opérations sont anticipées

15. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-de-Flamanville-l-ASN-rend-son-avis>

16. https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/production-nucleaire/2017/Juillet/2017-07-05_ancli_scenarios-alternatifs.pdf

longtemps en amont, et constituent des étapes normales dans l'exploitation d'un parc nucléaire. Les visites décennales interviennent selon un référentiel de sûreté renforcé (intégration des préconisations suite à l'accident de Fukushima au Japon et réévaluation de la sûreté au regard des exigences appliquées aux nouvelles installations et de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires), et dans le cadre d'une culture de la gestion du risque qui a évolué au cours des dernières années.

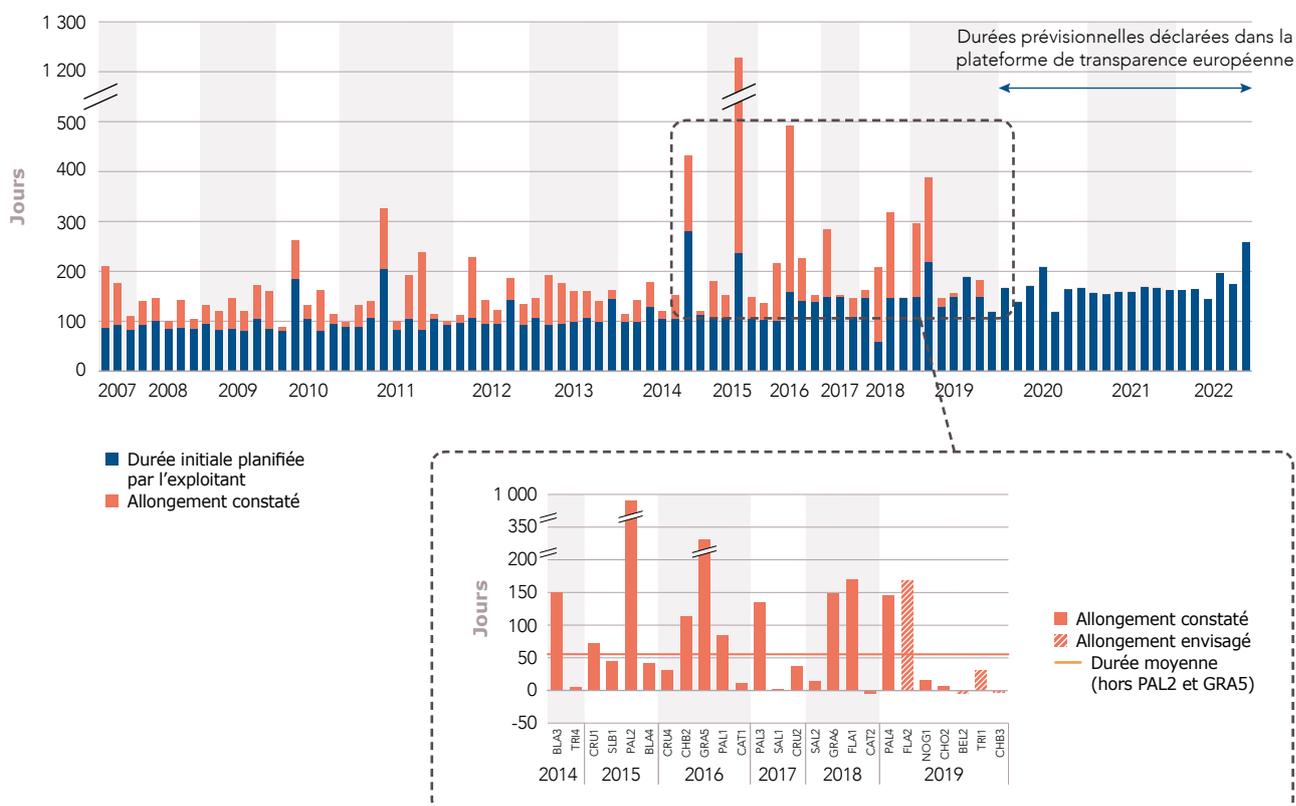
Une prise en compte du planning des visites décennales

Pour rendre compte des enjeux autour des visites décennales, **les analyses du Bilan prévisionnel s'appuient 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 les 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 (quatre visites décennales «à risque» impactant le cœur de l'hiver en cas d'allongement de deux mois) et 2022-2023 (trois visites décennales déjà planifiées sur le mois de janvier).

Les dates prévisionnelles des visites décennales planifiées pour les trois années à venir sont publiques ; elles sont déclarées par l'exploitant sur la plateforme de transparence européenne, en application du règlement européen. Au-delà de cet horizon, les plannings transmis par l'exploitant à RTE dans le cadre du contrat de gestion prévisionnelle permettent de disposer, dans le Bilan prévisionnel 2019, des informations relatives aux arrêts planifiés jusqu'à cinq ans à l'avance soit jusqu'à l'automne 2024. Sur les deux dernières années de l'horizon (2024-2025 et 2025-2026), le Bilan prévisionnel considère une disponibilité basée sur les trois dernières années d'historique.

Figure 3.9 Durées initiales planifiées par l'exploitant et allongements constatés au 1^{er} novembre 2019



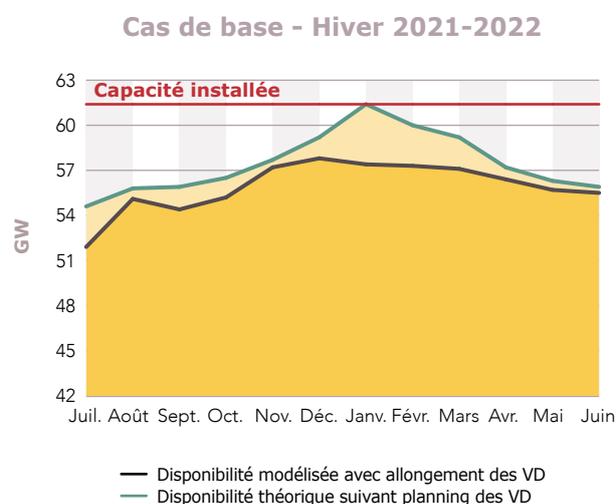
Un allongement de la durée des visites décennales, conséquence des incertitudes sur le respect des délais annoncés

L'analyse rétroactive de la durée effective des visites décennales a permis de constater une tendance à un allongement de la durée des arrêts par rapport aux durées initialement annoncées, 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).

La nature et la complexité des visites décennales sont *a priori* déjà intégrées au planning de l'exploitant, par des durées prévisionnelles différentes (par exemple 116 jours pour la VD3 de Chinon B3 et 180 jours pour la VD4 de Tricastin 1). Pour autant, des dépassements de durée sont constatés.

Pour rendre compte de cette variabilité, RTE retient une approche probabiliste d'allongement des visites décennales dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019 cohérente avec l'historique, tant en espérance (deux mois en moyenne) qu'en dispersion.

Figure 3.10 Disponibilité théorique moyenne mensuelle considérant uniquement les arrêts pour visite décennale



3.2.3 Des arrêts plus fréquents hors visites décennales

Les arrêts pour visites décennales 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

Figure 3.11 Disponibilité du parc nucléaire lors des jours ouvrés en janvier (2015-2019)

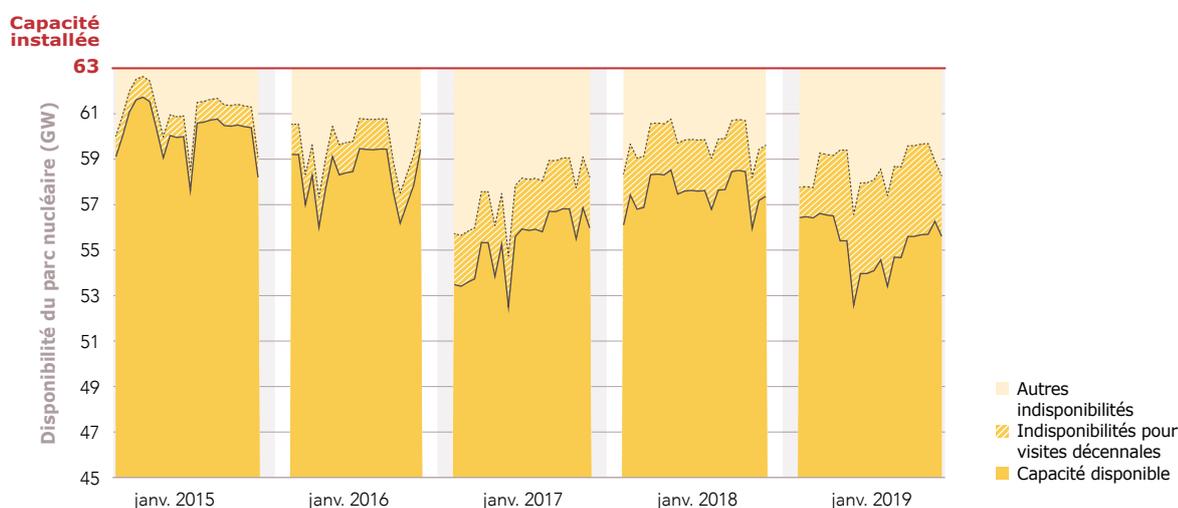
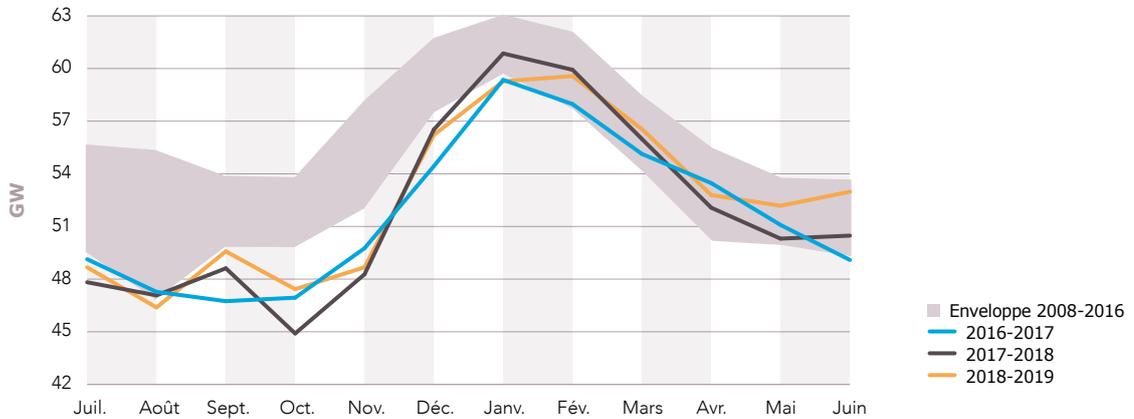


Figure 3.12 Disponibilité du parc nucléaire considérant uniquement les arrêts programmés hors visites décennales (2008-2019)



industriels majeurs (par exemple les générateurs de vapeur). Chaque réacteur est de plus sujet à des arrêts fortuits, par nature imprévisibles.

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

En septembre 2019, EDF a informé l'ASN¹⁷ 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 importante 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 au-delà de la fin de 2019 (soit près de six mois de retard par rapport au planning initial de retour) tout comme le réacteur n°1, ayant aussi 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).

Une modélisation des arrêts hors visites décennales basée sur l'historique

La tendance à l'augmentation des arrêts hors visites décennales 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.

¹⁷. <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Ecart-de-fabrication-chez-Framatome>

Le Bilan prévisionnel modélise les indisponibilités liées aux arrêts programmés, hors visites décennales, en cohérence avec celles constatées ces dernières années. Hors Fessenheim, ces arrêts planifiés ont par exemple représenté une perte de disponibilité de l'ordre de 4 GW en janvier 2019.

Cette modélisation est par la suite complétée par l'application de taux d'arrêts fortuits calculés selon des paramètres statistiques étalonnés sur les données historiques. Les arrêts fortuits représentent alors en moyenne une perte de disponibilité d'environ un gigawatt sur le mois de janvier.

La prise en compte des variations des puissances maximales disponibles

En fonction de différentes contraintes techniques (usure du combustible en fin de cycle par exemple), de variations de rendements liées aux conditions climatiques (été/hiver par exemple), la puissance maximale disponible des groupes peut varier. Le Bilan prévisionnel modélise ces variations en exploitant des relevés historiques.

À l'échelle du parc nucléaire hors Fessenheim, la baisse de la puissance maximale disponible est en moyenne de l'ordre de 1 GW au cœur de l'hiver et de 2 GW en été.

Des anomalies génériques conduisant à adopter une vigilance renforcée dans l'établissement du diagnostic

La survenue d'anomalies génériques ou l'identification d'un problème commun mettant en jeu la sûreté des installations peut conduire à l'arrêt simultané de plusieurs réacteurs. La disponibilité du parc peut alors se trouver fortement dégradée et mener à un risque de défaillance élevé pour le système électrique.

Ce fut notamment le cas lors de l'hiver 2016-2017. Au début de l'automne, l'ASN a demandé à l'exploitant de procéder sous trois mois à des contrôles de résistance des fonds de générateur de vapeur fabriqués par Japan Casting and Forging Corporation. Sur l'ensemble de l'hiver, dix réacteurs du palier 900 MW et deux réacteurs de palier 1450 MW ont été concernés par cette procédure pour laquelle les vérifications ont été échelonnées sur plusieurs mois. Dans la période précédant l'hiver, d'autres réacteurs – en parallèle à ces arrêts pour inspection – étaient à l'arrêt pour maintenance ou incident conduisant à une situation où plus d'un tiers du parc était à l'arrêt. La maîtrise du planning entre les arrêts planifiés de longue date et les arrêts pour inspection – combinée à des conditions climatiques favorables – a toutefois permis d'éviter une situation tendue pour le système électrique.

La sensibilité du diagnostic à une indisponibilité simultanée de plusieurs réacteurs nucléaires fait l'objet d'une analyse dédiée dans la suite de ce document (cf. 5.4.1).

3.3 Les perspectives d'évolution du parc thermique à flamme sont maintenues

3.3.1 L'objectif de fermeture du parc charbon d'ici 2022 a été confirmé

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

L'analyse du fonctionnement des centrales au charbon françaises sur les dernières années montre 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 de plus en plus 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 conduisent en effet à réduire l'espace et le fonctionnement des centrales au charbon.

Figure 3.15 Centrales au charbon au 31 décembre 2018

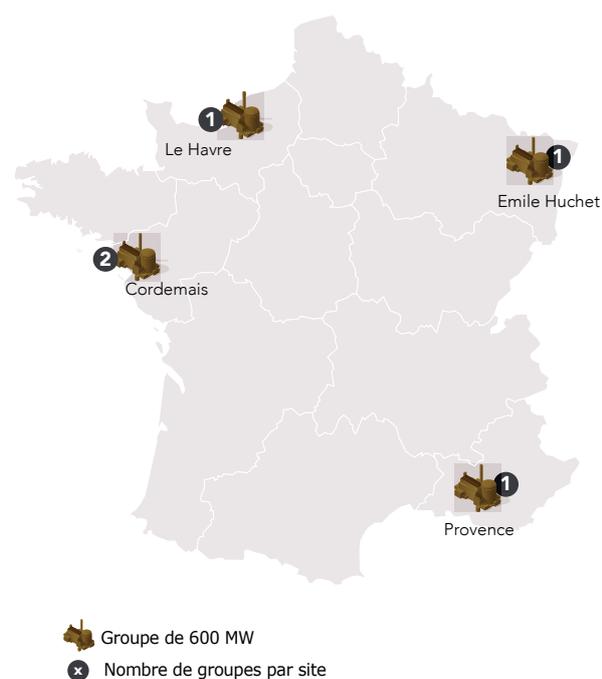
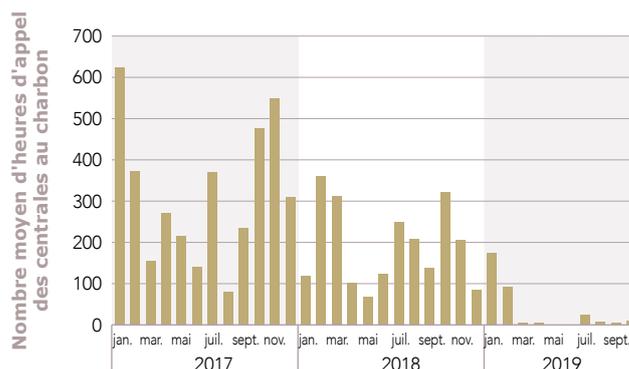


Figure 3.14 Durée mensuelle moyenne de fonctionnement des centrales au charbon en France



Ce constat semble confirmé au niveau européen, notamment à travers l'analyse de l'évolution de la production des centrales au charbon allemandes qui apparaît en baisse sur le début d'année 2019.

Le calendrier de fermetures de certaines unités en cours de clarification

Le parc charbon français se compose aujourd'hui de cinq unités réparties sur quatre sites, pour une puissance installée totale de près de 3 GW. Annoncée en juillet 2017 dans le cadre du Plan climat, la fermeture des centrales au charbon constitue une priorité du Gouvernement. Le projet de PPE en cours intègre cet objectif d'arrêt des dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022.

La loi relative à l'énergie et au climat, adoptée en septembre 2019, fixe le cadre législatif associé à l'atteinte de cet objectif. Ce texte de loi prévoit notamment le plafonnement des émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, émettant plus de 0,55 tonnes d'équivalents dioxyde de carbone par mégawattheure, à compter du 1^{er} janvier 2022.

EDF a précisé mi-2019 que la fermeture de la centrale du Havre interviendrait au printemps 2021, notamment à travers les informations

complémentaires de transparence, accessibles sur le portail clients de RTE. Au 1^{er} novembre 2019, aucune date précise de fermeture n'est formulée par les exploitants des autres centrales.

Les discussions entre l'État et les différents acteurs concernés (exploitants, collectivités territoriales, acteurs associatifs, économiques et syndicaux...) se poursuivent sur l'élaboration de projets de territoires visant à accompagner la fermeture des différentes centrales au charbon.

Une reconversion envisagée pour certains sites

Le Plan climat, et le projet de PPE qui a suivi, évoquent la possible évolution des centrales au charbon vers des solutions moins carbonées, notamment la reconversion de certaines unités charbon vers la biomasse. Le projet de PPE précise cependant que, conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, aucun soutien financier ne sera accordé par l'État pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse.

Seule la centrale de Cordemais avec ses deux unités semble concernée par un projet de reconversion. Le projet « Ecocombust » d'EDF vise ainsi à remplacer progressivement le charbon par des granulés fabriqués à base de déchets de bois (tailles de haies, bois d'ameublement, panneaux, emballages...).

L'État et EDF ont établi à l'automne 2019 un programme de travail préalable à une prise de décision concernant la mise en œuvre du procédé « Ecocombust ».

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 retient une fermeture progressive du parc charbon d'ici 2022

La promulgation de la loi énergie et climat ne met pas fin à l'incertitude sur la trajectoire de fermeture des groupes charbon, qui résultera de la décision des exploitants soumis à un nouveau régime de limitation de leurs émissions.

En l'absence de dates précises de fermeture fixées par les pouvoirs publics ou les exploitants (hors

centrale du Havre), et dans le prolongement du Bilan prévisionnel 2018, le Bilan prévisionnel retient une fermeture progressive des centrales au charbon considérant :

- ▶ la fermeture d'une tranche dès 2020 ;
- ▶ la fermeture de la tranche du Havre mi-2021 ;
- ▶ la fermeture des trois dernières tranches à l'issue de l'hiver 2021-2022.

Des variantes envisagent d'autres trajectoires de fermeture des centrales au charbon.

Le projet de conversion à la biomasse des deux unités de Cordemais dans le cadre du projet Ecocombust est également étudié en variante.

La modélisation du fonctionnement des unités converties à la biomasse est relativement similaire à celle des unités au charbon. Le Bilan prévisionnel retient les hypothèses suivantes :

- ▶ une puissance légèrement réduite (520 MW par tranche convertie contre 580 MW actuellement) ;
- ▶ une disponibilité des tranches équivalente à la disponibilité avant conversion à la biomasse ;
- ▶ un coût de production supérieur à celui des centrales à cycle combiné au gaz et des groupes charbon, mais inférieur à celui des turbines à combustion ;
- ▶ un fonctionnement dans la limite d'un plafond annuel d'exploitation, tel que celui mentionné dans le courrier du ministre en janvier 2019 ou celui étudié actuellement dans le projet d'EDF.

3.3.2 Un parc de centrales à cycle combiné au gaz complété par la mise en service de la centrale de Landivisiau

Un parc de centrales à cycle combiné au gaz relativement récent

Dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et de perspectives fortes de croissance de la consommation électrique, les premières centrales à cycle combiné au gaz (CCG) ont été mises en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé pouvant être deux fois supérieur à celui d'une centrale thermique conventionnelle.

Figure 3.16 Centrales à cycle combiné au gaz au 31 décembre 2018



Les perspectives de prix du gaz durablement bas laissent à l'époque entrevoir une forte compétitivité économique de ces moyens de production. C'est ainsi que la filière a connu un développement assez rapide au cours de la dernière décennie, avec des mises en service principalement concentrées entre 2008 et 2012. En 2018, le parc français représente une capacité installée de 6,2 GW et compte 14 installations.

L'interdiction de nouveaux projets confirmée dans le projet de PPE

Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie publié en janvier 2019 a réaffirmé l'interdiction de nouveaux projets de centrale thermique à combustible fossile, à l'exception de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau actuellement en cours de construction.

Les travaux préparatoires pour la construction de la centrale de Landivisiau ont démarré, mais des oppositions locales demeurent

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

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

L'exploitant a par ailleurs transmis à RTE les éléments attestant de l'avancée du projet et permettant de rendre crédible une mise en service à l'horizon de l'hiver 2021-2022. Plusieurs recours formulés par les opposants au projet restent cependant en attente de jugement devant la cour administrative d'appel de Nantes. À ce stade, aucune juridiction n'a émis de décision de fond négative sur les différents points du contentieux relatif à la centrale de Landivisiau.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 envisage le maintien du parc existant et la mise en service de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau fin 2021

En dehors de la mise en service de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau, le Bilan prévisionnel 2019 retient comme hypothèse le maintien du parc existant et l'absence de nouveau cycle combiné au gaz à moyen terme. En cohérence avec les déclarations les plus récentes du porteur de projet, la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau est considérée en service à l'hiver 2021-2022.

Les conséquences de retards par rapport au cas de base sont analysées par l'intermédiaire d'une variante considérant une mise en service de la centrale fin 2023.

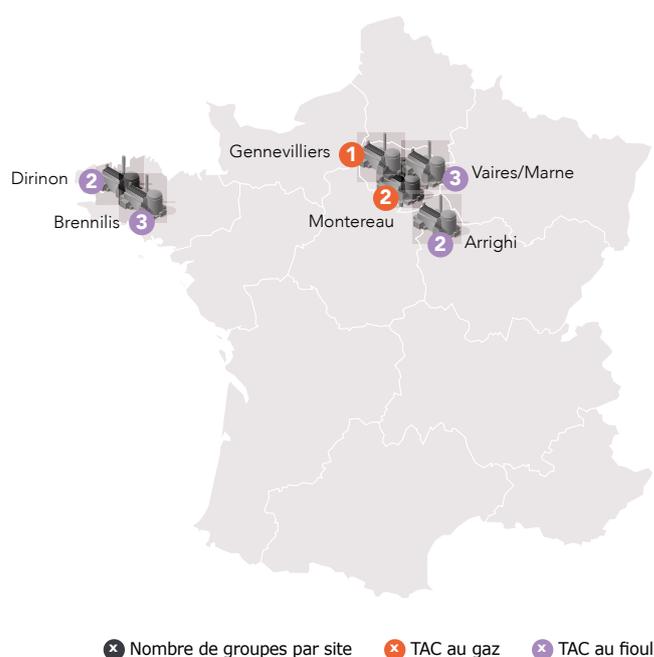
3.3.3 Le parc de turbines à combustion se maintient

Un parc globalement récent comprenant toutefois quelques installations vieillissantes

Le mix électrique français comprend des moyens de pointe représentant une capacité installée de 2 GW de turbines à combustion (TAC) conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Il est composé de moyens de production au fioul (1,4 GW) et au gaz (0,6 GW).

Le parc est relativement récent et conforme aux normes environnementales en vigueur, les deux tiers des installations ayant été mises en service après 2007. Néanmoins, les turbines à combustion bretonnes les plus anciennes auront atteint quarante années de fonctionnement début 2021 (quatre des cinq turbines à combustion de Brennilis et Dirinon, environ 360 MW de puissance installée).

Figure 3.17 Parc de turbines à combustion (de plus de 80 MW) au 31 décembre 2018



Les incertitudes concernant le maintien des turbines à combustion au fioul ont été levées fin 2018

Alors que le devenir des turbines à combustion au fioul constituait un point d'incertitude dans le Bilan prévisionnel 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 étudier l'impact d'une potentielle fermeture pour obsolescence de ces moyens de production à moyen terme.

3.3.4 Les cogénérations et autres unités de faible puissance contribuent aujourd'hui significativement à l'équilibre du système électrique

Un parc de plusieurs gigawatts raccordé sur les réseaux publics de transport et de distribution

Fin 2018, la capacité du parc installé de cogénérations est de 5,3 GW (4,9 GW de cogénérations au gaz et 0,4 GW de cogénérations au fioul). Les unités sont réparties pour moitié sur le réseau de transport et pour moitié sur les réseaux de distribution. Les cogénérations au gaz sont actuellement constituées d'unités sous contrat d'obligation d'achat et d'unités dont la production électrique est valorisée sur le marché de gros.

Le reste du parc thermique est constitué d'un grand nombre de groupes de faible puissance unitaire (quelques mégawatts), fonctionnant essentiellement au fioul (groupes diesel) pour près de 70% ou encore au gaz. Fin 2018, ce parc représente une puissance installée de l'ordre de 1,5 GW.

Des trajectoires d'évolution incertaines au regard des ambitions climatiques de la France

Le parc de cogénérations au gaz s'est sensiblement développé en 2018, la puissance installée en obligation d'achat a progressé de plus 300 MW¹⁸.

Le projet de PPE indique cependant que le développement de cette filière n'est pas compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés et que le soutien public fort aux nouvelles installations n'apparaît désormais plus justifié. Le parc de cogénérations au gaz devrait donc se stabiliser et à terme diminuer, notamment suite à la suppression des dispositifs de soutien à la filière.

Le parc de cogénérations au fioul est quant à lui en légère baisse. Dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre, la contraction du parc fioul devrait se poursuivre sur l'horizon de moyen terme.

Concernant les groupes thermiques de faible puissance unitaire, les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre devraient conduire, selon un calendrier qui reste à préciser, à une réduction de la capacité installée de cette filière.

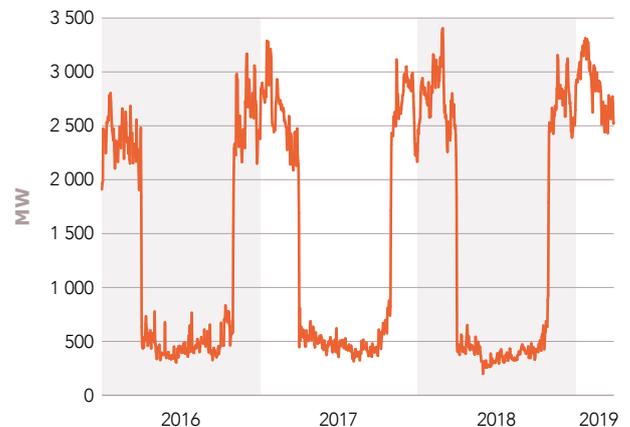
Une production complémentaire saisonnière, qui contribue à l'équilibre du système électrique

Le volume annuel de production des cogénérations au gaz et au fioul est relativement stable ces dernières années, de l'ordre d'une dizaine de térawatt-heures (12,6 TWh en 2018).

La production électrique issue des cogénérations au gaz est significativement plus importante en hiver, notamment du fait des installations bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité de novembre à mars. La cogénération permet donc d'apporter une production électrique complémentaire saisonnière.

L'historique de production illustre les différents modes de fonctionnement des cogénérations au gaz, notamment la saisonnalité de la production,

Figure 3.18 Puissance maximum journalière des cogénérations au gaz depuis 2016



avec une production comprise entre 300 et 600 MW en été et entre 2000 et 3500 MW en hiver. Cette production regroupe des unités fonctionnant en bande toute l'année (avec une production de l'ordre de 300 MW), des unités sous obligation d'achat fonctionnant principalement en hiver et des unités vendant leur énergie sur les marchés.

Les cogénérations au fioul fournissent quant à elles depuis plusieurs années une production « en bande » de l'ordre de 75 MW constante sur l'année.

Les groupes thermiques de faible puissance unitaire contribuent également à l'équilibre du système électrique, notamment via des mécanismes de marché. La puissance maximale produite en 2018 par ces installations est du même ordre que celle observée en 2017 : environ 500 MW pour les unités au fioul et 150 MW pour les unités au gaz.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 envisage une stabilité de la filière gaz et une contraction de la filière fioul

Compte tenu des éléments contextuels, RTE retient les hypothèses d'évolution des capacités installées suivantes dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 :

18. <https://data.rte-france.com/catalog/-/api/generation/Generation-Forecast/v1.1>

- ▶ une stabilité du parc de cogénérations au gaz et des petits moyens thermiques au gaz ;
- ▶ une contraction progressive du parc de cogénérations au fioul (de l'ordre de 50 MW/an) et des petits moyens thermiques au fioul (de l'ordre de 100 MW/an).

Les profils de production retenus sont en cohérence avec les profils observés en 2018.

Les conséquences d'une contraction partielle du parc de cogénérations au gaz (de l'ordre de 500 MW/an) et des petits moyens thermiques au gaz (de l'ordre de 25 MW/an) combinée à une fermeture accélérée du parc de cogénérations au fioul (environ 100 MW/an) et des petits moyens thermiques au fioul (environ 200 MW/an) sont analysées en variante.

3.4 Une filière effacement toujours en cours de structuration

Les effacements de consommation constituent un levier adapté aux besoins croissants de flexibilité du système électrique

L'effacement constitue un levier adapté à la gestion des pointes électriques et de manière plus générale aux besoins croissants de flexibilité du système électrique. Pour cette raison, RTE et les pouvoirs publics ont constamment accompagné son développement depuis 2010 et d'importants efforts réglementaires et techniques ont été engagés.

L'ensemble des capacités d'effacement en France représente aujourd'hui environ 2,9 GW, en légère croissance par rapport à 2018 (+200 MW).

Il s'agit du volume effectivement déclaré comme disponible sur le mécanisme de capacité en 2019, composé :

1. d'une part des effacements indissociables de la fourniture (630 MW en 2019). Ce volume correspond à une estimation moyenne de la baisse de la consommation lors des jours de pointe des offres tarifaires EJP et Tempo à destination des clients résidentiels ;
2. d'autre part, des effacements dits explicites certifiés sur le mécanisme de capacité par des opérateurs d'effacement (2240 MW en 2019). Ce volume correspond à une puissance certifiée, c'est à dire fournissant un service équivalent à celui d'un moyen de production sans contrainte. Il s'agit à ce stade d'une valeur déclarée par les opérateurs et non corrigée des constats sur la disponibilité réelle (puissance effectivement offerte, résultats des tests, etc.). Il représente ainsi la capacité d'effacement déclarée comme disponible durant les heures définies dans les plages horaires des périodes de pointe PP1 et PP2, soit entre 7h-15h et 18h-20h¹⁹.

Trois lignes directrices pour la progression de la filière effacement

Le développement de la filière s'articule autour de trois axes :

- ▶ un **développement des capacités** au cours des prochaines années, à un rythme soutenu mais qui a été révisé de manière à gagner en réalisme ;
- ▶ une amélioration nécessaire de la **fiabilité** de la filière ;
- ▶ le « **verdissement** » de la filière (réduction des émissions de CO₂) qui est un des objectifs actuels poursuivis par les pouvoirs publics pour les effacements bénéficiant du soutien public.

Un objectif de développement de la filière confirmé dans le nouveau projet de PPE

Le nouveau projet de PPE fixe 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 de 2023 à 4,5 GW. Le cadre réglementaire mis en place en France a été conçu pour permettre le développement des capacités d'effacement : la totalité des marchés sont désormais ouverts aux effacements de consommation et l'appel d'offres effacement, approuvé par la Commission européenne jusqu'en 2023, vise à soutenir le développement de la filière.

D'autres efforts engagés par RTE s'inscrivent dans ce cadre. À ce titre, par exemple, RTE a mené avec les acteurs un travail de simplification sur l'appel d'offres effacement 2020, dans l'objectif de mobiliser un gisement plus important. Par ailleurs, le lancement des appels d'offres long terme du mécanisme de capacité devrait faciliter

¹⁹. Les jours PP1 et PP2 (« période de pointe 1 et 2 »), déterminés par RTE, sont signalés de janvier à mars et de novembre à décembre (hors période de vacances scolaires de Noël). La période signalée couvre les plages horaires [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[du jour concerné. Les jours PP1 (10 à 15 jours par an) sont les jours de forte consommation. Les jours PP2 (10 à 25 jours par an) couvrent les jours PP1 ainsi que les jours de tension pour le système électrique.

l'émergence et le développement des capacités d'effacement, en leur apportant une plus grande visibilité sur les revenus tirés sur les marchés (sécurisation pluriannuelle des revenus du mécanisme de capacités).

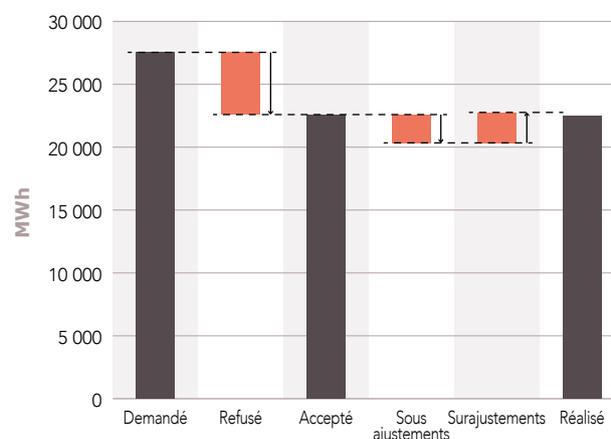
Un renforcement de la fiabilité de la filière essentiel à sa maturité et son développement

RTE a présenté des indicateurs sur la performance des offres d'effacement sur le mécanisme d'ajustement, qui reste insuffisante au regard de la performance des autres filières, pour un même service proposé.

Les problèmes de fiabilité de la filière effacement, comparativement aux filières de production, sont identifiés depuis plusieurs années et limitent l'intérêt des effacements pour la sécurité d'approvisionnement. Les premiers remèdes apportés (durcissement des contrôles et des pénalités, suivi rapproché) n'ont pas permis d'améliorer de façon significative le niveau de fiabilité.

Les analyses récentes ont confirmé que la fiabilité des effacements reste significativement inférieure à celle de la production avec une tendance

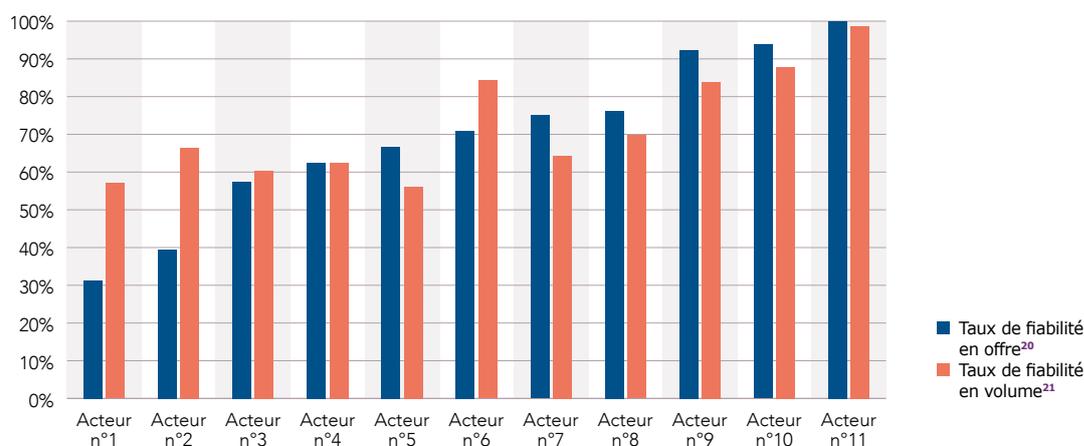
Figure 3.19 Volumes d'effacements demandés et réalisés sur le mécanisme d'ajustement en 2018



à la surestimation de la puissance disponible ainsi qu'une imprécision à l'activation.

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) mais il ne constitue pourtant pas une fatalité.

Figure 3.20 Taux de fiabilité par acteur anonymisé sur le mécanisme d'ajustement en 2018



20. Le taux de fiabilité en offre correspond au taux de fiabilité des offres appelées (i.e. taux d'offres demandées non refusées et non défaillantes au titre du contrôle effectué dans le mécanisme d'ajustement).

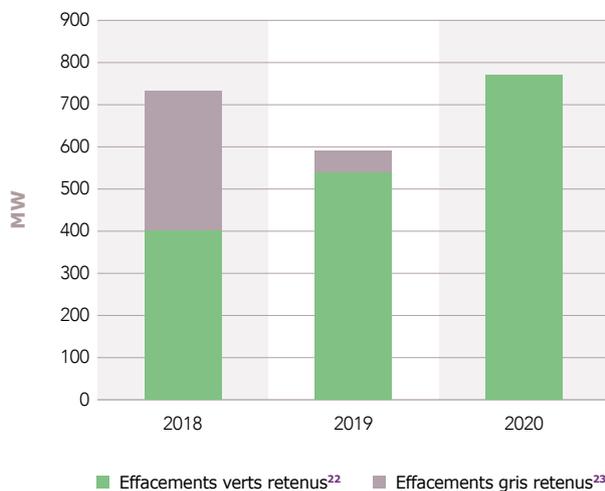
21. Le taux de fiabilité en volume correspond au taux de fiabilité des volumes appelés sur le mécanisme d'ajustement (i.e. volumes demandés non refusés et non défaillants au titre du contrôle effectué dans le mécanisme d'ajustement).

Les analyses de RTE montrent en effet une très forte disparité en matière de fiabilité entre les différents acteurs de la filière, y compris parmi ceux agissant sur des sites aux profils similaires, certains opérateurs parvenant à des niveaux de fiabilité analogues à ceux de la production.

Une filière prenant en compte les considérations environnementales

Un des objectifs actuels poursuivis 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. 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».

Figure 3.21 Évolution des capacités d’effacement retenus aux appels d’offre effacement



22. Basés sur la modulation de consommation

23. Groupes électrogènes

24. Plages communes aux jours EJP et Tempo Rouge (1^{er} nov. au 31 mars, [7h ; 1h[pour EJP, [6h ; 22h[)

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 envisage une trajectoire de développement en retrait des objectifs du projet de PPE

La filière effacement étant toujours en cours de structuration, trois trajectoires d’évolution sont retenues dans le Bilan prévisionnel :

- ▶ une trajectoire basse considérant une stabilité de la filière, en volume et en fiabilité ;
- ▶ une trajectoire médiane considérant une augmentation du volume d’effacement, ne permettant toutefois pas d’atteindre les objectifs du projet de PPE (3,7 GW fin 2023 et 4,7 GW fin 2028), avec une fiabilisation progressive mais modérée des effacements explicites ;
- ▶ une trajectoire haute prévoyant une augmentation du volume d’effacement permettant d’atteindre les objectifs du projet de PPE, à savoir 4,5 GW fin 2023 et 6,5 GW fin 2028, avec une fiabilisation maximale des effacements explicites.

La trajectoire médiane est retenue dans le cas de base de l’étude.

La modélisation est affinée en différenciant les effacements tarifaires et les effacements explicites :

- ▶ le volume d’effacement tarifaire est considéré stable sur tout l’horizon (600 MW), fiable et activable sans contraintes de 7h à 22h, du 1^{er} novembre au 31 mars²⁴ ;
- ▶ le volume d’effacement explicite retenu correspond au volume d’effacement «certifié» sur le mécanisme de capacité ; ces effacements sont considérés activables 10h par jour (nombre d’heures des plages PP2).

3.5 Différentes solutions de stockage susceptibles de se développer à moyen-long terme

Le stockage d'électricité est déjà présent de manière significative dans le système électrique français à travers le stockage gravitaire hydraulique.

Dans des mix électriques comprenant une part très importante d'énergies renouvelables, différentes technologies de stockage sont amenées à émerger dans les années à venir pour assurer l'équilibre offre-demande. Les moyens de stockage journalier, hebdomadaire ou saisonnier, comme les batteries, les STEP ou le *power-to-gas*, pourront, par exemple, permettre de passer la pointe du soir en utilisant d'éventuels surplus de production solaire ou d'assurer la fourniture d'énergie complémentaire lors de périodes marquées par une production éolienne faible.

3.5.1 Un parc de stations de transfert d'énergie par pompage stable sur l'horizon de moyen terme

Le parc actuel de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) se compose de six centrales pour une puissance de pompage de 4,2 GW et une puissance de turbinage de 4,9 GW.

Le projet de PPE identifie un besoin de nouvelles capacités aux horizons 2030 à 2035 et affiche un potentiel de développement de 1,5 GW identifié qui pourrait être à terme développé dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydro-électriques à attribuer avant 2025.

Dans ce cadre, le projet de PPE fixe comme objectif l'engagement de démarches d'ici 2023 permettant le développement des STEP pour un potentiel de 1,5 GW en vue de mises en service entre 2030 et 2035.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 considère une stabilité du parc et intègre l'augmentation de capacité sur la centrale de La Coche.

En dehors du suréquipement sur la STEP de la Coche (+240 MW de puissance en turbinage) mis en service en octobre 2019, aucun projet de nouvelle installation n'est à ce jour engagé. Compte tenu de la durée des procédures et des travaux nécessaires, aucune évolution supplémentaire de capacité n'est considérée sur l'horizon de moyen terme.

3.5.2 Une baisse des coûts attendue pour le développement des batteries

Le développement du stockage par batterie favorisé par la baisse rapide des coûts

Les évolutions technologiques récentes ouvrent de nouvelles perspectives au stockage d'électricité. En particulier, les capacités de stockage électrochimique pourraient se développer à la faveur de l'amélioration continue des performances des batteries et de la baisse de leurs coûts de production. Plusieurs usages impliquent d'ores et déjà le développement du stockage par batterie à l'horizon des 10 prochaines années :

- ▶ l'utilisation de batterie pour fournir des services système ;
- ▶ le développement des batteries chez les particuliers, en lien avec le développement de l'autoconsommation ;
- ▶ le développement du véhicule électrique, qui va permettre la diffusion massive de batteries sur le territoire, et potentiellement offrir de nouveaux services de flexibilité (« *vehicle-to-grid* ») ;
- ▶ le stockage permettant d'éviter ou de différer des investissements pour le renforcement des réseaux, notamment dans les zones contraintes en évacuation de production renouvelable.

Pas de cible chiffrée pour le développement des batteries dans le projet de PPE

Le projet de PPE encourage le développement du stockage stationnaire par batterie, mais sans objectif chiffré. Il évoque notamment la poursuite

des travaux de R&D ou de démonstration visant à développer des solutions de stockage compétitives, l'étude des possibilités de développement d'une filière industrielle française pour les batteries, ou encore la mise en place d'un cadre pour généraliser le développement de lignes virtuelles.

↳ Expérimentation de la ligne virtuelle « Ringo »

La ligne virtuelle « Ringo », conçue par RTE, consiste en un système de stockage-déstocage simultané sur batteries, à trois endroits du réseau, où les lignes sont congestionnées et absorbent une forte proportion d'énergies renouvelables variables. Sur chaque site, les batteries offriront une capacité de puissance de 10 à 12 MW et une capacité de stockage en énergie de 30 à 40 MWh.

L'expérimentation se déroulera sur trois ans (de 2021 à 2024). À partir de 2024, les batteries seront alors exploitées par des tiers et pourraient rendre plusieurs services : services

système fréquence, ajustement production/consommation, résolution de congestions, etc.

Néanmoins, les batteries utilisées dans ce cadre n'ont pas vocation à injecter ou soutirer de l'énergie de manière concurrentielle au marché. Ainsi, la quantité d'électricité prélevée à un instant T pour charger des batteries doit être la même que la quantité d'électricité injectée dans le réseau au même moment par d'autres batteries, situées n'importe où ailleurs sur le réseau. Le bilan énergétique de l'ensemble du dispositif est alors nul et ne perturbe pas le fonctionnement du marché de l'électricité.

Projets de batteries : un développement industriel qui commence en France, essentiellement pour la fourniture de réglage de fréquence

Au cours des derniers mois, de nombreux acteurs ont lancé ou annoncé des projets d'installations industrielles de batteries, avec des unités atteignant des puissances de plusieurs centaines de kilowatts, voire plusieurs mégawatts : installation d'une centrale de stockage par batterie (6 MW) sur la commune d'Azur par Neoen, développement de « boxes » de stockage par NW Groupe comme à Jonzac en Charente-Maritime, etc. De nombreux autres projets du même type sont portés par une multitude d'acteurs.

Aujourd'hui, la quasi-totalité de ces installations visent à fournir un service de réglage de fréquence (réserve primaire). Le développement des batteries

dans le but de fournir un tel service est ainsi observé un peu partout en Europe.

Ces perspectives de développement sont conformes à celles envisagées dans les dernières publications de RTE sur la flexibilité du système électrique (étude Réseaux électriques intelligents, Bilan prévisionnel 2017, rapports sur la mobilité électrique et l'hydrogène...). Ces différentes analyses ont montré que la fourniture de réglage primaire de fréquence était, sur les dernières années, le service le plus rémunérateur pour les solutions d'effacement ou de stockage aptes à y participer (dont les batteries qui présentent des caractéristiques de réactivité permettant la fourniture d'un tel service). La participation à ce dispositif de réserve présente donc une rentabilité économique potentielle pour le stockage par batteries. Néanmoins, RTE avait également mis en évidence l'espace économique limité pour ce type de marché car les besoins en réserves

sont très faibles, de l'ordre de quelques centaines de mégawatts tout au plus. L'essor rapide des solutions de flexibilité participant à ces mécanismes (en France et en Europe) contribuent également à faire baisser le prix de marché associé à ces services, et donc la rémunération potentielle des batteries.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 n'envisage pas de contribution significative des batteries à la sécurité d'approvisionnement à moyen terme

En l'état des projets annoncés au 1^{er} novembre 2019, les analyses du Bilan prévisionnel n'intègre pas de participation significative des batteries à la sécurité d'approvisionnement.

Les perspectives de développement du stockage par batteries feront l'objet d'un suivi particulier dans les prochaines éditions.

3.5.3 Hydrogène et *power-to-gas* : des perspectives de développement à moyen terme essentiellement pour décarboner les usages gaz et non pour l'équilibre offre-demande électrique

La production de gaz de synthèse (*power-to-gas*), un nouvel usage émergent

Dans les projections sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est souvent présenté à la fois comme une source de flexibilité et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Pour autant, ces raisons sont bien distinctes sur le plan théorique, et doivent être différenciées dans l'analyse :

- ▶ d'une part, il s'agit de décarboner des usages existants, par exemple pour les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie mais potentiellement aussi pour la mobilité lourde (de manière complémentaire aux solutions entièrement électriques) ou, à moyen terme, pour alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile (dans une certaine limite) ;
- ▶ d'autre part, l'hydrogène pourrait contribuer, dans certaines conditions à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage et déstockage (principe du *power-to-gas-to-power*).

À l'horizon 2030-2035, l'enjeu du développement de l'hydrogène bas carbone participe bien d'une démarche de décarbonation et relève ainsi du premier motif. À ces échéances, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage n'est pas nécessaire pour obtenir une diversification du mix électrique (réduction de la part du nucléaire à 50%) et accueillir les volumes d'énergies renouvelables prévus par la PPE.

À plus long terme (horizon 2050) en revanche, les scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables devront nécessairement s'appuyer sur du stockage. **Dans ces cas de figure, la boucle *power-to-gas-to-power*, via l'hydrogène, constitue une option à considérer**, malgré son faible rendement énergétique (entre 25% et 35% selon les technologies actuelles).

1

Décarboner des usages gaz (hydrogène, méthane...) ou mobilité



Pour répondre aux objectifs nationaux et internationaux de décarbonation

→ Opportunités sur la période 2020-2035

2

Contribuer à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage/déstockage



Stockage saisonnier via la boucle *power-to-gas-to-power*

→ Intérêt possible à long terme

Des objectifs publics tournés vers la décarbonation de l'hydrogène industriel à moyen terme

Les priorités identifiées par l'État pour le développement de l'hydrogène à moyen terme consiste à convertir la production conventionnelle de l'hydrogène industriel vers un mode de production décarboné. Le projet de PPE prévoit ainsi un taux d'incorporation d'hydrogène par électrolyse de 10% dans l'hydrogène industriel en 2023 et compris entre 20% et 40% en 2028.

Cette transformation s'appuiera a priori essentiellement sur le développement de l'électrolyse (production d'hydrogène à partir d'électricité et d'eau) afin de limiter le recours aux technologies de capture et de stockage du carbone qui présentent encore des incertitudes en matière de disponibilité, de fiabilité et d'acceptabilité. Les analyses menées par RTE montrent qu'au vu des volumes d'électricité associés (quelques térawattheures à moyen terme et jusqu'à 30 TWh à l'horizon 2035), l'accueil de ce nouvel usage ne présente pas de difficulté particulière pour le système électrique.

S'agissant de la transformation de l'hydrogène en méthane (méthanation, évoquée dans le projet de PPE sous le terme de *power-to-gas*), le projet de PPE ne fixe aucun objectif de mise en service de moyen de production industriel mais uniquement un objectif de lancement de démonstrateur de moins de 10 MW d'ici à 2023 et jusqu'à 100 MW en 2028.

Enfin, s'agissant du stockage saisonnier par gaz de synthèse, le projet de PPE ne prévoit aucun développement ou soutien spécifique à moyen terme.

En l'état actuel de développement de la filière, le Bilan prévisionnel 2019 ne retient donc pas de développement de stockage saisonnier par gaz de synthèse (hydrogène, méthane...) sur l'horizon de moyen terme.

Les perspectives de développement de l'hydrogène, du *power-to-gas* et des solutions de stockage saisonnier à long terme, notamment dans des scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables, font l'objet d'analyses spécifiques dans le cadre des travaux et de la concertation sur les scénarios 2050 du prochain Bilan prévisionnel de long terme.

A large, semi-transparent orange number '4' is positioned on the left side of the page, serving as a background for the text.A white geometric pattern of interconnected lines forming a grid of triangles is located on the right side of the page.

L'EUROPE
UNE REPRÉSENTATION
AFFINÉE CONSIDÉRANT
LES POLITIQUES
ÉNERGÉTIQUES ET LES
ÉCHANGES ENTRE PAYS

4. L'EUROPE : UNE REPRÉSENTATION AFFINÉE CONSIDÉRANT LES POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES ET LES ÉCHANGES ENTRE PAYS

4.1 Une modélisation explicite du système électrique européen, permettant d'intégrer les évolutions des politiques énergétiques

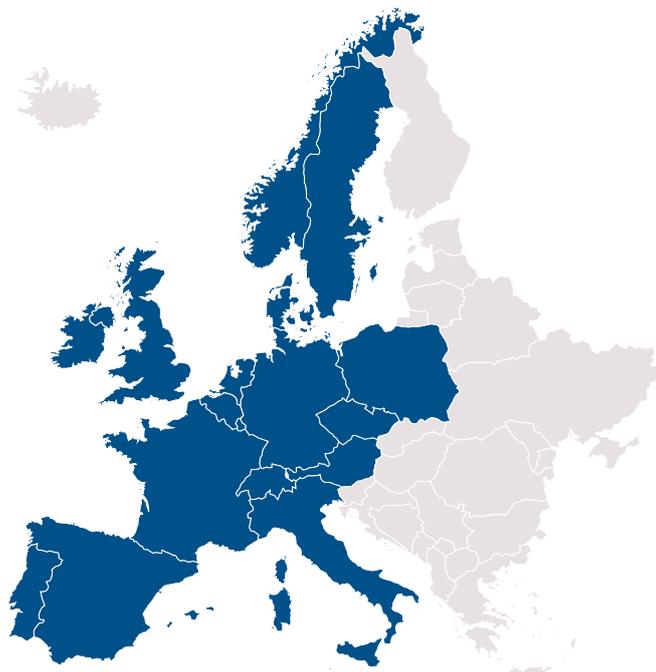
4.1.1 Une modélisation explicite de l'Europe de l'Ouest et des échanges aux frontières

Une modélisation de 18 pays et une prise en compte des contraintes locales

Depuis le Bilan prévisionnel 2018, les analyses d'équilibre offre-demande réalisées par RTE reposent sur la modélisation explicite de 18 pays de l'Europe de l'Ouest²⁵. Sur chacun de ces pays, l'ensemble des parcs de production est intégré et représenté.

Afin d'affiner la modélisation, aussi bien pour prendre en compte des contraintes internes de réseau que pour intégrer des zones de marchés, certains pays sont modélisés en plusieurs plaques. C'est ainsi le cas de l'Italie qui est désormais représentée avec un découpage en six zones afin de mieux appréhender les contraintes internes sur les échanges entre le nord, le centre, le sud du pays et les îles. Cette modélisation permet notamment une amélioration significative de la représentation des capacités d'échange entre la France et l'Italie. Les pays scandinaves sont également découpés en plusieurs zones.

Figure 4.1 Périmètre d'étude du Bilan prévisionnel 2019



25. Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Grande-Bretagne, Irlande, Irlande du nord, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Suède, Suisse

Les interconnexions permettent de mettre en concurrence les parcs de chaque État membre

Historiquement, la construction des interconnexions transfrontalières a obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement. Pour répondre aux difficultés d'approvisionnement en électricité dans un pays, la possibilité d'importer de l'énergie depuis un pays voisin est en effet l'une des solutions les plus efficaces, qui permet de réduire les besoins de réserves dans chaque État. Le foisonnement géographique, qui atténue les conséquences des aléas, est d'autant plus important que la sécurité d'approvisionnement des différents pays européens repose sur des fondamentaux dissemblables. Les spécificités nationales diminuent la corrélation des aléas, et permettent un plus haut degré de complémentarité et de secours mutuel.

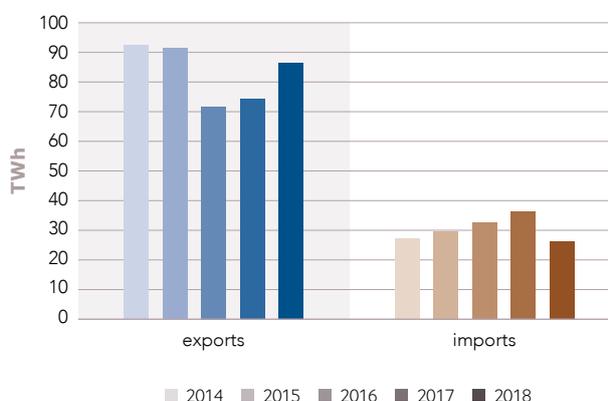
La mise en œuvre d'un marché européen de l'énergie a conduit à pousser cette logique encore plus loin et a permis aux fournisseurs d'électricité de vendre leur énergie à un client situé dans un autre pays d'Europe via les interconnexions transfrontalières. Celles-ci contribuent donc à optimiser économiquement l'utilisation des moyens de production au sein de l'Union européenne. En d'autres termes, elles constituent l'outil concret pour mettre en œuvre le marché intérieur de l'énergie et pour passer d'une logique d'optimisation nationale à une logique d'optimisation européenne.

La modélisation du système électrique interconnecté : une nécessité technique et réglementaire

Compte tenu des niveaux d'échanges atteints entre la France et ses voisins, réaliser une étude de sécurité d'approvisionnement à court terme n'a plus de sens en « France isolée » (c'est-à-dire en considérant le solde des échanges électriques comme nul).

Une sous-estimation, voire une absence de prise en compte de l'apport des pays interconnectés amènerait à estimer un besoin de construction de nouvelles capacités en France qui ne seraient pas

Figure 4.2 Évolution des échanges commerciaux de la France depuis 2014



réellement nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Inversement, une surestimation de la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement française risquerait de laisser le niveau de capacité passer sous le seuil requis par les pouvoirs publics. Afin de pallier ce risque, une approche prudente est retenue dans la modélisation du Bilan prévisionnel : en cas d'incertitude sur une filière dans un pays frontalier, une hypothèse de contribution basse est privilégiée.

Depuis 2016, le décret relatif à l'élaboration du Bilan prévisionnel, qui auparavant prévoyait une analyse de sécurité d'approvisionnement réalisée en « France isolée », intègre la nécessité de modéliser les échanges avec les réseaux électriques des pays voisins.

Le solde des échanges d'électricité constitue ainsi un résultat du modèle. Il est nécessaire pour cela de représenter intégralement les parcs de production dans la zone interconnectée, et de simuler un interclassement européen des moyens de production (les plus compétitifs, au sens de leurs coûts marginaux, sont alors démarrés pour alimenter la demande de toute la zone) sous contrainte des capacités de transit entre les pays.

4.1.2 Le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les citoyens européens », un cadre européen pour accélérer la transition énergétique

Une déclinaison d'objectifs européens au travers de plusieurs directives et règlements

Le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les citoyens européens » (*Clean Energy Package*) est un ensemble de directives et règlements européens. Ces nouvelles dispositions constituent un enjeu central pour l'évolution du secteur de l'énergie en Europe, et tout particulièrement pour l'électricité. Début 2019, le Parlement et le Conseil européens ont ainsi adopté ce nouveau paquet législatif. L'ensemble de l'exercice de transposition en droit national devra être fait par chaque État membre d'ici 2021 au plus tard. Ce paquet législatif vise en particulier à permettre à l'Union européenne une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % en 2030 (par rapport au niveau de 1990).

Le paquet législatif est constitué principalement de cinq grandes directives et règlements :

- ▶ la nouvelle directive **Performance énergétique des bâtiments** oblige notamment les pays européens à renforcer leur stratégie long terme de rénovation énergétique en vue de décarboner les bâtiments existants d'ici 2050, avec des objectifs intermédiaires en 2030 et 2040 ;
- ▶ la directive **Énergies renouvelables** fixe un objectif global contraignant d'au moins **32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie** de l'Union européenne d'ici 2030 ;
- ▶ la directive **Efficacité énergétique** révisée fixe un objectif contraignant de **réduire la consommation énergétique européenne de 32,5 %** d'ici 2030, par rapport au niveau de 1990 ;
- ▶ l'Union européenne a adopté des **règles de gouvernance** pour l'énergie et l'action climatique, qui oblige chaque État membre à adopter

un **plan national énergie-climat** (décliné en France avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie) intégré sur 10 ans, décrivant ses objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre lui permettant d'atteindre les objectifs européens ;

- ▶ enfin, le règlement et la directive portant sur le **Marché intérieur de l'électricité** permettent d'adapter les cadres nationaux aux nouvelles réalités du marché, afin notamment d'assurer une plus grande flexibilité et une plus grande intégration des énergies renouvelables.

Plus précisément, les dispositions portant sur le marché intérieur de l'électricité approfondissent les principes déjà déclinés dans les précédents textes :

- ▶ réaliser efficacement les objectifs de l'Union de l'énergie et en particulier du cadre d'actions en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 (au travers par exemple de la suppression progressive des mécanismes de soutien aux centrales à combustibles fossiles) ;
- ▶ établir des principes fondamentaux à la base des marchés de l'électricité : entre autres, permettre un accès non discriminatoire au marché de l'électricité, donner au consommateur un rôle plus actif dans la maîtrise et le pilotage de sa consommation, etc. ;
- ▶ établir des règles équitables et harmonisées pour les échanges transfrontaliers d'électricité afin d'améliorer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité.

La Commission européenne souhaite entreprendre une harmonisation des méthodologies de calcul des critères de sécurité d'approvisionnement

Les pays européens sont désormais nombreux à avoir adopté un critère de risque de défaillance. La durée moyenne de défaillance est le critère le plus répandu parmi les membres de l'Union européenne, éventuellement complété par d'autres critères comme l'énergie non distribuée. La

26. Plus précisément, la Belgique est soumise à un « double » critère : (i) une durée de défaillance inférieure à trois heures par an en espérance et (ii) une durée de défaillance inférieure à vingt heures par an dans 95 % des configurations étudiées.

Grande-Bretagne, la Pologne, la Belgique²⁶ et plus récemment l'Italie ont ainsi adopté une valeur de défaillance équivalente à celle de la France : trois heures par an en espérance. L'Irlande ou le Portugal ont fait le choix de critères respectivement fixés à huit et cinq heures par an en espérance. À l'inverse, l'Allemagne et l'Espagne pour lesquels les études montrent un risque de défaillance encore très faible, ne formalisent pas explicitement de critère de sécurité d'approvisionnement²⁷.

Le quatrième paquet législatif de la Commission européenne vise aussi à fournir une méthodologie commune de calcul des indicateurs de sécurité d'approvisionnement, dans l'objectif d'harmoniser les approches au sein des différents États membres de l'Union européenne dans le courant de l'année 2020.

Une poursuite des progrès réalisés dans les études d'équilibre offre-demande

Sur la thématique des études de sécurité d'approvisionnement en électricité, le nouveau paquet législatif européen fixe des objectifs méthodologiques pour les prochaines années, aussi bien pour les études européennes, comme le *Mid-term Adequacy Forecast*, que pour les études nationales, comme le Bilan prévisionnel de RTE. Entre autres, le paquet législatif insiste notamment sur (i) l'analyse de la contribution des mécanismes de capacité européens à la sécurité d'approvisionnement, (ii) l'évaluation économique des moyens de production et d'effacement déjà existants ou envisageables à moyen terme et (iii) l'intégration de la modélisation Flow-Based dans les échanges d'électricité aux interconnexions (explicitée dans l'encadré en 4.2).

RTE prend en compte les ambitions de ce nouveau paquet législatif européen, avec l'objectif de les intégrer progressivement dans les exercices du Bilan prévisionnel.

4.1.3 Des hypothèses européennes basées sur les études de l'ENTSO-E et consolidées par les exercices nationaux

Le MAF (*Mid-term Adequacy Forecast*), un exercice européen d'équilibre offre-demande réalisé par l'ENTSO-E dont la collecte de données alimente les hypothèses européennes du Bilan prévisionnel

Conformément à ses missions réglementaires définies par le troisième paquet énergie, l'association des gestionnaires de réseau européens (ENTSO-E) produit chaque année une analyse de la sécurité d'approvisionnement au périmètre paneuropéen.

L'édition 2019 du MAF a été publiée fin novembre 2019. Elle présente l'évaluation des risques sur l'équilibre offre-demande des pays membres de l'ENTSO-E pour les horizons 2021 et 2025.

Les hypothèses retenues pour cet exercice reposent sur une collecte de données réalisée chaque année auprès des gestionnaires de réseau de transport européens. Dans ce cadre, chaque gestionnaire fournit les informations relatives à l'évolution de la consommation et du mix de production de son pays, aux horizons demandés.

La collecte de données pour le MAF 2019 a été réalisée au début de l'année 2019. Son périmètre a été significativement enrichi par rapport aux exercices précédents, renforçant la robustesse des données collectées :

- ▶ les informations relatives aux unités thermiques les plus importantes sont désormais remontées à la maille du groupe de production (les données étaient agrégées par « catégorie de moyen de production » lors de l'exercice précédent) avec la date de mise en service et/ou de fermeture ;

²⁷ L'Espagne applique un critère de sécurité d'approvisionnement seulement pour les régions insulaires des Baléares et des Canaries. En Allemagne, le Ministère fédéral de l'Economie et de l'Energie (BMWi) a publié une étude estimant qu'un critère de sécurité d'approvisionnement approprié pour l'Allemagne serait aux alentours de cinq heures par an en espérance. Ce critère n'a toutefois pas été, à ce jour, transposé dans la loi.

- ▶ les autres données (filières renouvelables, bio-énergies, effacements, petites unités thermiques décentralisées) sont collectées année par année jusqu'à 2030 (seules les données relatives aux années 2020 et 2025 étaient collectées lors de l'exercice précédent).

Les données du MAF, étude de référence pour la Commission européenne, sont utilisées en priorité pour décrire l'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins. Néanmoins, des travaux complémentaires restent indispensables pour disposer d'une base de données cohérente pour le Bilan prévisionnel :

- ▶ la collecte des données pour le MAF 2019 a été réalisée en début d'année 2019, des éléments d'actualité ont ainsi pu modifier de manière significative une partie de ces hypothèses, et nécessiter leur mise à jour. Une veille renforcée est mise en place par RTE pour identifier les hypothèses les plus pertinentes (en lien avec les travaux de l'ENTSO-E, rencontres bilatérales avec les gestionnaires de réseau de transport voisins). C'est ainsi le cas pour les hypothèses d'évolution des parcs au charbon et lignite en Allemagne qui prennent en compte les travaux les plus récents de la Commission charbon. À l'inverse, la sortie du charbon en Italie n'a pas été intégrée puisque cette mise à jour est arrivée *a posteriori* par rapport au processus d'élaboration du Bilan prévisionnel ;
- ▶ des variantes sont utiles au-delà des cas de référence remontés par certains États membres, de manière à disposer d'une analyse de risque complète.

Des exercices nationaux réalisés par différents pays permettant de compléter l'analyse

À l'image du Bilan prévisionnel (et du Schéma décennal de développement du réseau, publié en septembre 2019), des exercices nationaux – études d'équilibre offre-demande et/ou plans de développement des réseaux – sont construits par plusieurs pays en Europe.

Ces exercices sont basés sur leurs propres hypothèses, qui peuvent parfois différer des données collectées dans le cadre des exercices européens (données collectées à des échéances différentes, études de scénarios plus ou moins contrastés, etc.).

On peut citer notamment :

- ▶ le plan de développement des réseaux de transport publié par les gestionnaires de réseau allemands²⁸ et l'analyse de sécurité d'approvisionnement réalisée par le consortium allemand constitué de r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer TSI et TEP Energy GmbH²⁹ ;
- ▶ l'exercice publié par le gestionnaire de réseau britannique National Grid, le FES³⁰ ;
- ▶ l'analyse de l'équilibre offre-demande à 10 ans publiée par le gestionnaire de réseau belge Elia (exercice qui repose sur des méthodologies similaires à celles de RTE et sur le même outil)³¹ ;
- ▶ l'analyse de l'équilibre offre-demande publiée pour la première fois cette année par le gestionnaire de réseau italien Terna³².

28. <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>

29. <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/definition-and-monitoring-of-security-of-supply-on-the-european-electricity-markets-from-2017-to-2019.html>

30. <http://fes.nationalgrid.com/fes-document/>

31. <http://www.elia.be/en/publications/studies-and-reports/>

32. https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf



En Allemagne, des objectifs d'évolution définis dans le plan de développement du réseau allemand et complétés par les travaux de la Commission charbon



L'agence fédérale allemande a publié en juin 2018 sa vision prospective pour le développement de réseau (*Netzentwicklungsplan Strom* ou NEP). Ce document décrit l'évolution du mix électrique et les objectifs par filière à 2030 à travers trois scénarios, sans toutefois constituer une étude de sécurité d'approvisionnement.

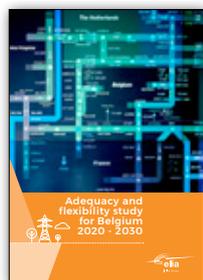
Cette vision est complétée par les travaux de la Commission charbon allemande qui a publié en début d'année 2019 un plan de sortie du

charbon avec comme objectif un déclassement complet d'ici 2038.

En respect de la loi *Energy Industry Act (EnWG)*, le Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi) est chargé de fournir tous les deux ans une étude de la sécurité d'approvisionnement en Allemagne. La réalisation de cette analyse a été attribuée au consortium constitué de r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer TSI et TEP Energy GmbH. Publiée en janvier 2019, cette étude base son diagnostic d'équilibre offre-demande sur un scénario central dont la composition des parcs de production européens est ajustée principalement selon des critères économiques. Les résultats soulignent des marges de capacité encore importantes en Allemagne.



Une étude d'équilibre offre-demande à 2030 évaluant le besoin de capacités supplémentaires en Belgique



Le gestionnaire de réseau de transport belge Elia a publié en juin 2019 une étude d'équilibre offre-demande sur l'horizon 2020-2030 (*Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030*). Cette étude de sécurité d'approvisionnement permet notamment d'identifier le besoin de capacités supplémentaires lié à l'évolution du parc de production belge à moyen terme, caractérisée par une fermeture du parc nucléaire d'ici 2025.

Cette étude souligne la nécessité de développer de nouveaux moyens de production pour compenser le déclassement des parcs nucléaire et thermique fossile. L'analyse évalue ainsi à 3,9 GW les besoins de capacités complémentaires nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande. Des centrales à cycle combiné au gaz devraient donc être mises en service d'ici 2025, pour une capacité de 2,5 GW. La mise en place d'un marché de capacité a pour objectif d'encourager les investissements et de compléter la couverture du besoin.



En Grande-Bretagne, des scénarios prospectifs pour alimenter le débat sur les moyens d'atteindre la neutralité carbone



Le *Future Energy Scenarios (FES)* réalisé par le gestionnaire de réseau britannique National Grid a été publié en juillet 2019.

Ce document s'inscrit dans la démarche de décarbonation du système énergétique. Dans cet objectif, il illustre l'évolution du mix électrique à travers quatre scénarios à 2050 construits selon deux axes : le niveau de décarbonation et la vitesse de décentralisation. Ces scénarios explorent différentes trajectoires de déclassement des unités fonctionnant au charbon, de mise en service de nouveaux

moyens de production au gaz, d'évolution du parc nucléaire et différents rythmes de développement des énergies renouvelables.

Deux des quatre scénarios étudiés dans l'édition 2019 permettraient de réduire de 80% les émissions de CO₂ du système électrique par rapport au niveau de 1990, en s'appuyant notamment sur un doublement des capacités éoliennes d'ici 2030.

La mise en œuvre d'actions supplémentaires comme l'électrification, l'efficacité énergétique et le captage-stockage du CO₂ permettrait d'atteindre la neutralité carbone, nouvel objectif du Gouvernement britannique.



Une étude d'équilibre offre-demande évaluant le besoin de capacités supplémentaires en cas de sortie du charbon en Italie



Le gestionnaire de réseau de transport italien Terna a publié pour la première fois fin juillet 2019 une étude d'équilibre offre-demande à 10 ans.

Alors que le système électrique italien dispose historiquement de marges de capacité suffisante pour assurer l'équilibre offre-demande, la situation pourrait évoluer défavorablement en cas de fermeture du parc charbon.

Dans l'optique d'une sortie du charbon, cette étude évalue le besoin de capacités supplémentaires et les évolutions sur le réseau (renforcements, nouvelles lignes, nouveaux équipements et interconnexions) nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement en Italie. Le besoin de capacités, évalué à plusieurs gigawatts selon les scénarios considérés, concerne principalement le centre de la partie continentale italienne et la Sardaigne. Les investissements associés à ces nouveaux moyens de production et de stockage devraient être supportés par le marché de capacité, le signal prix actuel sur les marchés ne permettant pas de soutenir ces investissements.

4.2 Le développement de l'interconnexion de la France avec ses voisins se précise via de nouvelles lignes avec la Grande-Bretagne et l'Italie

Plusieurs projets d'interconnexion sont en cours de réalisation, et devraient être mis en service sur l'horizon d'étude : deux nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne (ElecLink et IFA2) et une avec l'Italie (Savoie-Piémont).

Le calendrier de mise en service des nouvelles interconnexions régulées avec la Grande-Bretagne et l'Italie se précise

Les dates estimées pour la mise en service des deux nouvelles lignes régulées, avec la Grande-Bretagne (IFA2) et l'Italie (Savoie-Piémont), sont régulièrement actualisées 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 cas de base du Bilan prévisionnel considère ces liaisons comme pleinement opérationnelles en 2021.

Afin de tester la robustesse de retards potentiels sur la mise en service de ces nouvelles liaisons, le Bilan prévisionnel envisage une variante considérant

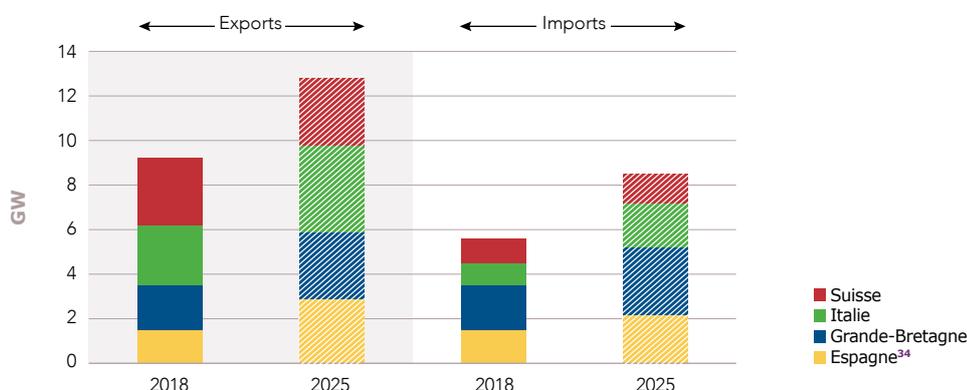
un retard d'un an sur les liaisons IFA2 et Savoie-Piémont, soit une mise en service en 2022.

Des incertitudes autour du calendrier de mise en service de l'interconnexion ElecLink

Le projet d'interconnexion ElecLink, également en cours de réalisation, doit permettre d'accroître les capacités d'échange avec la Grande-Bretagne 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.

Figure 4.3 Capacités d'échange aux frontières françaises en 2018 et hypothèses en 2025, hors CWE³³



³³. Les capacités d'échange pour la zone CWE (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas) sont modélisées en Flow-Based.

³⁴. Des travaux sur les lignes 400 kV d'Argia-Cantegrit et Argia-Hernani dont la fin est prévue en décembre 2019 imposent de réduire à court terme les capacités d'échange entre la France et l'Espagne. Le retour aux capacités nominales avant ces travaux est prévu de manière progressive les années suivantes, notamment suite à un changement de conducteurs.

Les capacités d'interconnexion continuent de se développer à plus long terme

D'autres projets d'interconnexion (nouvelles liaisons et renforcements) pourraient être mis en service à l'horizon 2025 et au-delà, et contribuer à renforcer fortement la sécurité d'approvisionnement. L'ensemble des projets a été repris et décrit dans les différents paquets d'interconnexions du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié en septembre 2019. Ces paquets reflètent l'intérêt technico-économique de chaque projets et sont repris dans le graphe ci-dessous.

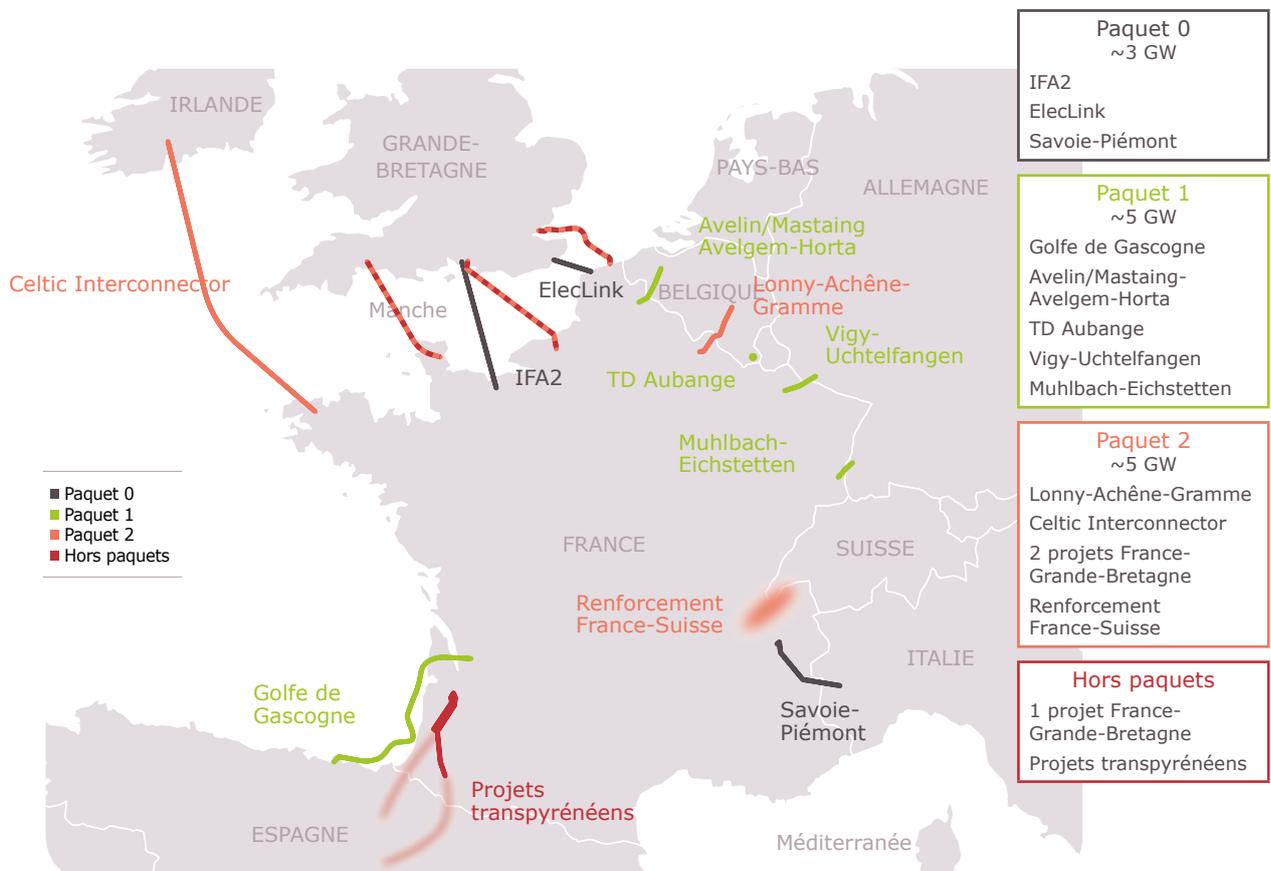
Parmi les projets envisagés sur les différentes frontières dans le paquet 1 du SDDR, près de 5 GW de capacité supplémentaire pourraient potentiellement apparaître. Sont concernées les frontières :

- ▶ France-Espagne avec le projet Golfe de Gascogne ;
- ▶ France-Belgique, avec les projets Avelin-Avelgem et TD Aubange ;
- ▶ France-Allemagne, avec les projets Vigy-Uchtelfangen et Muhlbach-Eichstetten.

L'incrément sur la capacité commerciale lié aux projets du paquet 1 d'interconnexions du SDDR, n'est toutefois pas pris en compte dans le cas de base du Bilan prévisionnel.

Un projet d'interconnexion avec l'Irlande, identifié dans le paquet 2 d'interconnexions du SDDR, est également à l'étude. Ce projet a obtenu début octobre 2019 le soutien financier de l'Union européenne ponctué par une subvention de 530 millions d'euros. Sa mise en service est prévue au-delà de l'horizon d'étude.

Figure 4.4 Illustration des trois paquets d'interconnexions aux frontières françaises définis dans le SDDR 2019



➤ La méthodologie Flow-Based pour le calcul des capacités d'échange sur la zone CWE

La méthode de calcul de capacité Flow-Based est utilisée en exploitation depuis mai 2015 pour déterminer les capacités d'échange à l'échéance journalière (Day Ahead) au sein de la zone CWE (Allemagne, Autriche, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg et France).

L'expérience a montré que cette méthode, bien qu'augmentant en moyenne les capacités d'échange – et par conséquent les volumes – par rapport à la méthode NTC, induisait une variabilité difficilement prévisible. Cela a notamment été le cas durant l'hiver 2016-2017, avec des capacités à la pointe largement inférieures aux attentes.

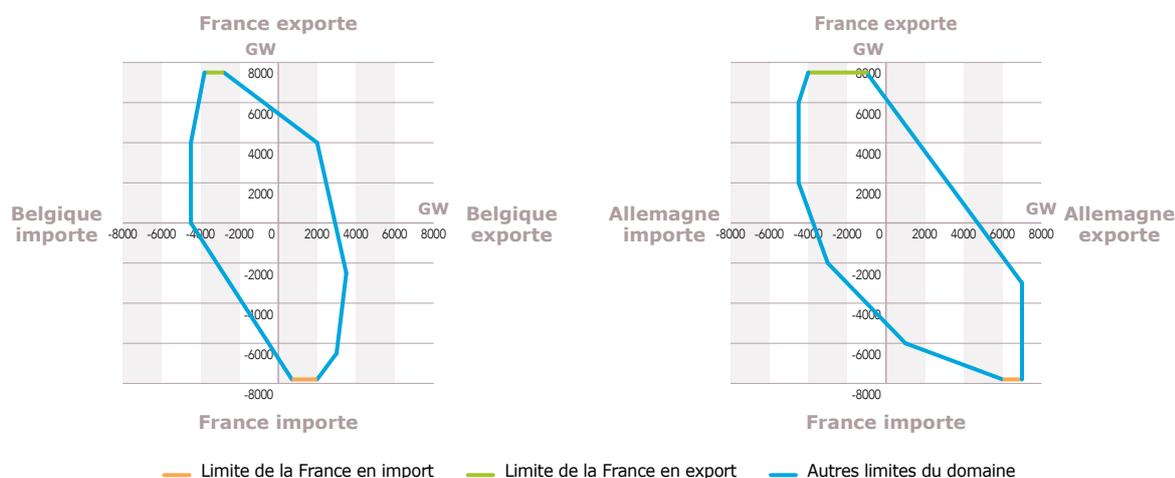
Des méthodes permettant de modéliser les capacités d'échange en Flow-Based dans les études probabilistes ont été développées par RTE. Ces méthodes s'appuient sur la catégorisation des domaines Flow-Based historiques en 12 journées types (succession de 24 domaines horaires) représentatives. Ces journées types permettent de modéliser la variabilité des domaines Flow-Based sur l'année (été/hiver/mi-saison, week-end/semaine). La probabilité de certains facteurs

influent (vent, consommation) est ensuite calculée pour chaque journée type de manière à établir une corrélation entre les domaines types et les scénarios climatiques dans les études probabilistes.

La forme des domaines Flow-Based est fortement liée à l'évolution du réseau et aux évolutions méthodologiques du calcul de capacité. Ainsi, les domaines types sont déterminés à partir d'un historique récent afin de rester représentatifs des échanges les plus récents. Au vu des évolutions nombreuses et fréquentes, il est nécessaire de mettre à jour régulièrement l'historique de journées types afin de conserver la pertinence des analyses prévisionnelles.

La modélisation des échanges en Flow-Based sur la zone CWE est utilisée dans les analyses prévisionnelles de RTE, Bilan prévisionnel et études saisonnières, depuis 2016. Elle est également utilisée dans les études européennes (comme le MAF), et dans l'étude d'équilibre offre-demande du gestionnaire de réseau de transport belge Elia.

Figure 4.5 Représentation du domaine Flow-Based d'une des journées types hivernales à 19h



4.3 Des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables nécessaires à l'atteinte des objectifs climatiques en Europe

4.3.1 Un développement des énergies renouvelables soutenu par des politiques ambitieuses

Depuis le début des années 2000, l'impulsion donnée par les politiques énergétiques et environnementales en Europe a permis d'assurer un fort développement des énergies renouvelables :

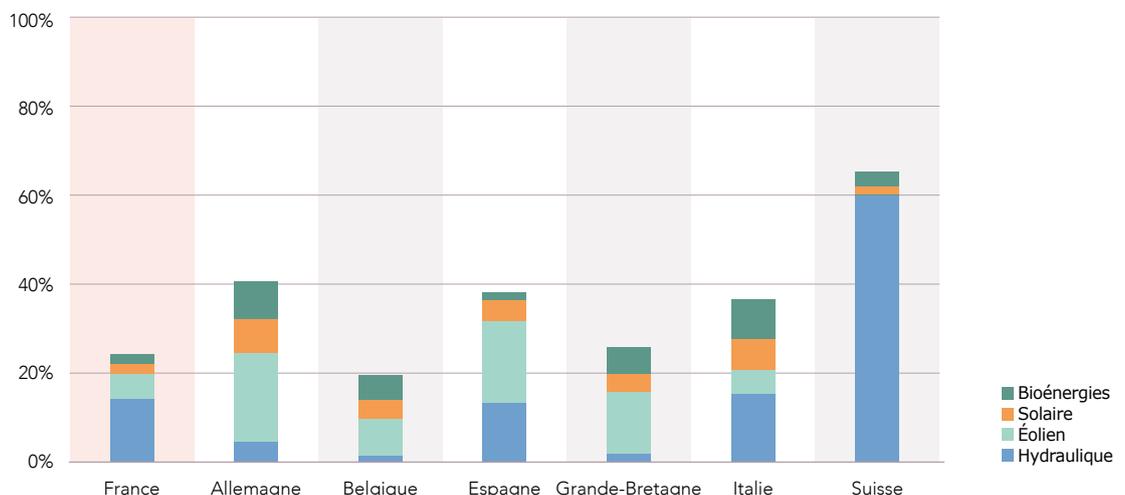
- ▶ l'éolien terrestre est la filière renouvelable affichant la progression la plus importante et est présent dans tous les pays européens ;
- ▶ au 31 décembre 2018, cinq pays (Allemagne, Belgique, Danemark, Grande-Bretagne, Pays-Bas) disposent de parcs éoliens en mer en service (hors expérimentation) ;
- ▶ la filière solaire s'est développée dans la majorité des pays européens, en dehors de l'Irlande, la Norvège et la Suède où son développement reste marginal ;
- ▶ l'hydraulique demeure en volume la plus importante des sources de production renouvelable au niveau européen et, compte tenu de son

caractère en partie pilotable, joue *a fortiori* un rôle essentiel dans l'ajustement entre demande et offre. Toutefois, le potentiel de sites exploitables est proche de la saturation dans certains pays et ne permet plus d'envisager un développement aussi important que par le passé. Quelques projets devraient tout de même se développer, en Grande-Bretagne notamment pour renforcer la flexibilité du système électrique insulaire.

Une progression de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité inégale selon les pays

L'objectif portant sur la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie (intégrant la consommation brute d'électricité mais aussi les secteurs du chauffage, du refroidissement et du transport) d'au moins 32% d'ici 2030 repose sur une augmentation importante de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Figure 4.6 Part de la production renouvelable dans la consommation finale brute d'électricité en 2018, en France et dans les pays voisins



À date, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité atteint déjà, au périmètre modélisé dans le Bilan prévisionnel, 37% en 2018 (dont 20% pour les filières éolienne et solaire seules)³⁵. De fortes disparités existent toutefois entre les pays. Ainsi, en France, en Belgique et en Grande-Bretagne, cette part est comprise entre 20 et 25% alors qu'elle atteint 65% en Suisse.

Des politiques ambitieuses de développement des énergies renouvelables pour les années à venir

Afin de respecter les objectifs énergétiques européens, chaque État a mis en œuvre une politique et une feuille de route énergétiques.

En **Allemagne**, la loi EEG³⁶ sur les énergies renouvelables entrée en vigueur en août 2014 et sa réforme en 2017 ont fixé des ambitions fortes pour le développement des filières renouvelables. L'Allemagne a par ailleurs revu à la hausse ses objectifs en affichant dans la dernière publication du NEP une cible de 65% d'énergies renouvelables dans la consommation d'électricité en 2030.

En 2018, la production renouvelable représente plus d'un quart de l'électricité produite en **Grande-Bretagne**. Le pays entend renforcer la part de l'énergie verte dans son mix électrique, après avoir revu à la hausse son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre. En effet le gouvernement a amendé en juin 2019 la législation du *Climate Change Act* 2008, avec désormais un objectif d'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050.

Après cinq ans de gel du soutien aux énergies renouvelables, l'**Espagne** a connu ces dernières années un développement atone des énergies renouvelables. Néanmoins, les résultats des appels d'offres lancés depuis 2017 permettent d'envisager une relance de la dynamique observée au début

des années 2010, en cohérence avec les perspectives de progression affichées dans le MAF 2019.

L'**Italie** et la **Belgique** poursuivent également le développement des énergies renouvelables avec des objectifs nationaux pour 2030 respectivement de 30% et 18% de production renouvelable dans la consommation d'électricité.

4.3.2 Des ambitions fortes pour la filière éolienne terrestre en Allemagne et en Espagne

En **Allemagne**, au 31 décembre 2018, la capacité installée pour la filière éolienne terrestre atteint 53 GW. Après des années de développement soutenu (de 4 à 5 GW par an), le parc a progressé de 2 GW en 2018. Les volumes annuels sous appels d'offres sont de l'ordre de 2,8 GW sur l'horizon de moyen terme. Pour les années à venir, le NEP fixe un objectif de 70,5 GW de capacité installée fin 2025, soit une progression moyenne de 2,5 GW par an. Cette évolution sera toutefois à suivre à court terme après une année 2019 où la question de la poursuite de ce rythme d'expansion a été soulevée, avec une augmentation des rejets par les riverains, de nombreux blocages administratifs et la suppression d'emplois dans la filière.

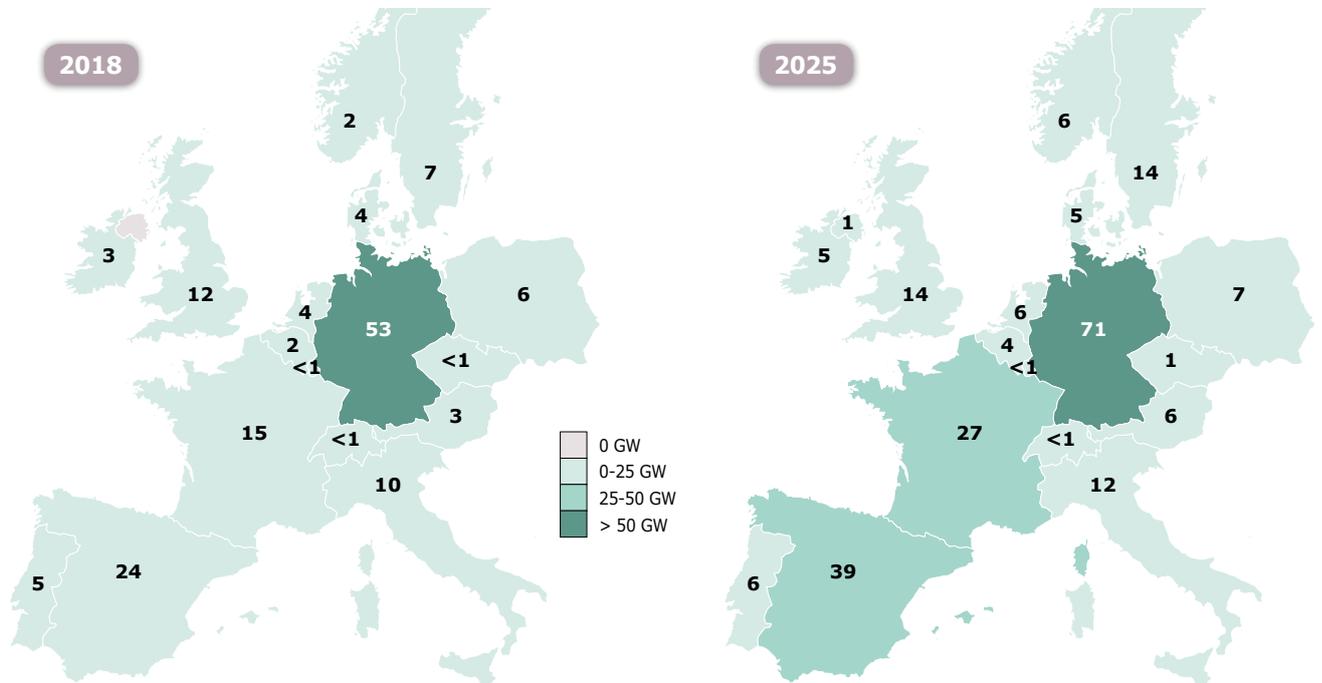
Après une dizaine d'années sans progression significative (3 GW installés entre 2010 et 2018, soit 24 GW au 31 décembre 2018), le développement de l'éolien terrestre en **Espagne** devrait reprendre avec une augmentation programmée par le gouvernement espagnol d'une quinzaine de gigawatts d'ici 2025. Cette trajectoire devrait se poursuivre après l'horizon de moyen terme pour atteindre 50 GW en 2030.

En **Grande-Bretagne**, le parc éolien terrestre s'établit à un peu plus de 12 GW à la fin de l'année 2018. Après deux années fastes, avec plus de 2 GW installés en 2016 et en 2017, le

³⁵. Données ENTSO-E – Statistical Factsheet 2018

³⁶. Erneuerbare Energien Gesetz (loi sur les énergies renouvelables)

Figure 4.7 Parc éolien terrestre installé au 31 décembre 2018 et hypothèses d'évolution au 31 décembre 2025



développement de la filière a significativement ralenti en 2018 avec seulement 600 MW installés. Ce ralentissement fait suite à l'arrêt du dispositif « Certifications d'obligations verts » (*Renewable Obligation Certificates*), à l'exclusion des contrats de différence (*CfD*) et au plafonnement des aides à 200 millions £/an toutes technologies renouvelables confondues. Dans ce contexte, un développement plus modéré devrait se poursuivre sur la suite de l'horizon. La croissance devrait ainsi se limiter à quelques centaines de mégawatts par an, conformément à la trajectoire du scénario *Steady Progression* du dernier FES. La capacité installée devrait se rapprocher de 14 GW d'ici 2025.

Plus modestement, la **Belgique** et **l'Italie** poursuivent le développement de leur parc éolien terrestre à raison de quelques centaines de mégawatts par an.

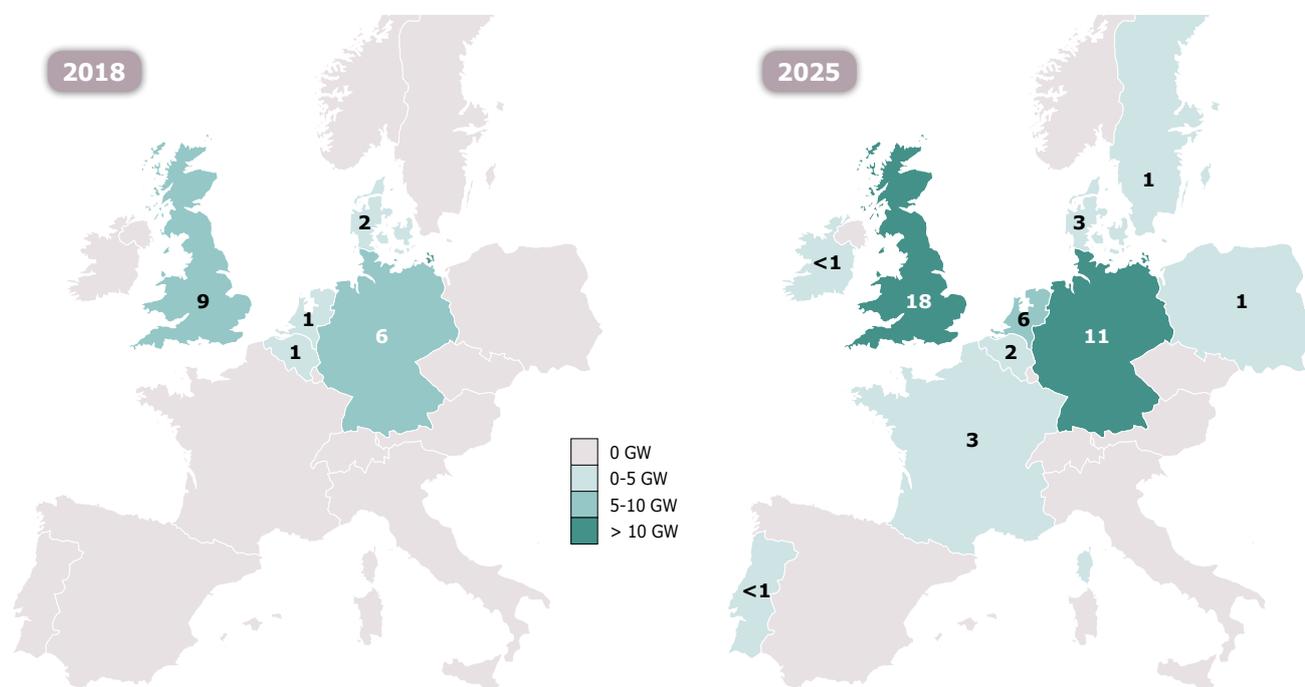
4.3.3 L'éolien en mer se développe en mer du Nord, avec la Grande-Bretagne et l'Allemagne en tête de file

Avec 8,5 GW de capacité installée au 31 décembre 2018, le parc éolien en mer en **Grande-Bretagne** est actuellement le plus important au monde. En 2018, le pays a produit 8% de son électricité grâce à ses parcs éoliens en mer, et le gouvernement britannique a fixé un objectif de 30% en 2030. La capacité installée devrait se rapprocher de 18 GW d'ici 2025 pour devenir la première filière renouvelable du pays.

En **Allemagne**, le parc d'éoliennes en mer s'établit à 6,4 GW au 31 décembre 2018. L'objectif de 6,5 GW initialement prévu par le gouvernement pour fin 2020 est ainsi atteint avec deux ans d'avance. Si cette dynamique se poursuit, la cible de 10,8 GW de capacité installée en 2025 publiée dans le NEP devrait être atteinte.

Le gouvernement des **Pays-Bas** affiche également des ambitions fortes pour la filière au travers de

Figure 4.8 Parc éolien en mer installé au 31 décembre 2018 et hypothèses d'évolution au 31 décembre 2025



son *Energieakkoord*, avec un objectif d'environ 6 GW de capacité installée en 2025, faisant du parc néerlandais le troisième plus grand d'Europe.

En **Belgique**, malgré une façade maritime relativement réduite, la capacité installée devrait doubler pour atteindre 2,2 GW d'ici 2025.

4.3.4 Un développement soutenu de la filière solaire attendu en Allemagne et en Espagne

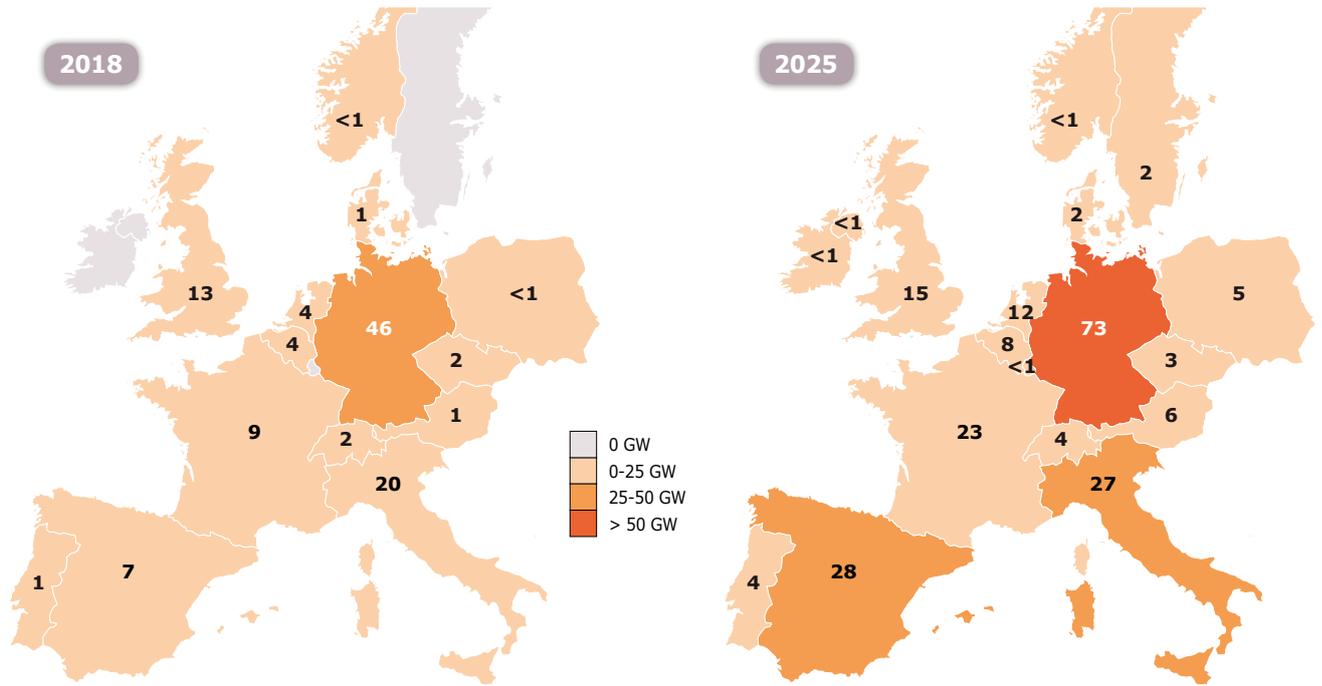
L'**Allemagne** dispose du parc solaire le plus important d'Europe avec 46 GW de puissance installée au 31 décembre 2018. Avec 2 GW installés, l'année 2018 s'inscrit dans la continuité des années passées mais n'atteint pas l'objectif d'accroissement annuel de 2,5 GW fixé par la loi EEG. Le NEP se veut encore plus ambitieux avec un rythme de croissance annuel de 3,8 GW permettant d'atteindre 73,3 GW en 2025. Le soutien de la filière passe notamment par la mise en place d'appels d'offres pour les installations

supérieures à 750 kWc et un régime de complément de rémunération pour les installations de taille inférieure.

En **Espagne**, après cinq années de gel du soutien aux énergies renouvelables, le gouvernement espagnol a lancé un appel d'offres conséquent en 2017, débloquant près de 24 GW de projets dans les différentes régions d'Espagne. En théorie, le parc installé devrait être multiplié par quatre d'ici 2025 passant de 7 GW à 28 GW. Cette nouvelle impulsion qui tranche avec la dynamique observée au cours des années passées est prise en compte dans le Bilan prévisionnel.

En **Italie**, la filière solaire occupe une place importante dans le mix de production avec près de 20 GW de capacité installée. Le pays poursuit ses investissements dans l'énergie solaire, avec pour ambition une croissance annuelle de l'ordre de 1 GW. L'impact sur la production est d'autant plus conséquent que les taux d'irradiation solaire sont en moyenne 20% plus élevés que dans l'Hexagone.

Figure 4.9 Parc solaire installé au 31 décembre 2018 et hypothèses d'évolution au 31 décembre 2025



En **Grande-Bretagne**, la filière solaire a connu un développement important en 2014 et 2015 puis le rythme s'est essouffé ces dernières années pour atteindre 13 GW de puissance installée fin 2018. Tout comme l'éolien terrestre, ce ralentissement devrait se poursuivre à moyen terme. Le parc devrait ainsi se rapprocher des 15 GW fin 2025, soit une croissance annuelle moyenne limitée à quelques centaines de mégawatts.

En **Belgique**, le gouvernement ambitionne une progression du parc solaire de l'ordre de 600 MW par an.

4.3.5 Une faible progression des bioénergies pour la production d'électricité

À l'image des objectifs du projet de PPE en France, la filière bioénergies ne fait pas l'objet d'ambitions fortes pour la production d'électricité dans le reste de l'Europe. Ainsi, d'ici à 2025, moins de 3 GW supplémentaires devraient être installés dans les pays voisins, permettant d'atteindre un peu plus de 23 GW de puissance installée dans ces pays. Certains pays, comme la **Belgique** pour la biomasse, envisagent même une baisse de la capacité installée à moyen terme.

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

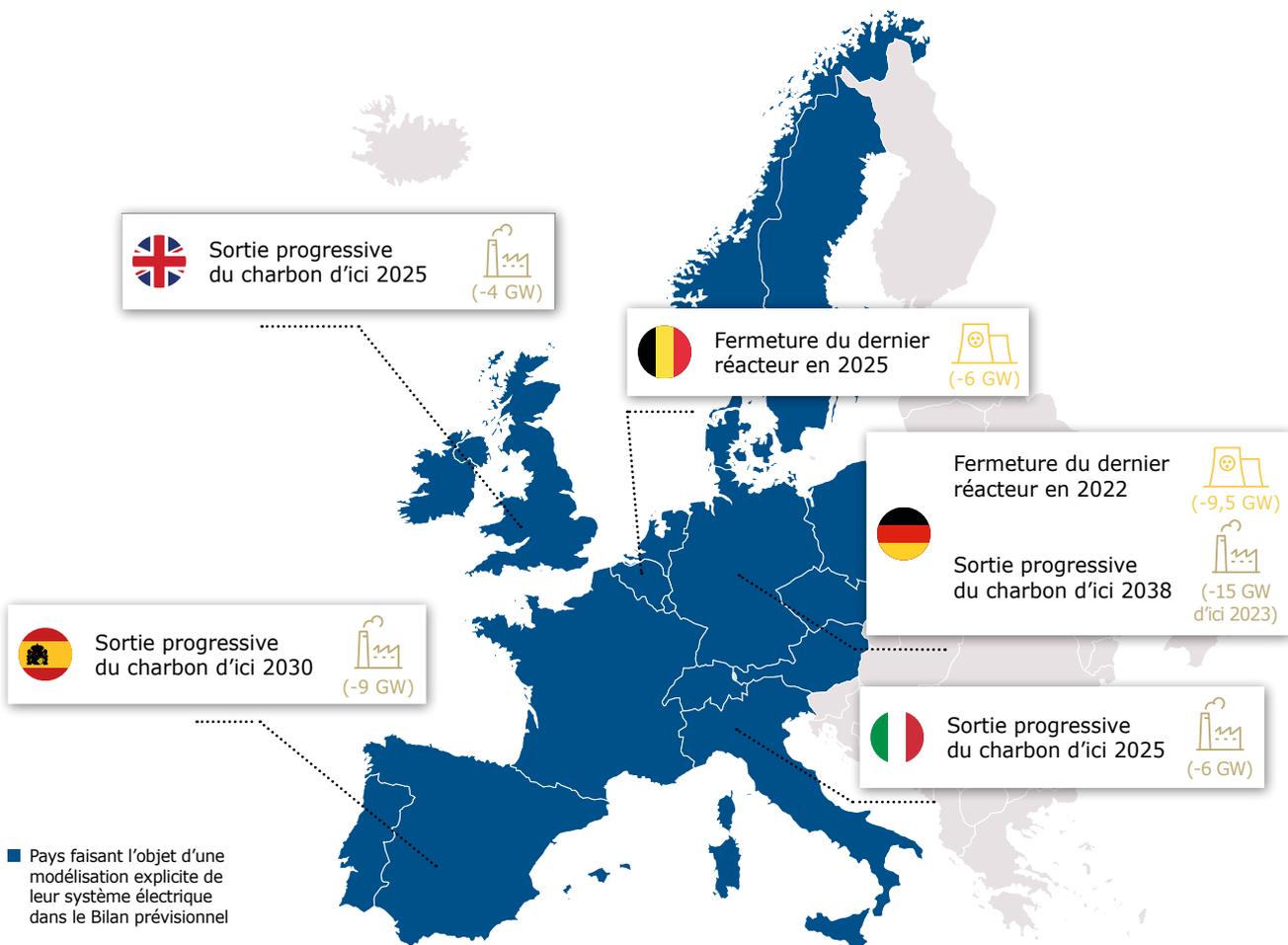
De manière générale, les plans nationaux énergie-climat élaborés par chaque État prévoient un déclassement rapide de moyens pilotables, accompagné d'une accélération du développement des énergies renouvelables.

À moyen terme, la tendance générale à la réduction du parc de grandes unités thermiques ou nucléaires se confirme. 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 en CO₂, 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 prévue du premier réacteur nucléaire en Belgique.

Figure 4.10 Principaux objectifs de déclassement des parcs thermiques en Europe



4.4.1 Des trajectoires d'évolution contrastées pour la filière nucléaire

Les politiques nationales concernant l'avenir de la filière nucléaire en Europe sont contrastées. Alors même que certains pays comme l'Allemagne ou la Belgique ont intégré un objectif de sortie du nucléaire dans leur politique énergétique, la Grande-Bretagne s'oriente vers un renouvellement de son parc avec la fermeture des plus anciennes installations et la construction de nouveaux réacteurs.

Les trajectoires d'évolution de la filière nucléaire retenues dans le cadre du Bilan prévisionnel sont basées sur les trajectoires publiques (dates de fermeture ou de mise en service).

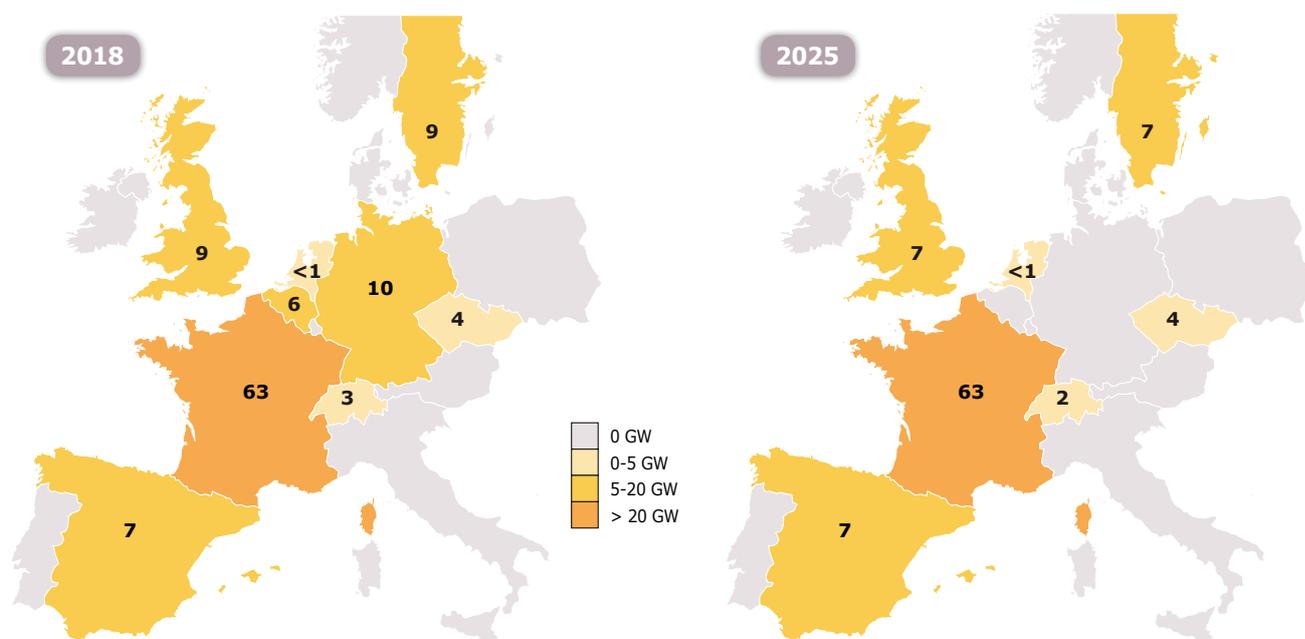
Un objectif de sortie du nucléaire à moyen terme en Allemagne et en Belgique

Suite à l'accident de la centrale de Fukushima Daiichi, l'**Allemagne** a modifié en 2011 sa stratégie

énergétique³⁷ en décidant de la fermeture immédiate et définitive de huit de ses dix-sept réacteurs nucléaires. Sur les neuf réacteurs restants après cette fermeture, un quota de production pour le reste de leur durée de vie d'exploitation a été appliqué³⁸ avant qu'ils ne soient progressivement mis à l'arrêt pour une fermeture complète du parc en 2022. Depuis, deux centrales (Grafenrheinfeld et Gundremmingen B) ont été arrêtées en Bavière en 2015 et 2017. Fin 2018, la capacité du parc nucléaire allemand est d'environ 9,5 GW, capacité qui sera encore réduite avec la fermeture de la centrale de Philippsburg 2 fin 2019.

La **Belgique** dispose de sept réacteurs nucléaires répartis sur deux sites (Doel et Tihange). En 2003, une loi prévoyant l'arrêt progressif de ces réacteurs au bout de 40 ans d'exploitation a été votée. Il est alors prévu de fermer les réacteurs les plus anciens, Doel 1 et 2 ainsi que Tihange 1 dès 2015, les quatre autres réacteurs (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) devant être arrêtés entre

Figure 4.11 Parc nucléaire installé au 31 décembre 2018 et hypothèses d'évolution au 31 décembre 2025



37. AtG 2011

38. Au 31 décembre 2013, ce quota imposait ainsi un maximum de 693 TWh de production sur le reste de la durée de vie d'exploitation des neuf réacteurs encore en fonctionnement.

2022 et 2025. Cette loi a été modifiée en 2013 et en 2015 pour prolonger la durée d'exploitation de 10 ans de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2. Le plan actuel de sortie du nucléaire défini par le gouvernement retient désormais une échéance de fermeture complète du parc en 2025 et une première mise à l'arrêt prévue à la fin de l'année 2022. Cette sortie définitive en 2025, bien que jugée trop hâtive par certains acteurs belges, est prise en compte dans le cas de base du Bilan prévisionnel, tout en intégrant la mise en service de nouveaux moyens de production (au gaz) dans le même temps en Belgique.

Des fermetures à plus long terme en Suisse, en Espagne et aux Pays-Bas, sans construction de nouveaux réacteurs

La **Suisse** s'est prononcée en 2017 en faveur d'une sortie progressive du nucléaire d'ici 2035. Les centrales nucléaires suisses (cinq réacteurs répartis sur quatre sites) disposent d'une autorisation d'exploitation illimitée dans le temps mais ne seront pas remplacées lorsqu'elles seront mises à l'arrêt. Fin 2019, la centrale de Mühleberg devrait être définitivement fermée.

L'**Espagne** dispose de sept réacteurs nucléaires, pour une capacité installée de l'ordre de 7 GW. Le pays a adopté une loi interdisant la construction de

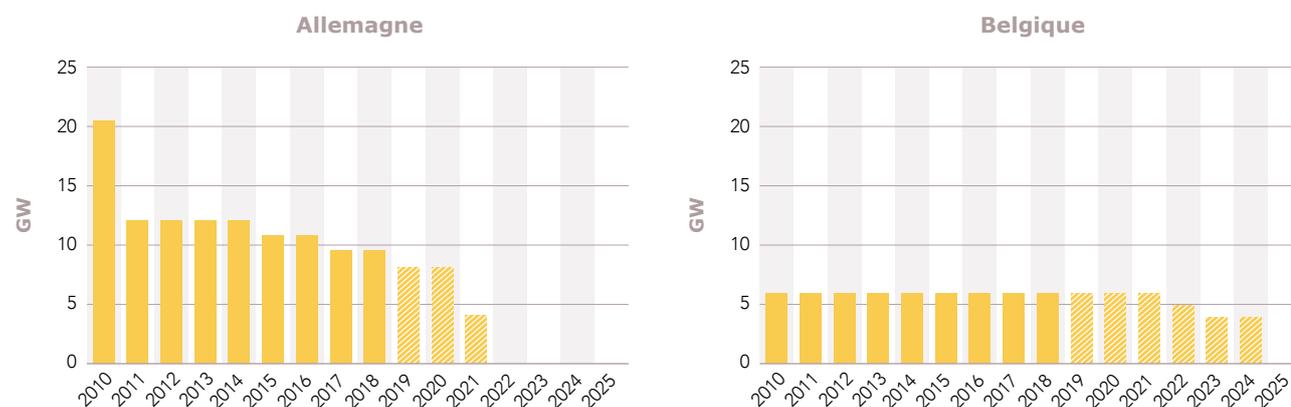
toute nouvelle centrale nucléaire. La prolongation d'exploitation des installations est soumise à un examen décennal et le gouvernement envisage de ne pas prolonger les réacteurs au-delà de 40 ans. Aucun déclassement n'est cependant envisagé d'ici 2025.

Les **Pays-Bas** ont également annoncé leur intention de déclasser le seul réacteur nucléaire encore en activité. Toutefois, ce déclassement ne devrait pas intervenir avant 2025.

De nouveaux réacteurs en projet en Grande-Bretagne

La **Grande-Bretagne**, avec 16 réacteurs en service pour environ 9 GW de puissance installée, dispose fin 2018 du troisième parc européen derrière la France et l'Allemagne. Pour faire face au vieillissement de son parc, le déclassement de plusieurs réacteurs est prévu d'ici 2025, avec la construction de nouveaux réacteurs avec des mises en service prévues à partir de 2025 (notamment, la construction de deux réacteurs de type EPR à Hinkley Point). Le gouvernement a préconisé en août 2018 un soutien aux petits réacteurs modulaires et les quatre scénarios du rapport *Future Energy Scenarios* publié par National Grid en 2019 envisagent une capacité nucléaire comprise entre 4,8 GW et 7,1 GW en 2025. L'hypothèse haute est retenue dans le cas de base du Bilan prévisionnel.

Figure 4.12 Évolution des capacités installées du parc nucléaire en Allemagne et en Belgique au 31 décembre de l'année (données historiques et projection)



Des ambitions multiples de développement de la filière à l'est du continent

Certains pays d'Europe de l'Est envisagent aussi la mise en service de réacteurs à plus ou moins court terme. Ainsi, la **Slovaquie** souhaite mettre en service deux nouveaux réacteurs dans sa centrale de Mochovce dans les prochains mois. Les gouvernements de **Pologne** et de **République Tchèque** envisagent aussi la création de nouveaux réacteurs, mais pour un horizon plus éloigné. En mai 2019, la **Bulgarie** a également lancé un appel à projets pour relancer la construction d'une deuxième centrale nucléaire, après avoir abandonné le projet en 2012.

4.4.2 Une sortie du charbon annoncée dans de nombreux pays

Pour limiter les émissions de gaz à effet de serre, la majorité des pays européens ont mis en place des politiques de réduction de leurs parcs charbon et lignite (de manière générale en fermant les unités existantes mais également en convertissant certaines unités à la biomasse). Toutefois, les

visions sont contrastées d'un pays à l'autre avec des rythmes de déclassement disparates.

Les trajectoires sont établies à partir des données collectées dans le cadre du MAF 2019, et réactualisées à partir des dernières annonces et objectifs publics. Ainsi en Allemagne, la trajectoire de déclassement est établie à partir des objectifs de la Commission charbon publiés en début d'année 2019.

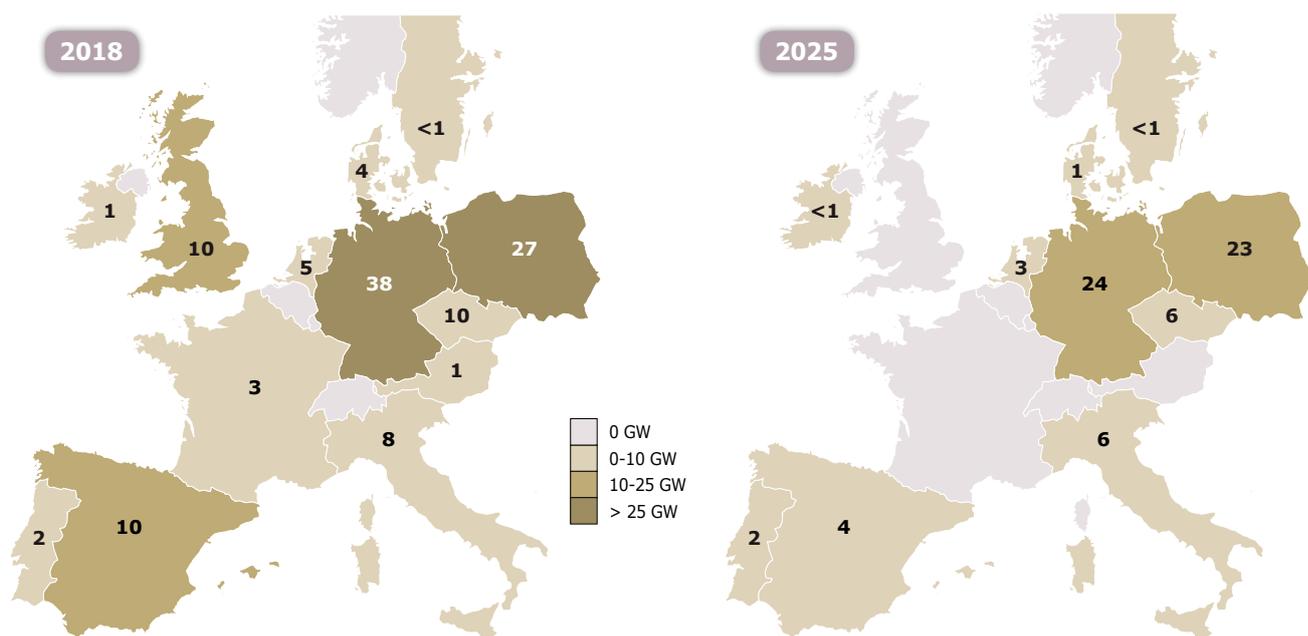
Sur l'ensemble du périmètre modélisé, de l'ordre de 56 GW de capacités charbon et lignite sont déclassées d'ici 2025.

Une sortie du charbon d'ici 2025 annoncée dans de nombreux pays

La **Belgique** a fermé sa dernière centrale au charbon en 2016, dont une partie a été convertie à la biomasse (environ 600 MW).

Après avoir déjà fermé plus de 15 GW entre 2012 et 2018, en **Grande-Bretagne**, le gouvernement a décidé de la sortie du charbon d'ici 2025 (le parc charbon représente environ 10 GW de capacité fin 2018). Ainsi, à moyen terme, les centrales au

Figure 4.13 Parcs charbon et lignite installés au 31 décembre 2018 et hypothèses d'évolution au 31 décembre 2025



charbon existantes devraient être soit fermées, soit concernées par des projets de conversion à la biomasse (comme par exemple la centrale de Drax³⁹). Cette échéance est reprise dans l'ensemble des scénarios du FES qui envisagent toutefois des rythmes de déclassement plus ou moins rapides. La trajectoire retenue dans le Bilan prévisionnel considère une fermeture complète du parc charbon britannique dès 2024.

Fin 2018, l'**Italie** a présenté sa stratégie énergétique nationale pour les dix prochaines années, avec pour objectif la sortie effective du charbon d'ici 2025 (soit une fermeture d'environ 6 GW de capacités). L'annonce de cette nouvelle cible n'a pas été intégrée dans l'exercice 2019 du MAF. En cohérence avec cette étude européenne, le Bilan prévisionnel ne retient pas, dans le cas de base, le déclassement du parc charbon. Toutefois, une variante étudie l'impact de la sortie du charbon en Italie sur la sécurité d'approvisionnement en France.

L'**Autriche** et l'**Irlande** ont aussi pris la décision de sortir du charbon et devraient fermer leur dernière centrale respectivement en 2020 et 2025, en dehors de quelques petites installations qui subsisteront au-delà de l'horizon de moyen terme.

Un déclassément progressif des centrales au charbon à plus long terme dans le reste de l'Europe

L'**Allemagne** dispose des parcs charbon et lignite les plus importants en Europe (respectivement 24 GW et 21 GW, hors unités intégrées aux dispositifs de réserve de l'ordre de 10 GW). La politique énergétique allemande, traduite dans l'exercice 2018 du NEP, vise à diviser par deux la capacité installée des parcs charbon et lignite d'ici 2025. Début 2019, ces ambitions ont été précisées par les travaux de la Commission charbon, avec des objectifs chiffrés de capacités présentes sur le marché de 15 GW pour le charbon et 15 GW pour le lignite en 2022, 8 GW et 9 GW à l'horizon 2030, et enfin une sortie complète annoncée pour 2038.

En marge de ces fermetures, une centrale au charbon de 1,1 GW est actuellement en construction (Datteln 4) et pourrait être opérationnelle à l'été 2020, malgré les vifs débats que cette perspective occasionne.

En **Espagne**, le parc charbon devrait se réduire considérablement sur l'horizon de moyen terme. La moitié des centrales en activité (9 GW de charbon et 1 GW de lignite) devraient être fermées d'ici 2020 ; le reste du parc devrait se réduire progressivement sans qu'une sortie complète du charbon ne soit à ce jour prévue avant 2030.

La **Pologne** dispose du deuxième parc charbon européen (27 GW) après l'Allemagne, lui permettant d'assurer les trois quarts de sa production nationale. Le pays s'est toutefois engagé dans une réduction progressive de son parc, avec pour première étape une fermeture d'environ 4 GW d'ici 2025.

Le **Portugal**, les **Pays-Bas**, le **Danemark** et la **République tchèque** affichent également des objectifs publics de fermeture progressive de leur parc charbon au-delà de 2025.

4.4.3 Une tendance à la stabilité pour les centrales au gaz

La réduction – ou fermeture – des parcs charbon et nucléaire s'accompagne, dans certains pays, de la mise en service de nouvelles capacités de production de semi-base.

L'**Italie** dispose du parc gaz le plus important en Europe. En cohérence avec le MAF 2019, ce parc est considéré globalement stable sur l'horizon de moyen terme dans le cas de base du Bilan prévisionnel. Néanmoins, dans l'optique d'une sortie du charbon d'ici 2025 comme annoncée par le gouvernement italien, de nouvelles centrales à cycle combiné au gaz pourraient être mises en service d'ici 2025 (de l'ordre de 3 GW d'après l'étude de sécurité d'approvisionnement publiée par le gestionnaire de réseau italien).

³⁹. En 2018, quatre des six unités de la centrale de Drax sont converties à la biomasse. Les deux unités restantes devraient à terme être remplacées par des unités aux gaz.

Entre 2020 et 2025, de nouvelles centrales à cycle combiné au gaz devraient être mises en service en **Grande-Bretagne**, principalement en remplacement d'unités au gaz plus anciennes.

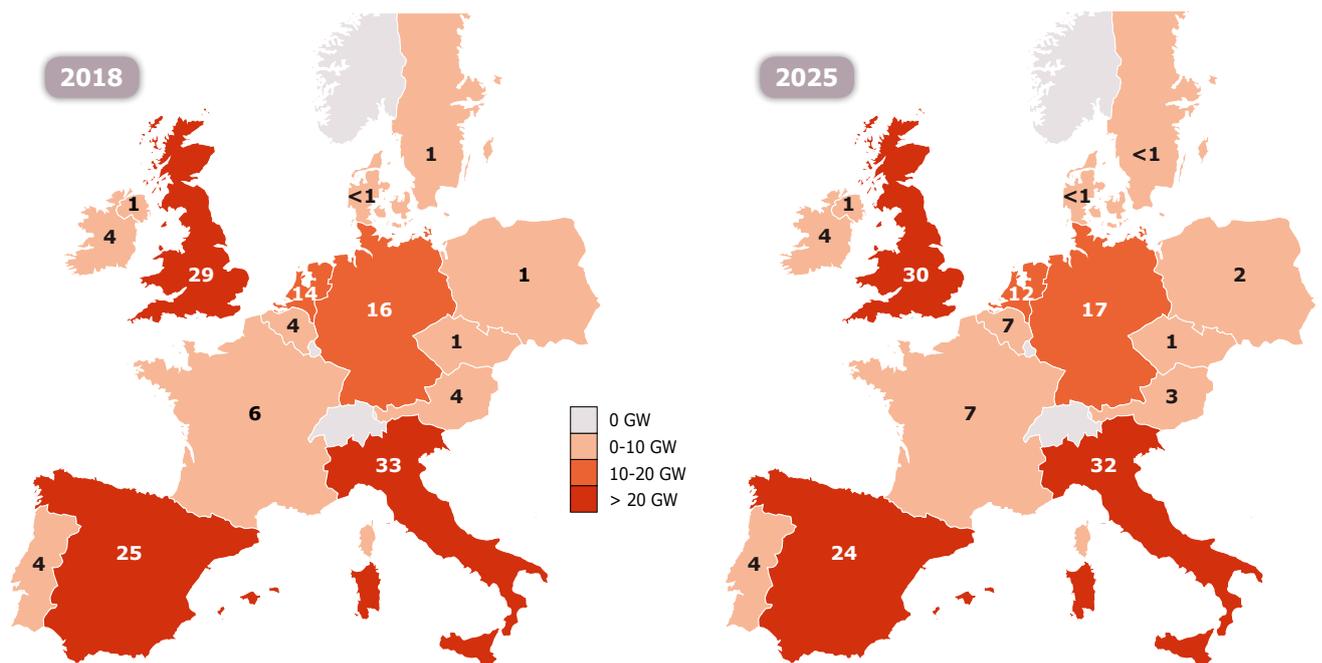
La stratégie de sortie du charbon en **Allemagne** intègre également la mise en service de nouvelles unités au gaz. Ainsi, 2,5 GW de nouveaux moyens sont attendus d'ici 2025 (centrales à cycle combiné au gaz et turbines à combustion).

La **Belgique**, comme mentionné dans l'étude d'équilibre offre-demande à 10 ans d'Elia, envisage la mise en service de 2,5 GW de centrales à

cycle combiné au gaz d'ici 2024, afin notamment de compenser la fermeture des derniers réacteurs nucléaires prévue à moyen terme. Un retard dans la mise en service de ces nouvelles unités conduirait toutefois probablement à un report de la fermeture des derniers réacteurs nucléaires et n'aurait alors qu'un impact relativement maîtrisé sur le diagnostic du Bilan prévisionnel.

Par ailleurs, bien que l'**Espagne** possède encore un parc globalement surcapacitaire, les dernières annonces du gouvernement espagnol n'envisagent pas d'érosion du parc au gaz avant 2030.

Figure 4.14 Parc de centrales à cycle combiné au gaz installé au 31 décembre 2018 et hypothèses d'évolution au 31 décembre 2025





**LE DIAGNOSTIC
D'ÉQUILIBRE
OFFRE-DEMANDE**

5. LE DIAGNOSTIC D'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

5.1 Une dynamique en trois périodes

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.

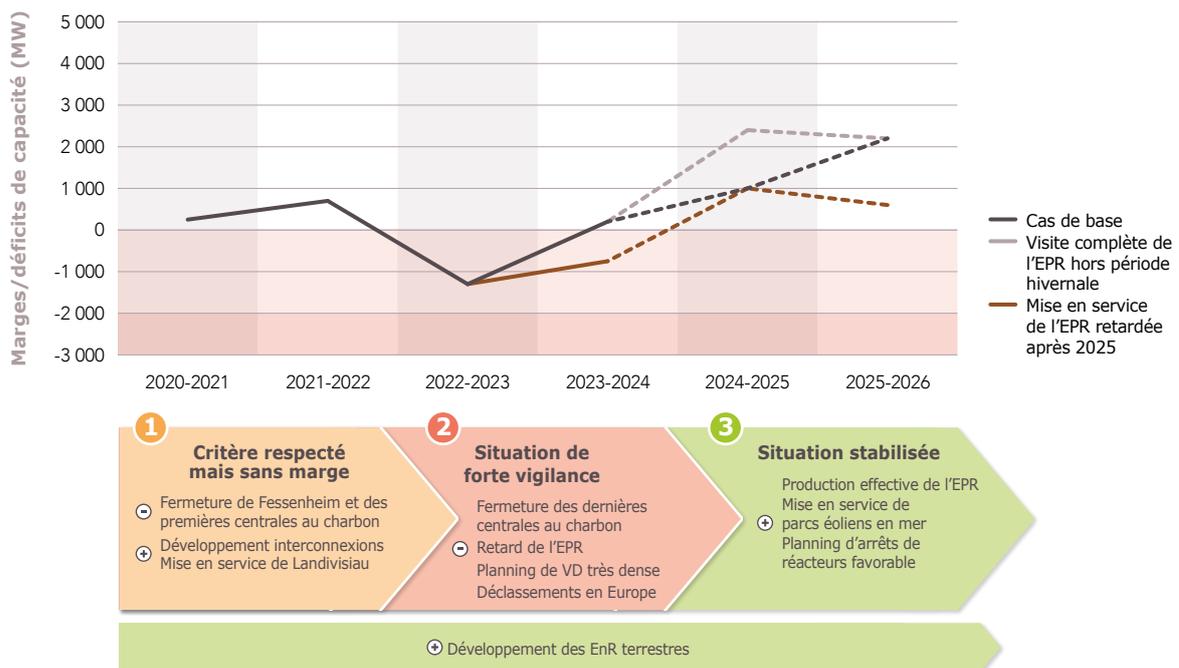
Ces fermetures s'effectuent dans un contexte où la mise en service de l'EPR de Flamanville est désormais durablement repoussée, où le parc nucléaire est engagé dans un programme de maintenance et

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 5.1 Évolution des marges dans le cas de base du Bilan prévisionnel



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

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 décarboné à plus de 90%). 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 vérifications suite au tremblement de terre du 11 novembre 2019). Des mouvements sociaux peuvent avoir 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 prévue. 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, tels 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'arrêt de réacteurs favorable sur le début 2020).

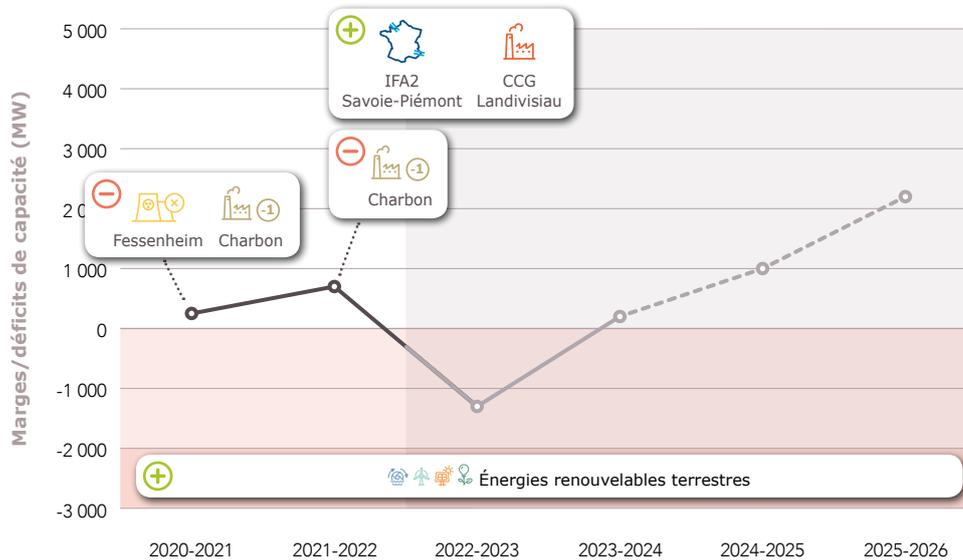
Les fermetures de la centrale nucléaire de Fessenheim prévue en 2020 et de trois premières centrales au charbon d'ici 2022 sont compatibles avec le respect du critère réglementaire dans la plupart des cas étudiés

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 la Grande-Bretagne 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.

Figure 5.2 Évolution des marges et principales évolutions du parc de production en France sur la période 2020-2022



5.1.2 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 des années 2021-2022, qui concentrent 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 capacité pilotable 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 de ces leviers.

Figure 5.3 Évolution des marges et principales évolutions du parc de production en France sur la période 2022-2024

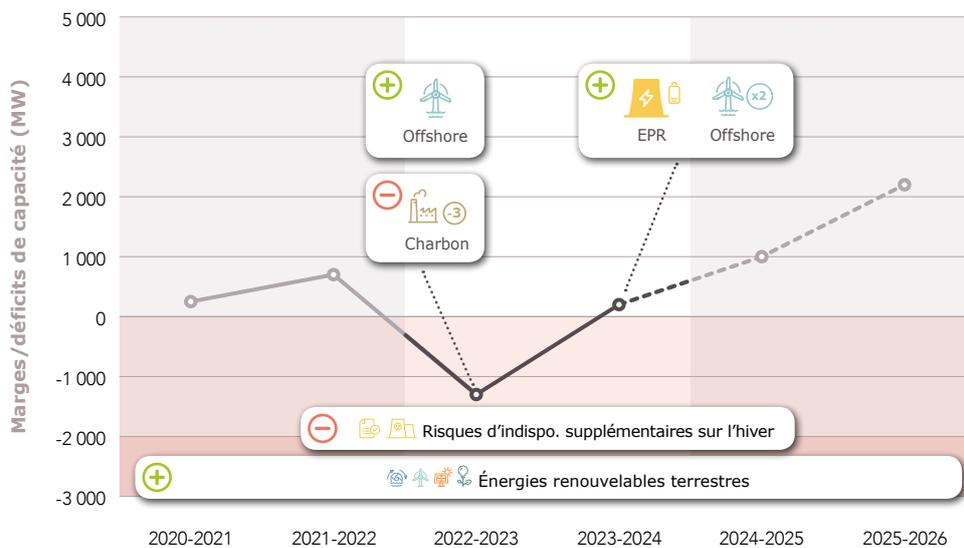
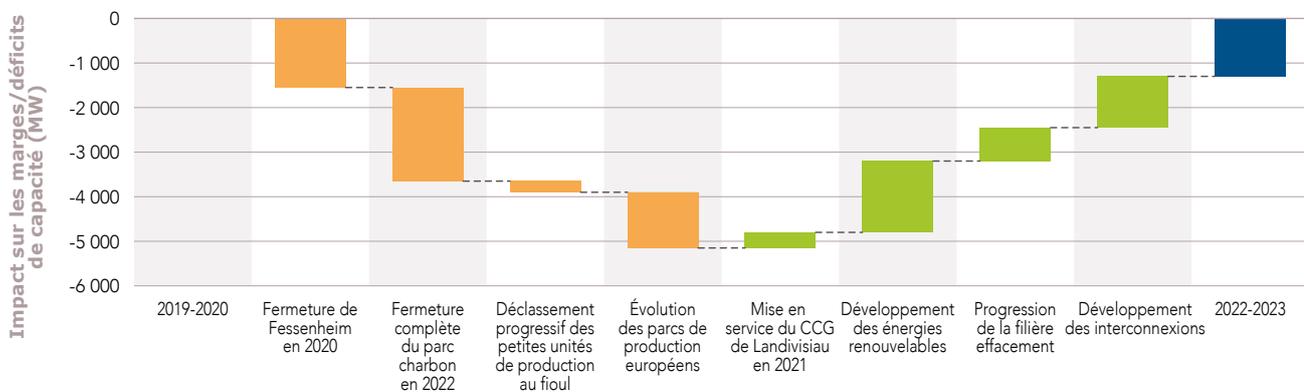


Figure 5.4 Principales évolutions sur le parc de production français entre 2019 et 2023 et impact sur les marges de capacité



5.1.3 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 (fort facteur de charge en moyenne).

Dans le cas où l’EPR de Flamanville serait effectivement mis en service en 2023, l’amélioration de la

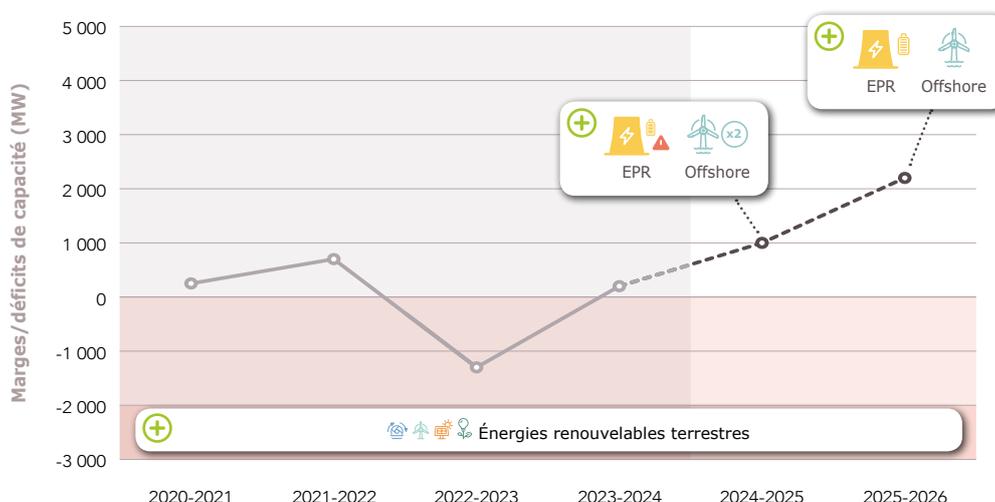
sécurité d’approvisionnement serait perceptible dès l’hiver suivant. Cette hypothèse suppose la tenue du calendrier de mise à niveau des soudures envisagé par EDF. De plus, la planification éventuelle d’arrêts longs de l’EPR au cours des premières années d’exploitation ne peut être exclue (première visite complète, changement du couvercle...) ⁴⁰. **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 de fonctionnement, 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.

Figure 5.5 Évolution des marges et principales évolutions du parc de production en France sur la période 2024-2026



⁴⁰. Dans une approche prudente, 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.

5.2 L'analyse détaillée de la sécurité d'alimentation de la France permet de hiérarchiser les risques au-delà du « critère des trois heures »

5.2.1 La signification du critère de sécurité d'approvisionnement nécessite d'être explicitée

Le niveau de sécurité d'approvisionnement est défini par un critère réglementaire

En France, la sécurité d'alimentation est évaluée par rapport à un critère public, prévu par la loi et fixé dans la réglementation. Ce critère est exprimé sous la forme d'une durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an.

Le cadre réglementaire appliqué à la sécurité d'approvisionnement repose ainsi explicitement sur un arbitrage collectif entre les bénéfices résultant d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement d'une part, et les coûts nécessaires pour y parvenir d'autre part. Ce critère signifie qu'un bon niveau de sécurité d'approvisionnement consiste en un dimensionnement du parc de production et des moyens de flexibilités de la consommation qui ne permet pas de couvrir certaines situations. En application de ce critère, des « situations de défaillance » peuvent être potentiellement rencontrées, sans que cela constitue un signe de mauvaise performance du parc de production.

Cette construction réglementaire n'est pas connue du grand public, et la perception générale des citoyens en cas de situation de tension sur l'approvisionnement pourrait être différente. Ainsi, des épisodes de tension conduisant à l'activation de leviers post marché (voir figure 5.12), qui sont en théorie le reflet d'un pilotage économique, sont fortement susceptibles d'être perçus comme relevant d'un échec technique.

Cette dissonance est problématique, car l'ensemble des dispositifs de diagnostic (le présent Bilan prévisionnel) ou de pilotage économique (le mécanisme de capacité) sont construits autour du

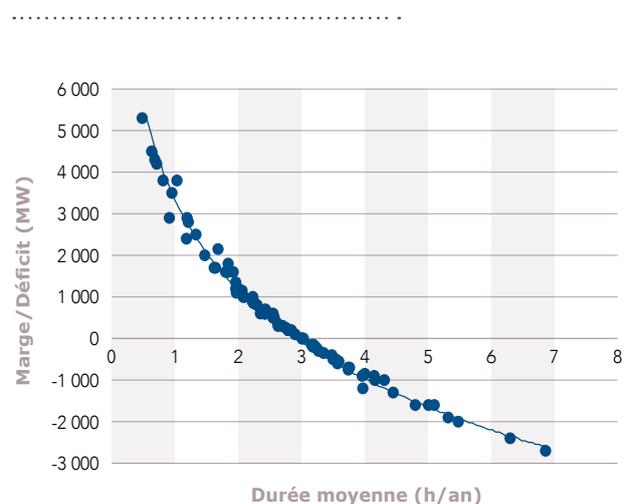
critère public de sécurité d'approvisionnement. Afin de contribuer à une meilleure compréhension du critère réglementaire et du diagnostic de sécurité d'alimentation en électricité, des éléments spécifiques aux situations de tension sont présentés dans cette partie.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être traduit en besoins de capacités pour le système électrique

Résumer le critère de sécurité d'approvisionnement à un unique nombre, exprimé en « nombre d'heures de défaillance », présente une difficulté commune d'interprétation : il n'est pas spontanément possible de le rapprocher des grandeurs habituellement utilisées (capacités de production) dans le débat public.

Pour remédier à ce risque, RTE présente depuis plusieurs années les résultats du Bilan prévisionnel sous la forme d'un volume de capacité en écart par rapport au critère (communément appelé « marge » lorsque le système satisfait le critère et

Figure 5.6 Relation entre durée de défaillance et marge ou déficit de capacité



«déficit» lorsque le système ne le respecte pas). La relation n'est toutefois pas linéaire, et résulte d'un abaque (cf. Figure 5.6) représentant la relation entre le nombre d'heures de défaillance et la marge ou le déficit estimé par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement actuel.

Ainsi une durée de défaillance de 5h par an, donc supérieure au critère public actuel des 3h, correspond à un déficit de puissance ; il conviendrait d'ajouter environ 1,6 GW de puissance parfaite⁴¹ pour revenir au «critère des trois heures».

À l'inverse, une durée de défaillance de l'ordre de 1h par an correspond à une marge de capacité et permettrait au système électrique français de satisfaire une consommation supplémentaire de 3,5 GW en bande tout en respectant le «critère des trois heures».

En conséquence, au vu du diagnostic présenté au paragraphe 5.1, ne pas engager de levier d'action pour maintenir le même niveau de sécurité d'approvisionnement qu'aujourd'hui conduirait à une espérance de défaillance d'environ 4h30 lors de l'hiver 2022-2023.

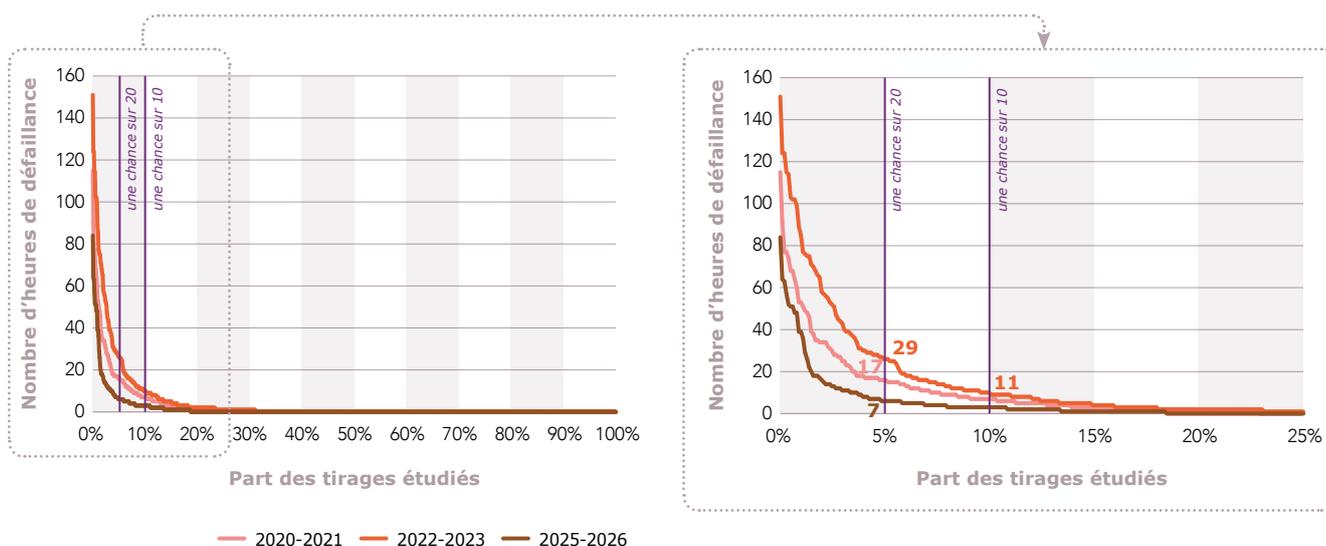
5.2.2 Le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ne garantit toutefois pas l'absence de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité

L'analyse de la dispersion permet d'enrichir la compréhension du risque

Comme évoqué précédemment, le «critère des trois heures» signifie qu'un bon niveau de sécurité d'approvisionnement repose sur un dimensionnement du parc ne permettant pas de couvrir l'intégralité des situations. Cette durée de trois heures repose sur une moyenne résultant d'une analyse probabiliste. Certaines combinaisons d'aléas peuvent ainsi conduire à des «situations de défaillance» au même titre que d'autres mèneraient à une absence de telles situations.

Le respect du critère n'implique donc pas une absence totale de risque de défaillance. Le nombre d'heures moyen de défaillance ne contient en effet pas l'intégralité des informations nécessaires pour refléter de manière parfaite le caractère représentatif de la configuration étudiée.

Figure 5.7 Distribution statistique des situations de défaillance sur les tirages



41. On appelle puissance parfaite une puissance disponible à tout instant, sans contrainte de stock.

Il est dès lors intéressant de représenter des indicateurs complémentaires permettant de décrire la dispersion statistique des résultats (nombre d'heures, énergie, durée continue).

À titre d'illustration, lors de l'hiver 2020-2021, pour lequel la configuration est sensiblement proche du critère public, environ un quart des cas simulés présentent au moins une heure de défaillance. En comparaison, la probabilité d'avoir au moins une heure de défaillance dans l'année atteint 31 % sur l'hiver 2022-2023 contre 19 % sur l'hiver 2025-2026.

Par ailleurs, certaines combinaisons d'aléas particulièrement défavorables conduisent à des durées de défaillance relativement élevées : il existe ainsi une chance sur vingt d'avoir près de 30 heures de défaillance lors de l'hiver le plus contraint, en 2022-2023.

Les situations de défaillance peuvent conduire à des déséquilibres de profondeurs très différentes

La profondeur de défaillance, définie comme la valeur du déséquilibre entre l'offre et la demande, est assez différente selon les configurations : par exemple parmi les situations de défaillance envisagées sur l'hiver 2022-2023 dans le cas de base (le plus critique), la puissance de défaillance moyenne est de l'ordre de 4,8 GW, avant activation des leviers post marché. Ce chiffre tombe toutefois en dessous de 2,2 GW pour un tiers des heures défaillantes. Ces situations de défaillance, moins profondes, pourraient être traitées par la seule activation de moyens post marché (hors délestage).

Les situations de défaillance ne sont pas systématiquement longues

L'hiver 2022-2023 apparaît comme le plus critique du diagnostic du Bilan prévisionnel. Sur cet hiver, la majorité des périodes de défaillance sont toutefois de courte durée : 70 % durent moins de trois heures, et 35 % ne durent même qu'une heure. Les situations qui présentent des durées de défaillance de plus d'une dizaine d'heures sont quant à elles exceptionnelles ; elles correspondent à des combinaisons d'aléas particulièrement défavorables sur une longue période.

Figure 5.8 Monotone de profondeur de défaillance (parmi les heures défaillantes)

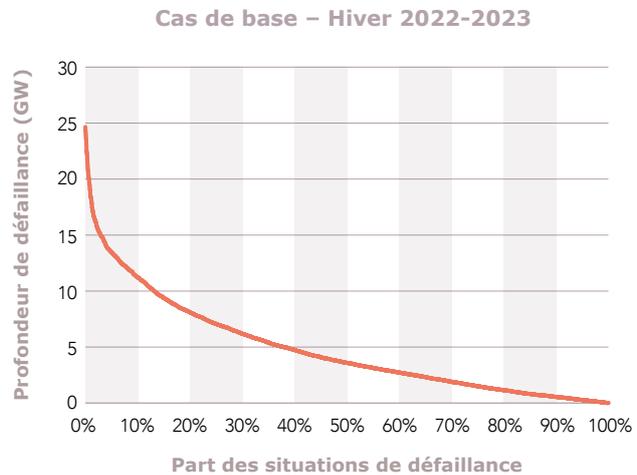
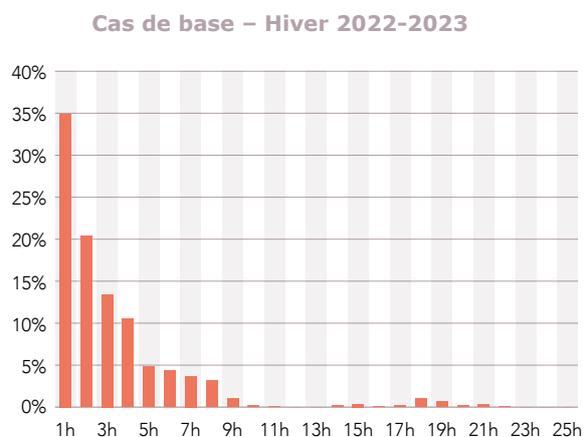


Figure 5.9 Répartition des périodes de défaillance selon leur durée (continue)



Cette analyse permet ainsi de modérer la perception négative associée à la notion de défaillance : une situation de défaillance doit être contrôlée et peut être ciblée et courte. Certaines situations peuvent en revanche présenter une criticité particulière du fait de leur durée ou du nombre de consommateurs impactés : ce sont celles qui doivent recueillir le plus d'attention.

L'influence des leviers post marché sur ces épisodes de tension est par ailleurs détaillé plus loin dans la suite de ce chapitre.

5.2.3 Le premier facteur de risque demeure la sensibilité de la consommation à la température et donc la survenue d'épisodes de grand froid

Des situations de défaillance corrélées aux vagues de froid

À moyen terme, la survenue de vagues de froid, impliquant des consommations très importantes du fait de la forte thermosensibilité du système français, demeure le premier facteur de risque. Le risque se concentre sur les mois d'hiver, et plus précisément sur le mois de janvier, qui présente à lui seul les trois quarts des heures de défaillance simulées dans les scénarios du Bilan prévisionnel.

Cette analyse est confirmée par les résultats du stress-test « vague de froid » présentés en 5.4.3, qui confirment la sensibilité de l'équilibre offre-demande aux périodes de basses températures.

Des situations de défaillance concentrées autour de la pointe de consommation du soir, mais aussi en matinée

Au sein de la journée, environ un tiers des situations de défaillance surviennent autour de la

pointe de consommation de 19h. Des situations de défaillance apparaissent aussi sur la plage du matin, entre 8h et 12h, pour environ un tiers des occurrences. En toute logique, ce profil horaire de défaillance correspond aux heures habituellement les plus chargées de la journée en période hivernale.

Figure 5.10 Répartition de la défaillance au sein de l'année

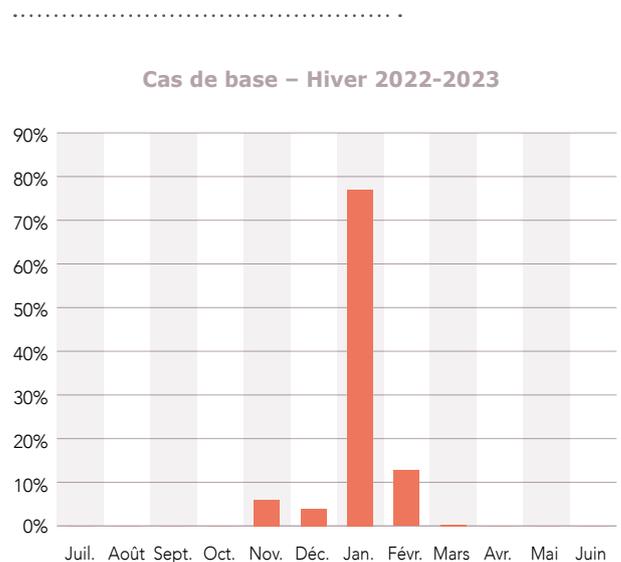
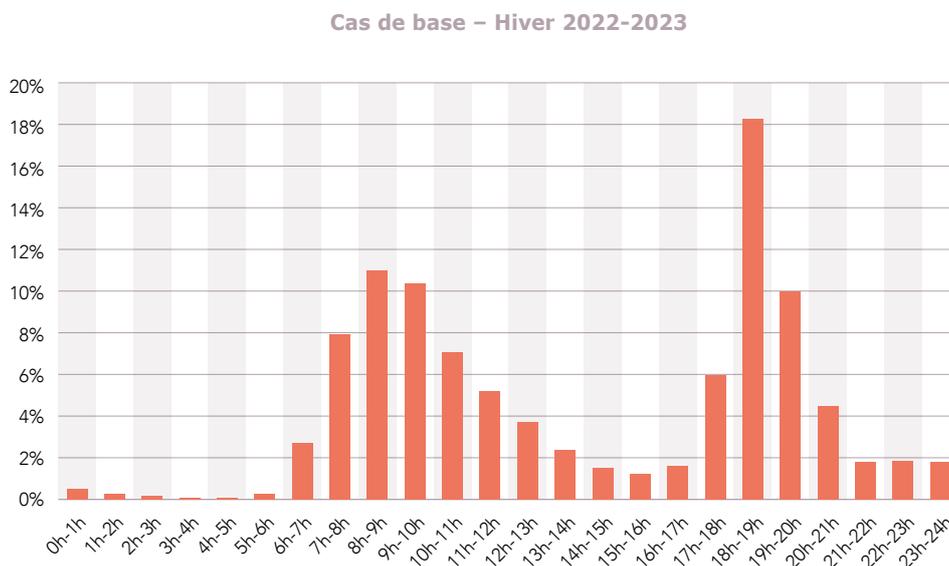


Figure 5.11 Répartition de la défaillance au sein de la journée



5.3 Les leviers post marché constituent un outil important pour réduire les situations de déséquilibre offre-demande

5.3.1 Les écarts par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement ne doivent pas faire l'objet d'un traitement binaire

Le respect du critère réglementaire n'est pas synonyme du « risque zéro »

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

Le critère de sécurité d'approvisionnement est une notion statistique : exploiter le réseau selon un standard défini revient à déterminer un risque de défaillance, notamment en situation de grand froid. Plus le niveau de sécurité exigé est élevé, mieux la collectivité est prémunie contre des coupures éventuelles, mais plus le coût de l'assurance est important.

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

Un catalogue de dispositifs post marché mieux structuré

Au cours des années passées, différents leviers d'exploitation du système dans des situations

dégradées ont été précisées et organisés. Ces moyens post marché (activation du service d'interruptibilité contractualisé avec certains sites industriels, baisse contrôlée de la tension sur les réseaux de distribution, etc.) constituent des dispositifs permettant ainsi de limiter fortement l'impact des situations de déséquilibre offre-demande sur le consommateur.

Les différents moyens post marché pouvant être activés par RTE préalablement à un délestage ciblé revêtent des caractéristiques très hétérogènes.

Certains leviers présentent déjà une bonne fiabilité :

- ▶ **la réduction de la tension sur les réseaux de distribution (« -5% Un »)** se traduit par une baisse de la puissance appelée de l'ordre de 3 à 4%, mais son application se limite à quelques heures consécutives. L'effet de cette mesure est peu perceptible par le consommateur (baisse légère de l'intensité lumineuse, etc.) ;
- ▶ **l'interruptibilité contractualisée auprès des gros consommateurs** permet une réduction du déséquilibre offre-demande, mais sur une durée limitée. L'efficacité de ce levier est avérée comme l'a montré l'activation de l'interruptibilité au cours du mois de janvier 2019. Il convient toutefois de préciser que cette activation faisait suite à un besoin d'équilibrage court terme du système électrique (stabilisation de la fréquence sur un délai de quelques secondes), et non au passage d'une pointe de consommation.

D'autres leviers possèdent des effets plus incertains :

- ▶ l'effet de l'appel aux **gestes citoyens** est aujourd'hui difficile à anticiper ;
- ▶ de même, les marges dégagées par **la sollicitation des gestionnaires de réseau voisins** sont incertaines : en effet, en situation de pénurie en France, les interconnexions peuvent par exemple être saturées en import ou bien les pays voisins peuvent être aussi en situation de pénurie ;

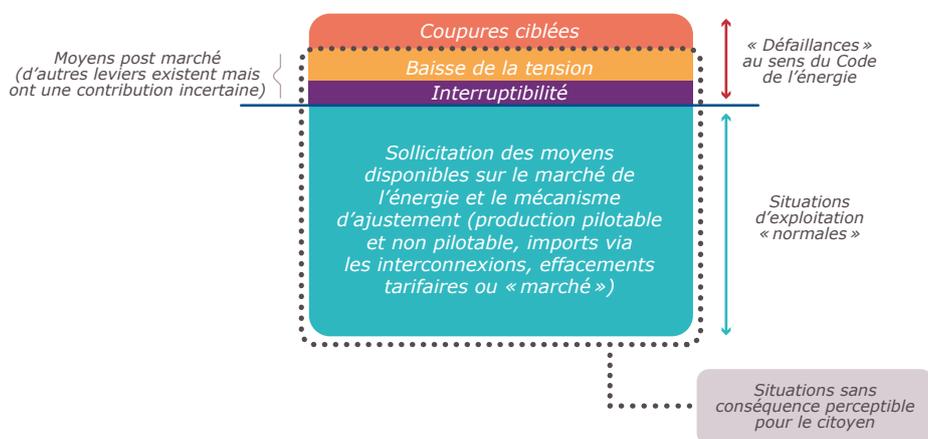
- **la dégradation des marges d'exploitation** (normalement dédiées à la reconstitution des réserves primaires et secondaires) peut rendre le système vulnérable à un aléa et ne peut donc être utilisée que dans certains cas particuliers.

Le recours à ces moyens post marché doit être dédramatisé, dans la mesure où il correspond à des leviers d'exploitation qui sont sans conséquence perceptible sur le citoyen.

Il existe donc un enjeu à faciliter son acceptation collective pour dégager des marges de manœuvre sur le mix électrique.

Par ailleurs, le délestage intervient en dernier recours pour assurer la sauvegarde du système électrique en cas de déficit de marges. Il s'agit en pratique de délestage tournant permettant de «couper» des zones pendant la durée la plus courte possible, le temps de retrouver la stabilité du système électrique.

Figure 5.12 Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande et éviter le recours aux coupures de consommation



➤ Le dispositif d'interruptibilité

Initialement prévu par la loi NOME, le dispositif d'interruptibilité a été créé pour gérer des situations critiques exceptionnelles d'exploitation du système électrique. Par ce dispositif, RTE peut interrompre un ou plusieurs consommateurs industriels raccordés au réseau public de transport d'électricité en moins de 5 ou 30 secondes.

Au total, 1 335 MW ont été contractualisés via un appel d'offres pour l'année 2020 et sont activables selon les critères suivants :

- activation simultanée de tous les sites via un automate, sur critère d'écart de fréquence à la baisse de plus de 180 mHz (résultat d'un déséquilibre offre-demande) ;
- activation manuelle par le dispatching, site

à site en fonction des besoins locaux.

Tout site de soutirage raccordé sur le réseau de transport, d'une puissance souscrite supérieure à un certain seuil (40 MW ou 25 MW selon les caractéristiques d'activation) et dont le processus permet d'interrompre sa consommation (passage en dessous d'une puissance plafond) en moins de 5 ou 30 secondes, est éligible au dispositif d'interruptibilité.

En 2019, le dispositif a été activé deux fois en janvier et une seconde fois en octobre. Dans les deux cas, l'activation a été réalisée sur critère d'écart de fréquence

5.3.2 Les dispositifs post marché réduisent les risques de recours au délestage

Dans tous les cas, les situations identifiées comme relevant de la « défaillance » au sens du Code de l'énergie ne sont pas synonymes d'un blackout et peuvent être traitées de manière maîtrisée.

Une précision du critère public à la notion de délestage dans le projet de PPE de 2019

Le projet de décret relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie, publié en février 2019, vise à préciser le critère légal de sécurité d'approvisionnement. Ce nouveau critère est ainsi exprimé sous la forme d'**une durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an** dans la lignée du critère actuel, mais aussi sous la forme d'**une durée de délestage, devant rester sous le seuil de deux heures par an en espérance**. Une analyse de l'impact des dispositifs post marché permet de montrer que ces deux critères sont globalement équivalents dans la configuration actuelle.

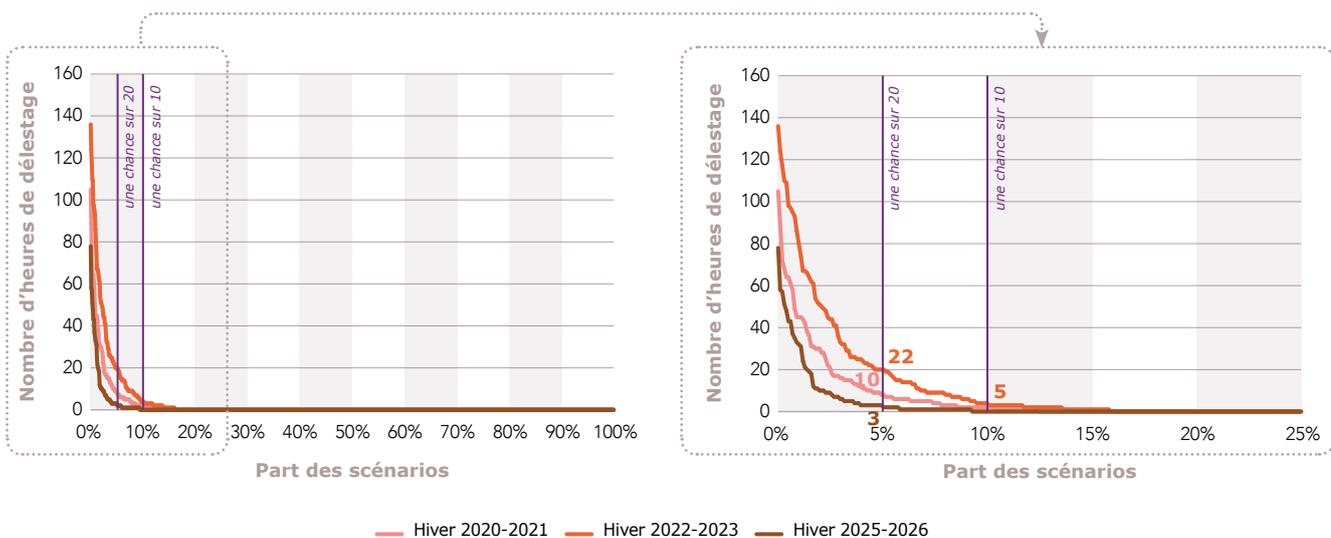
Les situations de défaillance peuvent être en partie résorbées par l'activation des leviers post marché

Dans la configuration du cas de base, le risque d'avoir au moins une heure de défaillance sur l'hiver 2022-2023 est de l'ordre de 31% tandis que la probabilité de rencontrer au moins une situation de délestage lors de ce même hiver diminue à environ 16%. En comparaison, lors de l'hiver 2020-2021 pour lequel le niveau de sécurité d'approvisionnement est proche de celui du critère public, la probabilité d'occurrence de défaillance au moins une fois dans l'année est de l'ordre de 25% et celle d'avoir recours au délestage est de 13%.

Selon les configurations, les leviers post marché permettent de résorber entre 25 et 35% des situations de défaillance en amont du délestage localisé.

La profondeur moyenne des déséquilibres est ainsi mécaniquement réduite grâce à l'activation de ces leviers. Ainsi, parmi les situations identifiées comme « défaillances » sur l'hiver 2022-2023, la profondeur moyenne des déséquilibres restants est ainsi réduite à 3,5 GW après l'activation des moyens post marché, contre 4,8 GW initialement.

Figure 5.13 Distribution statistique des situations de délestage sur les tirages



Par ailleurs, **l'activation de ces moyens permet de réduire essentiellement les déséquilibres de courte durée** : ainsi, **la moitié des situations de défaillance de moins de trois heures sont résorbées par les leviers post marché**. Cette analyse confirme que la mise en œuvre de ces moyens

permet le passage de pointes de consommation élevées, mais n'a pas vocation à remédier aux déséquilibres entre l'offre de production et la demande sur de longues durées : parmi les situations de défaillance de plus de trois heures, seulement une sur dix est résolue par l'activation de ces leviers.

Figure 5.14 Influence des leviers post marché sur la profondeur de déséquilibre offre-demande (parmi les heures « en déséquilibre »)

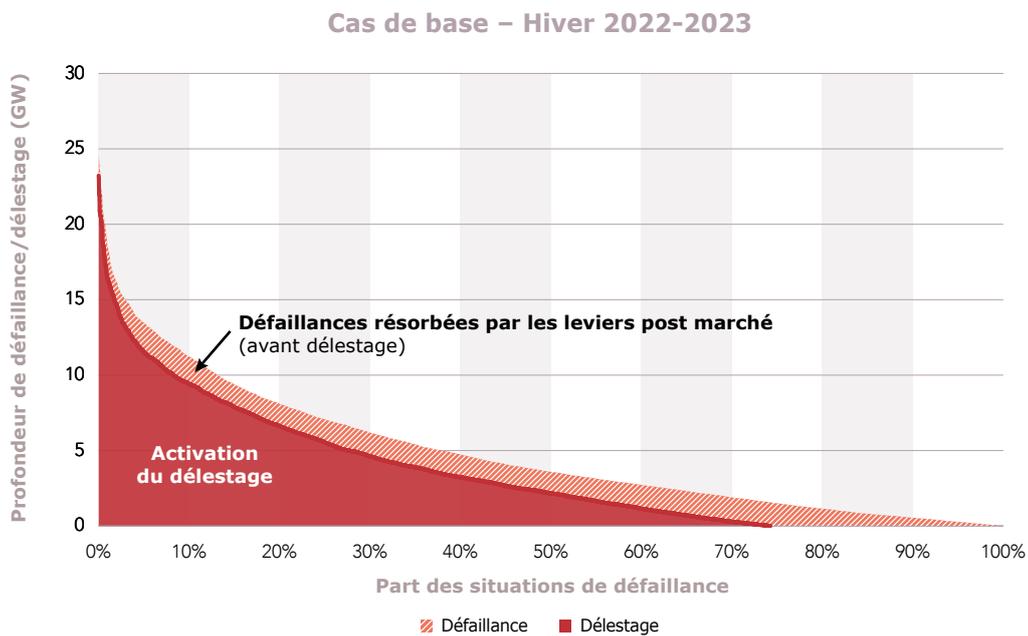
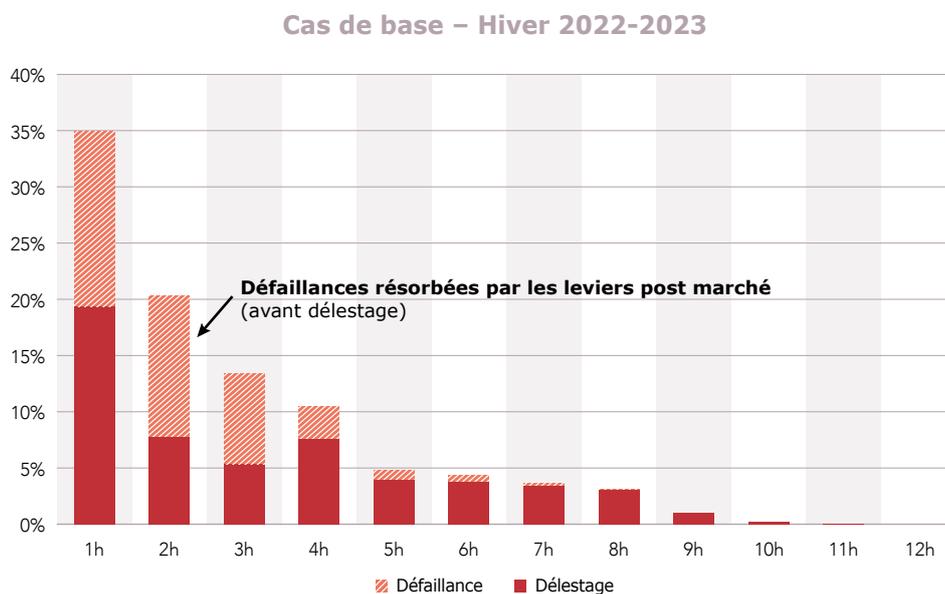


Figure 5.15 Influence des leviers post marché sur la durée (continue) des épisodes de déséquilibre offre-demande



5.4 Les stress tests permettent d'illustrer les risques les plus critiques

Les analyses probabilistes telles que restituées dans le reste de ce chapitre peuvent ne pas être suffisantes pour permettre une compréhension adéquate des facteurs de risque les plus importants pour le système. En complément des indicateurs réglementaires, une approche visant à caractériser la résilience du système à des situations particulièrement contraignantes, au travers de plusieurs « stress tests », est donc utile. Ces stress tests, identifiés comme des points clés lors de la concertation auprès des parties prenantes intéressées, se fondent sur des configurations effectivement rencontrées au cours des dernières années :

- ▶ **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 ;
- ▶ **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) ;
- ▶ **des vagues de froid impliquant des niveaux de consommation importants, notamment la 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, ou des vagues de froid précoces et tardives.

L'élaboration des stress tests repose sur une approche « normalisée » pour déterminer les situations historiques à étudier

Un stress test comporte, par nature, une part d'arbitraire sur son dimensionnement, par exemple sur la manière de déterminer :

- ▶ le nombre de tranches nucléaires indisponibles simultanément : aucun consensus n'a émergé lors de la concertation publique ;
- ▶ le facteur de charge éolien minimal : plus ou moins important selon la zone étudiée (France, Europe) et/ou la durée d'observation (plusieurs heures à plusieurs jours consécutifs).

Par ailleurs, étudier la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement à moyen terme à partir de données historiques pose la question de la représentativité des données à considérer :

- ▶ la capacité installée du parc nucléaire français, bien que globalement stable depuis 2000⁴², fait face à une disponibilité en baisse ces dernières années (cf. 5.4.1). Cette plus faible disponibilité devrait *a priori* se poursuivre à moyen terme ;
- ▶ le parc éolien terrestre se développe progressivement depuis 2003, tant en capacité installée qu'en matière de foisonnement géographique ;
- ▶ du fait du réchauffement climatique, le climat des années 1980 (marqué par deux vagues de froid bien plus intenses que celle de 2012) n'est pas nécessairement représentatif de celui de la décennie prochaine.

Pour pallier les difficultés inhérentes aux choix des stress tests, le Bilan prévisionnel a adopté **une approche « normalisée » pour déterminer les situations historiques à étudier**.

- ▶ Les stress tests sont définis à partir des situations les plus contraignantes pour le système, choisies sur une période de référence globalement centrée sur le « cœur de l'hiver »⁴³.
- ▶ Les stress tests sont fondés sur un historique de données récent, représentatif du système électrique actuel (disponibilité nucléaire, foisonnement des énergies renouvelables), constitué des trois derniers hivers pour les stress tests focalisés sur les productions nucléaire et éolienne.
- ▶ Pour chaque stress test, la semaine présentant les caractéristiques les plus défavorables

⁴². À l'exclusion du surgénérateur Phénix arrêté en 2010 et des augmentations de puissance de certains réacteurs du palier 900 MW

⁴³. Du 4 décembre au 18 février pour un calendrier normalisé avec un lundi au 1^{er} janvier (période centrée autour de la 2^e semaine de janvier, semaine de risque maximal pour le système électrique)

est retenue (disponibilité nucléaire minimale, facteurs de charge éoliens les plus faibles et consommation la plus élevée).

Chaque situation est alors rejouée sur le système électrique projeté en début et milieu d'horizon, durant la semaine la plus critique de l'analyse (deuxième semaine de janvier), en figeant les paramètres propres au stress test ciblé (les autres aléas sont inchangés).

5.4.1 Un défaut générique sur le parc nucléaire impacte fortement la sécurité d'approvisionnement

Le planning pluriannuel des arrêts programmés des réacteurs nucléaires construit par EDF, rendu public trois ans en amont et réactualisé régulièrement, permet généralement, au regard des autres hypothèses, de respecter le critère d'approvisionnement, en maximisant la disponibilité du parc nucléaire au cœur de l'hiver.

À l'approche ou durant l'hiver, des événements exceptionnels et imprévisibles amènent cependant régulièrement l'exploitant à modifier sa

programmation, à subir des arrêts fortuits en temps réel ou à prolonger des arrêts en cours au-delà de ce qui était prévu initialement dans le planning.

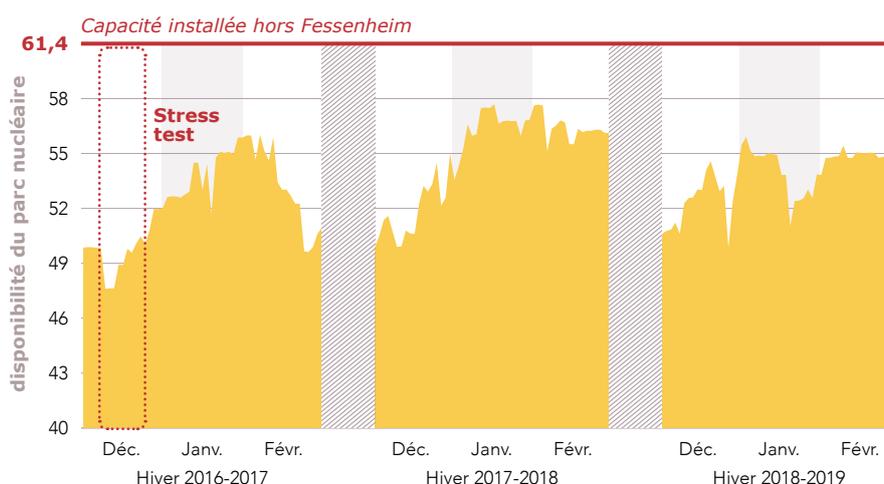
Ces nouveaux arrêts peuvent, dans certains cas, affecter plusieurs réacteurs simultanément et ainsi diminuer de plusieurs gigawatts la puissance disponible du parc nucléaire.

L'arrêt simultané de nombreux réacteurs en fin d'année 2016 a affecté significativement la disponibilité du parc nucléaire

L'analyse de l'historique montre ainsi que la disponibilité du parc nucléaire – sans les deux réacteurs de Fessenheim⁴⁴ – a atteint son plus bas niveau hivernal lors de la troisième semaine de décembre 2016. La puissance moyenne disponible lors des jours ouvrés était alors de l'ordre de 48 GW, bien en dessous de la puissance moyenne observée lors des jours ouvrés pour les trois derniers hivers proche de 54 GW.

Un défaut générique nécessitant une campagne de contrôle d'envergure et l'arrêt simultané de nombreux réacteurs a en effet affecté la disponibilité du parc en fin d'année 2016⁴⁵. Du 12 au 16 décembre

Figure 5.16 Disponibilité moyenne journalière lors des jours ouvrés, hors Fessenheim



44. Les deux réacteurs de Fessenheim seront arrêtés en 2020 et ne sont donc pas présents dans les différentes analyses de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel

45. En 2016, à la demande de l'ASN une campagne de contrôle a été menée sur dix réacteurs du palier 900 MW et deux réacteurs de palier 1450 MW pour évaluer la résistance mécanique des générateurs de vapeur fabriqués par Japan Casting and Forging Corporation.

2016, la disponibilité du parc nucléaire était ainsi amputée de :

- ▶ 2 réacteurs en arrêt pour visite décennale (Gravelines 5, Paluel 2) ;
- ▶ 10 réacteurs en arrêts planifiés hors visite décennale (Bugey 3, 4 et 5, Dampierre 3, Gravelines 2, Tricastin 1, 3 et 4, Cattenom 3, Civaux 2) ;
- ▶ 1 réacteur en arrêt fortuit une partie de la semaine (Cattenom 4).

Dans le cas où la disponibilité du parc nucléaire serait dégradée comme durant l'hiver 2016-2017, la probabilité de devoir faire appel aux moyens exceptionnels serait doublée

La faible disponibilité du parc nucléaire constatée en fin d'année 2016 constitue un événement exceptionnel. La sensibilité du diagnostic à ce type de situation est évaluée en «rejouant» la disponibilité nucléaire historique du 12 au 16 décembre 2016, sans Fessenheim, lors de la semaine la plus critique de l'étude (2^e semaine de janvier) ; les autres aléas sont maintenus.

Dans cette configuration, **la probabilité de faire appel aux moyens post marché** lors de la semaine la plus critique **serait doublée** passant à environ 23% pour les hivers 2020-2021 ou 2022-2023, contre environ 8% à 11% sous les hypothèses du cas de base.

Cette analyse illustre la forte dépendance de la sécurité d'alimentation à la disponibilité du parc nucléaire. Cette dépendance évoluera à l'avenir en fonction de la diversification du mix électrique.

5.4.2 L'influence des situations de vent faible sur la sécurité d'approvisionnement croît à moyen terme, a fortiori lorsque ces épisodes touchent aussi les pays voisins

En France, la capacité installée du parc éolien devrait atteindre 18 GW fin 2020 et dépasser celle de la filière thermique fossile. La filière éolienne se positionnera

alors en troisième position, en termes de capacités installées, après le nucléaire et l'hydraulique.

En Europe de l'Ouest, au périmètre modélisé par le Bilan prévisionnel, cette filière se positionne déjà en deuxième position derrière le thermique fossile avec 170 GW de capacités installées et pourrait devenir la filière la plus importante d'ici 2025, avec plus de 225 GW prévus.

Le caractère intermittent de la production éolienne soulève régulièrement des interrogations sur les conséquences d'épisodes de vent faible sur la sécurité d'approvisionnement. La robustesse du diagnostic à des situations de vent faible doit être étudiée.

Des situations de vent très faible ont été observées en France et en Europe

L'analyse des données des trois derniers hivers illustre la variabilité de la production éolienne, en France et dans les pays voisins :

- ▶ en France, le facteur de charge de l'éolien terrestre observé varie, en moyenne glissante sur cinq jours, de 6% à 65% ;
- ▶ la variabilité du facteur de charge éolien se révèle moins importante sur un périmètre élargi aux pays voisins de la France⁴⁶, en raison du foisonnement spatial des aléas climatiques : après pondération de la capacité installée, en moyenne glissante sur cinq jours, le facteur de charge éolien varie entre 13% et 50%.

Deux périodes de vent très faible peuvent être identifiées et sont retenues pour l'analyse :

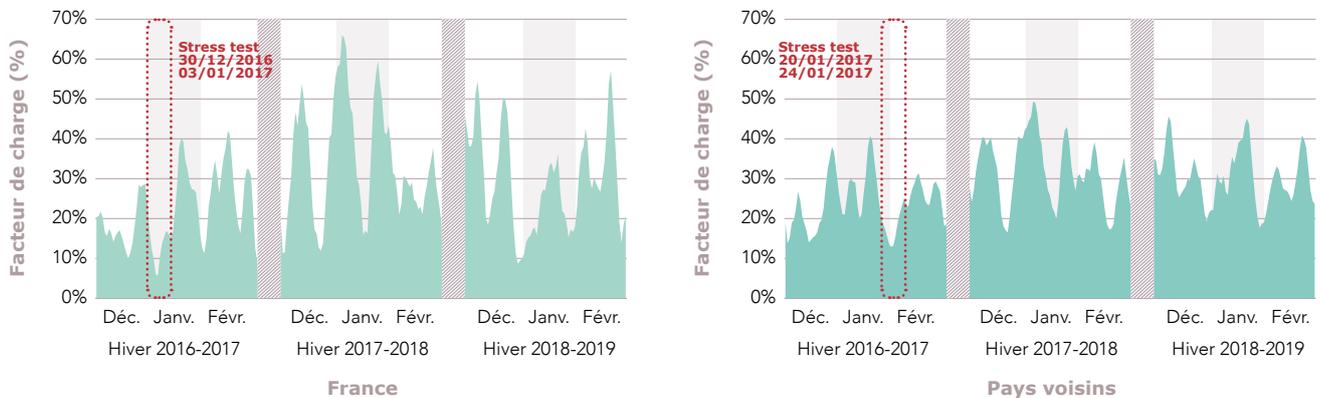
- ▶ la période du 30 décembre 2016 au 3 janvier 2017 est caractérisée par un facteur de charge éolien très faible en France, de l'ordre de 6% en moyenne, avec un minimum de l'ordre de 1%, provoquant des creux de production ponctuellement inférieur à 100 MW, et un maximum de 21%⁴⁷ ;
- ▶ la période du 20 au 24 janvier 2017 est caractérisée par un très faible facteur de charge éolien pondéré en France et chez ses principaux voisins, d'environ 13% en moyenne, avec un minimum inférieur à 9% et un maximum de l'ordre de 17%⁴⁸.

⁴⁶. France, Allemagne, Grande-Bretagne, Italie et Espagne

⁴⁷. La puissance installée en France était alors d'environ 11,7 GW

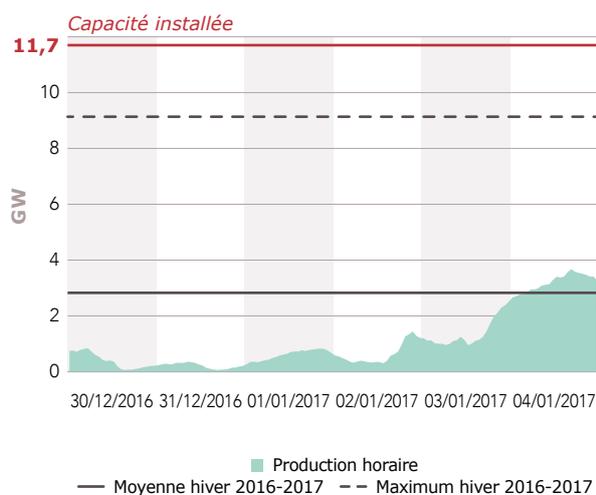
⁴⁸. La puissance cumulée installée en France, Grande-Bretagne, Allemagne, Italie et Espagne était alors d'environ 108 GW

Figure 5.17 Facteurs de charge éolien observés en hiver, en France (à gauche) et en intégrant ses principaux voisins⁴⁹ (à droite)



Le foisonnement spatial des conditions climatiques, influant la production d'origine éolienne, s'illustre par un facteur de charge pondéré moins variable que celui de chaque pays pris indépendamment. Sur la semaine étudiée, les pays du sud de l'Europe compensent en partie les faibles facteurs de charge observés en France, en Grande-Bretagne ou en Allemagne (cf. Figure 5.17).

Figure 5.18 Production éolienne horaire en France du 30 décembre 2016 au 4 janvier 2017



La dépendance de la sécurité d’approvisionnement aux situations de vent faible s’accroît, principalement lors des épisodes impactant l’Europe de l’Ouest

La sensibilité du diagnostic à des situations de vent faible est évaluée en «rejouant» les facteurs de charge éoliens observés sur les semaines historiques identifiées, pour la France et ses principaux voisins⁵⁰, lors de la semaine la plus critique de l'étude (2^e semaine de janvier) ; les autres aléas sont maintenus.

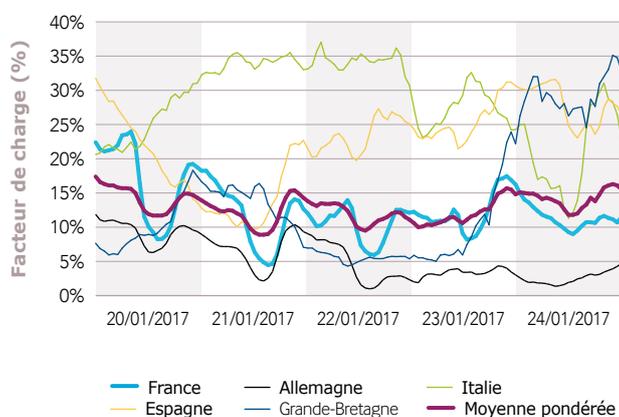
À court terme, les deux stress tests (vent faible en France ou en Europe de l’Ouest) ont des impacts similaires. Dans ces configurations, la probabilité de faire appel aux moyens post marché augmenterait légèrement, atteignant environ 10% lors de la semaine la plus critique de l’hiver 2020-2021, contre environ 8% sous les hypothèses du cas de base.

En revanche, les résultats des deux configurations se différencient dès le milieu d’horizon. Alors que la probabilité de faire appel aux moyens post marché lors de la semaine la plus critique de l’hiver 2022-2023 est de 11% dans le cas de base, le stress test de vent faible au

49. Pondérés par les puissances installées en France, Allemagne, Grande-Bretagne, Italie et Espagne

50. France, Allemagne, Grande-Bretagne, Italie et Espagne pour les deux stress tests étudiés (pour rappel, la semaine du stress test «vent faible en France» est choisie d’après le critère de facteur de charge en France, mais pour conserver les corrélations spatiales, le stress test est bien joué en appliquant les conditions de vent en France et chez ses voisins)

Figure 5.19 Facteurs de charge éolien observés du 20 au 24 janvier 2017



périmètre France ne modifie que marginalement cette valeur à hauteur de 12%. En revanche, **le stress test de vent faible au périmètre Europe de l'Ouest impacte plus fortement le système électrique**, portant cette probabilité à environ 18%.

Ces éléments illustrent **la dépendance croissante de la sécurité d'approvisionnement aux situations de vent faible, principalement lorsque ces épisodes impactent une zone élargie aux pays voisins de la France**. Cette dépendance devrait s'accroître à l'avenir avec le développement des énergies renouvelables et la réduction des parcs thermiques et en Europe.

La projection de facteurs de charge historiques sur un système futur présente certaines limites

La projection de facteurs de charge nationaux historiques sur un système futur, mise en œuvre pour l'étude de ces stress tests, se heurte toutefois à plusieurs limites méthodologiques. Notamment, cette approche ne permet pas de prendre en compte :

- ▶ l'évolution du foisonnement, avec certaines tendances favorables (par exemple le développement de l'éolien en mer en France) ou défavorables (par exemple la saturation des sites à gisements de vent élevés) ;

- ▶ les évolutions technologiques (par exemple la généralisation d'éoliennes « surtoilées »).

Pour affiner l'analyse, RTE adopte d'ores et déjà une modélisation probabiliste intégrant des facteurs de charge différenciés par zone de vent en France pour établir le diagnostic de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel (hors stress tests).

Avec l'appui des parties prenantes, RTE poursuit ses travaux d'amélioration des différentes modélisations, notamment dans le cadre des travaux associés aux scénarios portant jusqu'à 2050⁵¹.

5.4.3 Le principal facteur de risque demeure la survenue d'une vague de froid

Compte tenu de la thermosensibilité du système électrique, la forte variabilité des conditions climatiques se répercute directement sur la consommation électrique en France, avec des appels de puissance moyens sur la journée variant de moins de 55 GW à près de 95 GW en hiver au cours de la dernière décennie, lors des jours ouvrés.

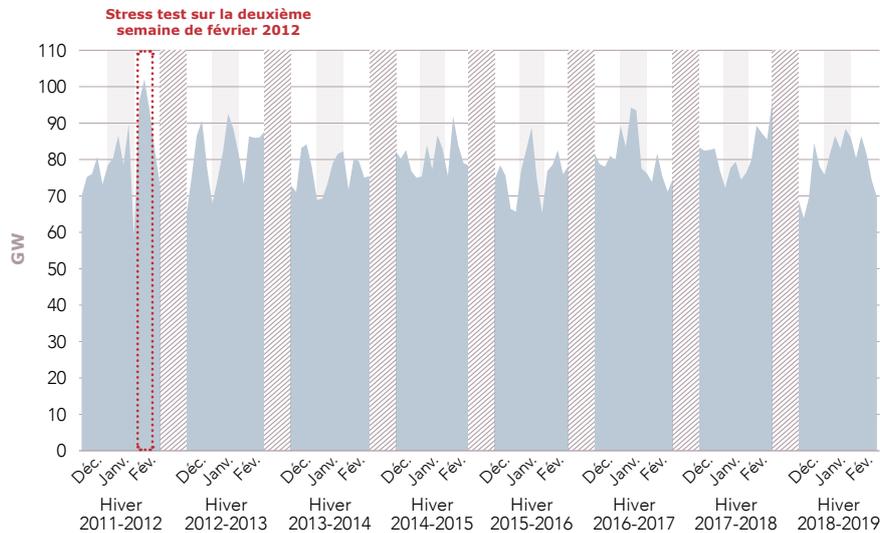
La vague de froid de février 2012 constitue un événement exceptionnel, d'une durée et d'une ampleur inédite au cours des vingt dernières années

La vague de froid de février 2012, prise en référence, est connue pour être la plus intense de ces dernières années :

- ▶ **le pic de consommation enregistré à plus de 102 GW** à 19h le 8 février 2012 est le plus élevé jamais atteint en France. La comparaison des pics de consommation observés ces dernières années confirme le caractère exceptionnel de cet événement, qui dépasse de plus de 5 GW les autres pics de consommation annuels historiques (96,7 GW en 2010 et 96,3 GW en 2018) ;
- ▶ **la consommation moyenne hebdomadaire était également particulièrement élevée** (90 GW en moyenne sur la deuxième semaine de février 2012 contre 86,4 GW pour la dernière semaine de février 2018).

51. <https://www.concerte.fr>

Figure 5.20 Consommation maximale hebdomadaire en hiver

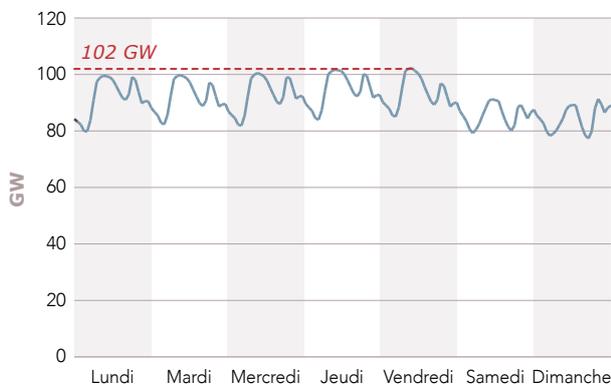


La survenue d'un épisode climatique similaire à la vague de froid de février 2012 conduirait à un recours quasiment certain aux moyens post marché

La sensibilité du diagnostic à la survenue d'une vague de froid similaire à celle de février 2012 est

évaluée en «rejouant» les conditions climatiques de la semaine du 8 février 2012 lors de la semaine la plus critique de l'étude (2^e semaine de janvier). Les données historiques sont utilisées pour la température et les facteurs de charge éoliens⁵², pour l'ensemble des pays européens considérés dans le Bilan prévisionnel ; les autres aléas sont maintenus.

Figure 5.21 Projection des conditions climatiques de février 2012 sur la consommation du système actuel en deuxième semaine de janvier



Les conditions climatiques de février 2012 sont projetées sur la consommation du système actuel pour la semaine la plus critique. Cette projection conduit à :

- ▶ une consommation électrique maximale de l'ordre de 102 GW, similaire au pic de consommation historique, et des pics de consommation journaliers de l'ordre de 100 GW le reste de la semaine (les jours ouvrés) ;
- ▶ un déplacement de la pointe infrajournalière en matinée, plutôt que le soir comme ce fut le cas en février 2012. Cet effet s'explique en partie par la forte amélioration de l'efficacité énergétique de l'éclairage ces dernières années (avec l'essor des lampes LED notamment), usage très contributeur à la pointe du soir chez les ménages. Il s'explique également par le profil

⁵². Les facteurs de charge solaires ne sont pas pris en compte pour ne pas introduire de biais dans l'analyse, le profil de production solaire étant dépendant du mois considéré.

du chauffage tertiaire, plus sollicité le matin que le soir, qui déforme la courbe de charge lors de vagues de froid marquées⁵³.

La survenue d'une vague de froid similaire à celle de février 2012 conduirait à un recours quasiment certain aux moyens post marché. Dans cette configuration, **la probabilité de faire appel aux moyens post marché la semaine la plus critique (2^e semaine de janvier) dépasserait 95%**, et excéderait largement les risques évalués en cas d'indisponibilité simultanée de réacteur nucléaires ou d'épisode de vent faible.

La conclusion qui en découle est claire : **une vague de froid de type « février 2012 » constitue un événement « hors dimensionnement » par rapport au critère réglementaire. Le système français n'est ainsi pas dimensionné pour y faire face sans faire appel aux leviers post marché, voire au délestage.** Le fait qu'il ait été possible de maintenir l'alimentation illustre plutôt le caractère surcapacitaire du parc de production de l'époque par rapport au critère fixé par les pouvoirs publics ainsi que l'excellente disponibilité des moyens de production.

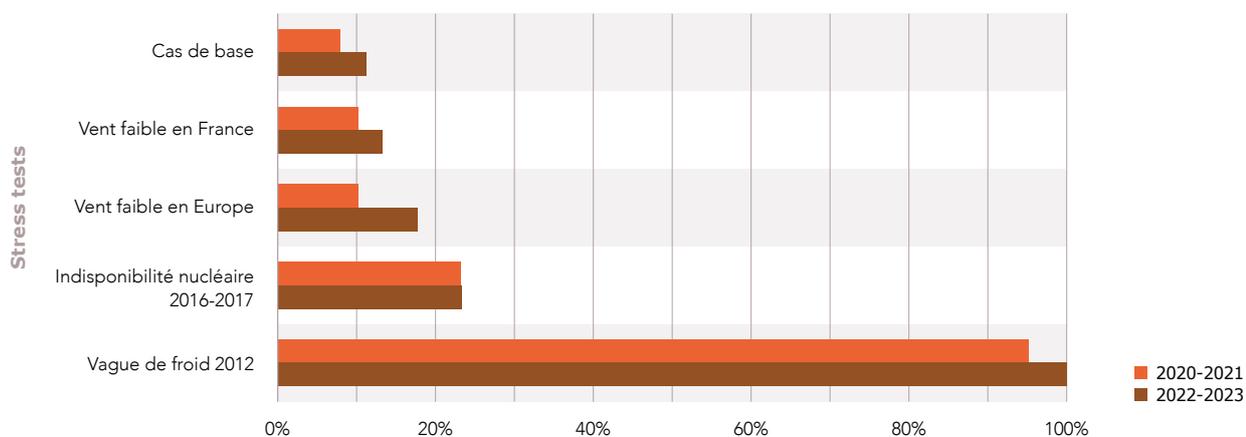
L'impact de vagues de froid modérées, mais précoces ou tardives, ne doit pas être négligé

D'autres situations contraignantes pourraient affecter le système électrique en dehors du cœur de l'hiver. Deux éclairages complémentaires sont apportés pour illustrer l'impact de vagues de froid d'intensité plus faible, mais particulièrement précoces ou tardives. Ces analyses illustrent que le risque de tension sur la sécurité d'alimentation est la conséquence d'une multitude d'aléas et qu'il ne se manifeste pas seulement en période hivernale.

L'analyse d'un historique climatique plus ancien fait apparaître deux événements atypiques dont l'intensité est bien moindre que la vague de froid de 2012 mais dont l'effet sur le système électrique actuel ou futur pourrait être notable :

- ▶ du 20 au 26 novembre 1998, la France a connu un épisode de froid précoce, avec des records de températures minimales pour un mois de novembre⁵⁴. Appliqué au système électrique actuel, cet épisode de froid entraînerait des consommations maximales de l'ordre de 92 GW autour du 24 novembre ;

Figure 5.22 Probabilité de survenue d'au moins une heure de défaillance la semaine la plus critique de l'hiver (2^e semaine de janvier)



⁵³. À titre d'illustration, le 8 février 2012, la pointe du soir était supérieure de l'ordre de 2 GW par rapport à la consommation matinale, alors que l'écart était de l'ordre de 5 GW une semaine auparavant

⁵⁴. Des températures inférieures à -10°C ont été relevées à Nancy, Vichy, Mont-de-Marsan, Troyes, Nevers.

- ▶ du 14 février au 10 mars 2005, la France a connu une vague de froid tardive avec des records de températures minimales pour un mois de mars⁵⁵. Appliqué au système électrique actuel, cet épisode de froid entraînerait des consommations maximales de l'ordre de 97 GW autour du 1^{er} mars.

Compte tenu du placement des arrêts pour maintenance des groupes nucléaires, maximisant la disponibilité au cœur de l'hiver et entraînant une disponibilité fatalement moindre en novembre ou mars, des vagues de froid modérées mais précoces ou tardives pourraient fortement tendre la sécurité d'approvisionnement lors de la semaine d'apparition du phénomène. Par exemple, la probabilité de recours aux moyens post marché s'élèverait à :

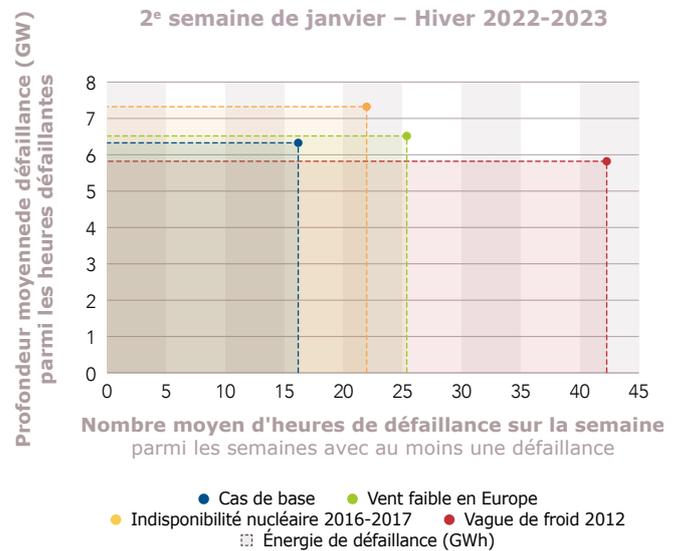
- ▶ plus de 55% sur la deuxième semaine de novembre 2022 pour une vague de froid similaire à celle de novembre 1998 (au lieu de 5%) ;
- ▶ plus de 30% sur la première semaine de mars 2023 pour une vague de froid similaire à celle de mars 2005 (au lieu de 1%).

L'approche stochastique et l'utilisation d'une base climatique diversifiée et riche (constituée de 200 chroniques climatiques simulées) dans le Bilan prévisionnel permettent de prendre en compte ce type de phénomènes dans la modélisation et de les pondérer dans les indicateurs globaux.

5.4.4 Une augmentation conjointe de la probabilité et du niveau de risque envisagée dans les stress tests

Au-delà du risque accru d'appel aux moyens post marché, **l'énergie moyenne de défaillance, fonction de la profondeur et de la durée des déséquilibres, est elle aussi influencée par la survenue des situations étudiées dans le cadre des stress tests.**

Figure 5.23 Profondeurs, durées et énergies moyennes de défaillance (parmi les semaines avec au moins une heure de défaillance)



Dans le cas de base, l'énergie moyenne à compenser par les moyens post marché la semaine la plus critique de l'hiver 2022-2023 (2^e semaine de janvier) s'élève à près de 100 GWh⁵⁶.

L'analyse des stress tests sur la semaine la plus critique de l'hiver 2022-2023 montre, selon l'aléa considéré :

- ▶ une profondeur moyenne des déséquilibres évoluant dans un intervalle proche du cas de base, à plus ou moins 15% (6,3 GW en moyenne dans le cas de base⁵⁷) ;
- ▶ une durée moyenne de défaillance lors des configurations rencontrant des déséquilibres systématiquement en augmentation, mais très contrasté selon l'aléa (proche de 16 heures dans le cas de base, réparties sur les différentes pointes de consommation).

Ainsi, **au-delà des probabilités de défaillance déjà nettement plus élevées, le stress test « vague de froid » apparaît aussi le plus contraignant sur deux indicateurs :**

⁵⁵. Des températures inférieures à -15°C ont été relevées à Poitiers, Mulhouse, Epinal et jusqu'à 50 cm de neige sont tombés dans le département de la Manche.

⁵⁶. Une énergie de 100 GWh est par exemple équivalente à la production d'un réacteur nucléaire de 900 MW à pleine puissance pendant plus de 4 jours et demi.

⁵⁷. Dans le cas de base, la profondeur moyenne de défaillance la semaine la plus critique (2^e semaine de janvier) est supérieure à la profondeur moyenne constatée sur l'année entière détaillée en 5.2.2, d'environ 1,5 GW. En effet, la 2^e semaine de janvier choisie pour l'étude des stress tests présente la consommation la plus élevée de l'hiver.

- ▶ **la durée moyenne d'appel aux moyens post marché** (42h lors des semaines présentant un déséquilibre offre-demande, contre 22h à 25h pour les autres stress tests) ;
- ▶ et **l'énergie moyenne de défaillance** (de l'ordre de 250 GWh, contre environ 160 GWh pour les autres stress tests).

La répartition des situations de défaillance sur les pointes de consommation dépend de l'ensemble des aléas impactant le système électrique

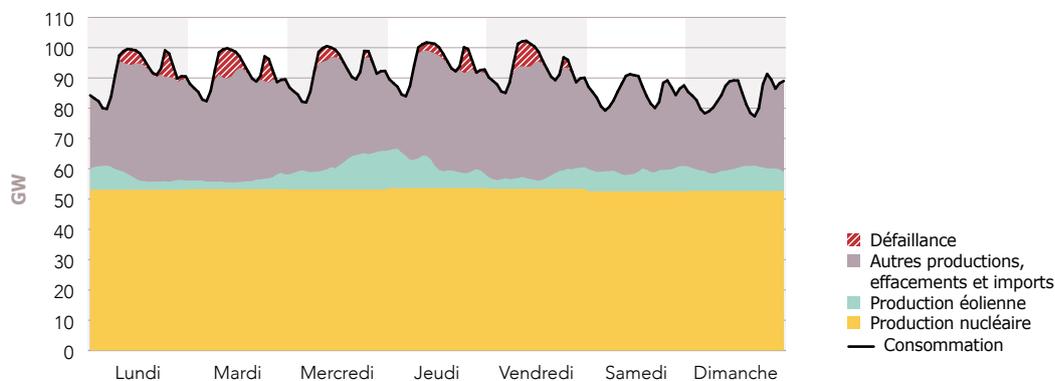
La répartition de la défaillance sur la semaine est corrélée avec la consommation électrique, la production éolienne, la disponibilité des autres moyens de production en France et à l'étranger, ou encore les capacités d'interconnexion.

La figure suivante montre ainsi une répartition de la défaillance contrastée sur les jours de la semaine, notamment selon les conditions de vent.

Les différentes analyses concourent à établir qu'au-delà de 2025, le « paysage de défaillance » évolue vers des situations multifactorielles, plutôt qu'une concentration sur une seule vague de froid.

L'approche probabiliste utilisée pour les analyses du Bilan prévisionnel permet ainsi de simuler l'ensemble des aléas envisageables, notamment les conditions climatiques ou la disponibilité de l'offre de production en France et en Europe. Cette approche représente au mieux les différentes combinaisons d'aléas ainsi que leurs corrélations spatiale et temporelle sur l'ensemble du périmètre européen.

Figure 5.24 Simulation de l'équilibre du système électrique la semaine la plus critique de l'hiver 2022-2023 (2^e semaine de janvier) lors d'une vague de froid similaire à celle de 2012





**LA SENSIBILITÉ
DU DIAGNOSTIC
À DES CONFIGURATIONS
ALTERNATIVES
EN FRANCE ET
EN EUROPE**



6. LA SENSIBILITÉ À DES CONFIGURATIONS ALTERNATIVES EN FRANCE ET EN EUROPE

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

L'évolution des paramètres permettant d'établir le diagnostic de sécurité d'approvisionnement s'accompagne de nombreuses incertitudes. Ainsi, l'analyse ne peut pas reposer uniquement sur les résultats obtenus dans le cas de base.

La robustesse du diagnostic à l'évolution de différents paramètres est évaluée au travers de variantes restituées sous forme de fiches synthétiques dans la suite du document. Ces variantes examinent l'évolution des paramètres à différents niveaux :

1. au **périmètre de la France** avec des sensibilités sur les hypothèses d'évolution de la demande et de l'offre (énergies renouvelables, cycles combinés au gaz, turbines à combustion, cogénérations et moyens de production de faible puissance et effacements) en France ;
2. aux **frontières françaises** avec des sensibilités sur les dates de mises en service des nouvelles interconnexions ;
3. au **périmètre européen** avec des sensibilités sur l'évolution des parcs thermiques (charbon, nucléaire, gaz) dans les pays voisins et sur le développement des énergies renouvelables.

La sensibilité du diagnostic à la maîtrise du planning des visites décennales ainsi qu'au maintien en disponibilité ou à la conversion à la biomasse des groupes de Cordemais est étudiée dans la partie 7, dédiée aux leviers d'action.

Une analyse approfondie des scénarios d'évolution des parcs européens

Les hypothèses retenues pour les pays étrangers dans le cadre des études européennes, complétées par des exercices nationaux, constituent les données de référence pour l'analyse du Bilan prévisionnel. Néanmoins, une partie de ces hypothèses fait l'objet de réévaluation fréquente, et il est nécessaire de réaliser des analyses de sensibilité s'en écartant pour évaluer la robustesse du diagnostic à des configurations alternatives.

Les incertitudes qui reposent sur certaines filières en France existent dans d'autres pays :

- ▶ **les rythmes de développement des énergies renouvelables** peuvent faire l'objet de révisions aussi bien pour des raisons économiques que d'acceptabilité sociale ;
- ▶ **la filière nucléaire** est soumise à de nombreuses interrogations, notamment concernant le renouvellement du parc en Grande-Bretagne ou encore sur la disponibilité du parc nucléaire en Belgique ;
- ▶ **la sortie du charbon** est envisagée à un rythme susceptible d'évoluer, notamment au vu des dernières annonces sur la perte de compétitivité des centrales au charbon ;
- ▶ **les dates de mises en service effectives de nouvelles capacités de production de semi-base** dans certains pays font encore l'objet d'interrogations.

Des analyses de sensibilité sur les hypothèses retenues pour les pays voisins sont ainsi réalisées pour tester la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France.

Figure 6.1 Cas de base et variantes européennes

Cas de base	Variantes nationales	Variantes thématiques
 Déclassement des parcs charbon et lignite (trajectoire Commission charbon)	 Accélération/ralentissement du déclassement du charbon 	 Accélération du déclassement du charbon  Accélération/ralentissement du développement des énergies renouvelables   Absence de nouveaux moyens pilotables entre 2020 et 2025
 Sortie du nucléaire d'ici 2025 & disponibilité dégradée du parc nucléaire	 Amélioration de la disponibilité du parc nucléaire	
 Léger déclassement nucléaire & sortie du charbon d'ici 2025	 Déclassement accéléré du parc nucléaire	
 Déclassement progressif du charbon (4,5 GW en 2025)	 Sortie du charbon d'ici 2025(*)	
 Aucun déclassement (ou déclassement compensé par de nouveaux moyens)	 Sortie du charbon d'ici 2025(*)	

 Ajout de capacité

 Réduction de capacité

(*) Sans mise en service de nouveau(x) moyen(s)



ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION

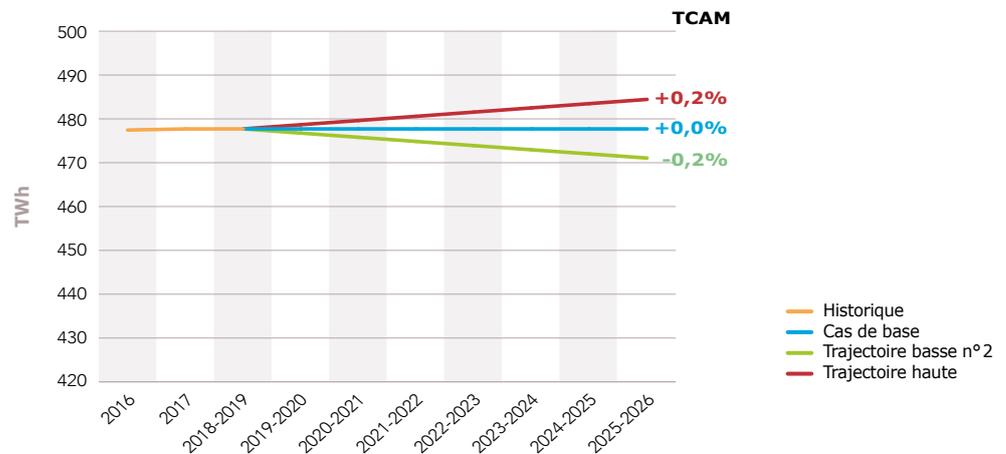
La maîtrise de la consommation permet de dégager des marges pour l'évolution du parc de production



La consommation électrique est un des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. L'analyse de l'historique montre que la consommation est entrée dans une phase de stabilité depuis le tournant des années 2010.

Le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 retient une hypothèse exogène de stabilité de la consommation à moyen terme.

Des analyses de sensibilité ont été menées autour de ce cas de base pour (i) évaluer la robustesse du diagnostic à une consommation croissante (trajectoire haute : +0,2% par an) et (ii) mesurer les marges de manœuvre supplémentaires résultantes d'une trajectoire de consommation orientée à la baisse (trajectoire basse n°2 : -0,2% par an).



Cas de base Stabilité de la consommation	Trajectoire stable
Diminution sur la période 	Trajectoire basse n°2 (-0,2%/an)
Augmentation sur la période 	Trajectoire haute (+0,2%/an)



Résultats et influence sur le diagnostic

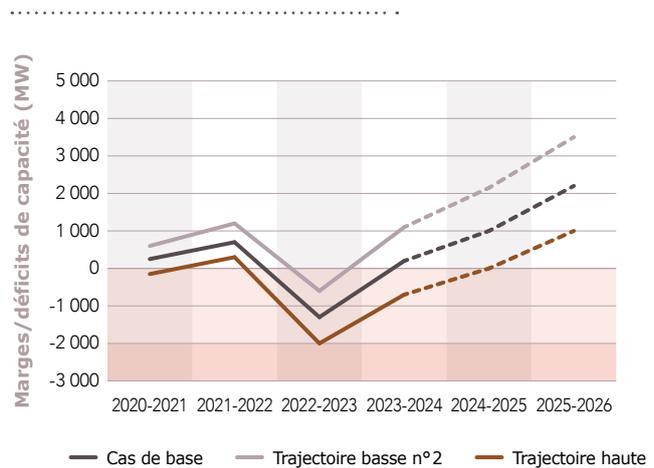


L'analyse montre que la situation en matière de sécurité d'approvisionnement se dégrade dès le milieu d'horizon en cas d'augmentation de la consommation. Dans cette configuration (+0,2% par an), la perte de marges s'évalue à hauteur de 700 MW pour l'hiver 2022-2023. Le critère public ne serait aussi plus respecté lors de l'hiver 2023-2024.

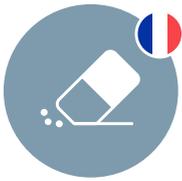
À l'inverse, une baisse modérée de la consommation – selon la trajectoire basse n°2 (-0,2% par an) – permettrait d'exploiter le système électrique à un niveau proche de satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement, sur l'ensemble de l'horizon d'étude.

L'évolution de la consommation demeure ainsi un enjeu majeur à moyen terme, et repose entre autres sur (i) les efforts réalisés en matière d'efficacité énergétique et (ii) les actions engagées sur la maîtrise de la pointe.

Évolution des marges



Les leviers liés à la maîtrise de la consommation sont détaillés dans la suite du document (cf. 7.1) et soulignent l'intérêt d'actions, même ciblées, sur la pointe de consommation.



DÉVELOPPEMENT DES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION

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



L'effacement constitue un levier adapté à la gestion des pointes électriques et de manière plus générale aux besoins croissants de flexibilité du système électrique. RTE et les pouvoirs publics ont constamment accompagné son développement depuis 2010 et d'importants efforts réglementaires et techniques ont été engagés.

La filière effacement étant toujours en cours de structuration, plusieurs trajectoires d'évolution sont étudiées dans le Bilan prévisionnel.

Le cas de base de l'étude considère une augmentation du volume d'effacements, ne permettant toutefois pas d'atteindre les objectifs du projet de PPE, avec une fiabilisation progressive mais modérée des effacements.

Pour compléter l'analyse, les variantes étudiées envisagent (i) d'une part une stabilité de la filière, en volume et en fiabilité, (ii) d'autre part une augmentation plus importante du volume d'effacement, permettant d'atteindre les objectifs du projet de PPE avec une fiabilisation maximale des effacements explicites.

	2018		2025
<i>Cas de base</i> Progression et fiabilisation modérées	 2,9 GW	→	 4,1 GW
Stabilité	 2,9 GW	→	 2,9 GW
<i>Objectifs PPE</i> Progression et fiabilisation fortes	 2,9 GW	→	 5,3 GW



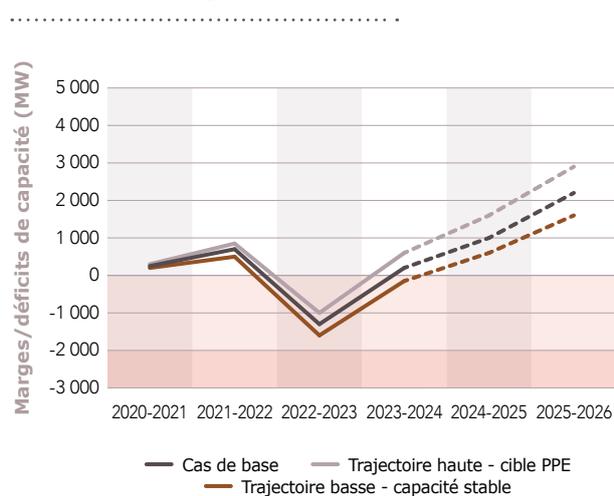
Résultats et influence sur le diagnostic



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

Plusieurs actions permettraient de consolider la contribution de cette filière à l'équilibre offre-demande : (i) le renforcement de la fiabilité des effacements existants, (ii) le maintien du dispositif de soutien permettant la progression de la filière, et (iii) la sensibilisation des consommateurs engagés dans les contrats d'effacements pour les rendre plus « actifs ».

Évolution des marges





DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le déploiement soutenu des énergies renouvelables terrestres et maritimes contribue à la sécurité d’approvisionnement, *a fortiori* en fin d’horizon

Enjeux

Le parc de production d’électricité d’origine renouvelable connaît depuis ces dernières années une progression continue.

Dans un contexte où les marges d’exploitation se réduisent, le Bilan prévisionnel 2019 confirme que la tenue des trajectoires de développement des énergies renouvelables ne constitue pas uniquement un enjeu de verdissement du mix, mais est nécessaire pour la sécurité d’approvisionnement.

Le développement de la filière éolienne terrestre 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 son développement et de se rapprocher des objectifs du projet de PPE.

Le développement de la filière éolienne en mer semble désormais amorcé. La mise en service du premier parc est attendue en 2022.

En revanche, le développement actuel de la filière photovoltaïque reste bien en deçà du rythme nécessaire à l’atteinte des objectifs publics annoncés. Une inflexion significative est nécessaire pour se rapprocher de ces objectifs.

	Éolien terrestre 	Éolien en mer 	Solaire 	Bioénergies 	Hydraulique 
<i>Cas de base</i> Rythme tendanciel et accélération	Jusqu’à + 1900 MW/an	 3 GW en 2025	Jusqu’à + 2400 MW/an	Faible évolution 	Jusqu’à + 80 MW/an
<i>Rythme de développement plus faible</i> Rythme tendanciel	+ 1400 MW/an	 2,5 GW en 2025	+ 800 MW/an	Faible évolution 	Stable 
<i>Rythme de développement plus ambitieux</i> Rythme PPE	Jusqu’à + 2200 MW/an	 3 GW en 2025	Jusqu’à + 4800 MW/an	Faible évolution 	Jusqu’à + 160 MW/an

Les hypothèses retenues dans le cas de base reposent sur (i) une progression des filières renouvelables terrestres réaliste, selon un rythme de développement supérieur au rythme observé ces dernières années mais insuffisant à la réalisation des objectifs du projet de PPE et (ii) une trajectoire

de mise en service des parcs éoliens en mer des AO 1 et AO 2 progressive d'ici 2025.

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



Résultats et influence sur le diagnostic



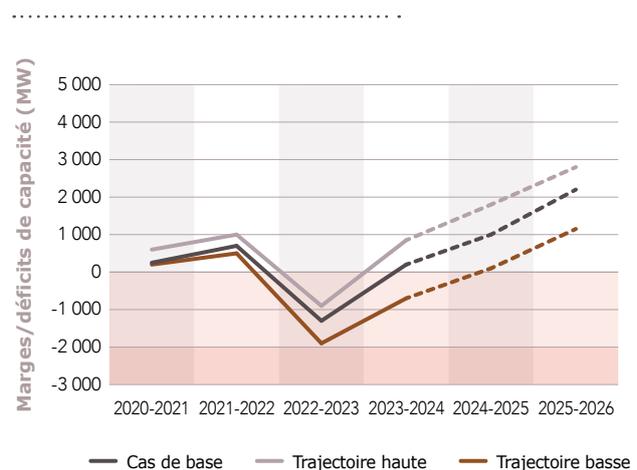
Compte tenu des enjeux concernant le parc thermique et nucléaire au cours des prochaines années, le développement rapide des énergies renouvelables et la tenue du calendrier de mise en service des parcs éoliens en mer n'importent pas seulement au titre de la diversification du mix électrique : il s'agit d'un impératif en matière de sécurité d'approvisionnement.

Un faible développement des énergies renouvelables (rythme tendanciel) et/ou des retards de mise en service des parcs éoliens en mer dégraderaient la sécurité d'approvisionnement, à hauteur d'environ 600 MW sur l'hiver 2022-2023 et 1 GW en fin d'horizon.

Au contraire, une accélération par rapport au cas de base, cohérente avec l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettrait d'augmenter les marges de manœuvre pour l'évolution du parc de production en France, notamment la fermeture des centrales au charbon.

En particulier, le raccordement du parc éolien en mer de Saint-Nazaire constitue un levier supplémentaire pour le maintien de la tension en Bretagne dans le cadre de la fermeture de la centrale de Cordemais.

Évolution des marges



L'analyse du Bilan prévisionnel montre l'importance du respect des trajectoires annoncées. Les efforts entrepris sur le développement des énergies renouvelables doivent être poursuivis pour (i) achever l'inflexion des trajectoires de développement des énergies terrestres et (ii) s'assurer de la tenue des calendriers de mises en service des parcs éoliens en mer.



CALENDRIER DE FERMETURE DU PARC CHARBON

Des incertitudes subsistent sur le calendrier de fermetures de certaines centrales au charbon à moyen terme



Le parc charbon français se compose aujourd'hui de cinq unités réparties sur quatre sites, pour une puissance installée totale de près de 3 GW.

Annoncée en juillet 2017 dans le cadre du Plan climat, la fermeture des centrales au charbon constitue une priorité du Gouvernement. Le projet de PPE en cours réaffirme cet objectif d'arrêt des dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022.

La loi relative à l'énergie et au climat, adoptée en septembre 2019, fixe le cadre législatif associé à l'atteinte de cet objectif. La promulgation de la loi ne met cependant pas fin à l'incertitude sur la trajectoire de fermeture des groupes charbon, qui résultera de la décision des exploitants soumis à un nouveau régime de limitation de leurs émissions.

Au 1^{er} novembre 2019, seul EDF a communiqué sur la fermeture de la centrale du Havre effective au

printemps 2021. Aucune annonce n'a été faite sur les autres centrales au charbon.

En l'absence de calendrier fixé par les pouvoirs publics ou les exploitants (hors centrale du Havre) à la date de novembre 2019, et dans le prolongement du Bilan prévisionnel 2018, le Bilan prévisionnel 2019 retient une fermeture progressive du parc charbon d'ici 2022, sans prise en compte de projet de reconversion, considérant :

- ▶ la fermeture d'une tranche dès 2020 ;
- ▶ la fermeture de la tranche du Havre mi-2021 ;
- ▶ la fermeture des trois dernières tranches à l'issue de l'hiver 2021-2022.

Deux trajectoires alternatives de déclassement sont envisagées en variante. Comme pour le cas de base, ces trajectoires intègrent (i) la fermeture de la centrale du Havre en 2021 et (ii) la fermeture de l'ensemble du parc d'ici 2022.

<i>Cas de base</i>		1 unité fermée en 2020 1 unité fermée en 2021 3 unités fermées en 2022
<i>Trajectoire alternative n°1</i> 2 unités fermées en 2021		1 unité fermée en 2020 2 unités fermées en 2021 2 unités fermées en 2022
<i>Trajectoire alternative n°2</i> 2 unités fermées en 2020		2 unités fermées en 2020 1 unité fermée en 2021 2 unités fermées en 2022



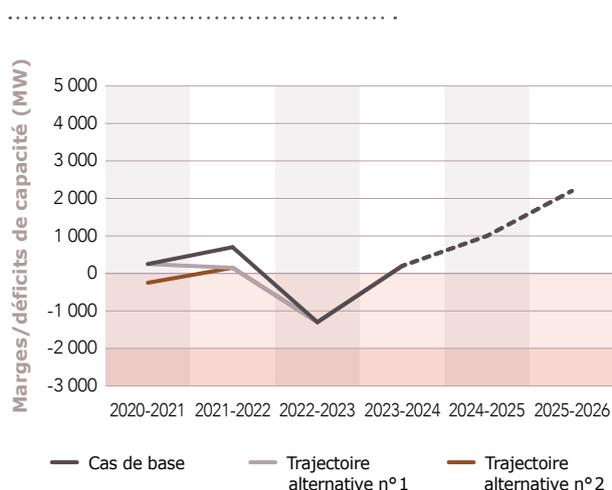
Résultats et influence sur le diagnostic



Les trajectoires alternatives étudiées, aboutissant comme pour le cas de base à une fermeture complète du parc d'ici 2022, jouent uniquement sur les premiers hivers de l'horizon d'étude. Les marges du système évoluent autour du critère de sécurité d'approvisionnement, avec une baisse de l'ordre de 500 MW (soit l'équivalent d'une tranche) sur le premier et/ou le second hiver en fonction de la trajectoire retenue.

La planification des dates de fermeture des centrales, en plus de celle déjà annoncée pour la centrale du Havre, permettra de préciser le diagnostic.

Évolution des marges





MISE EN SERVICE DE LA CENTRALE DE LANDIVISIAU

Le décalage de la mise en service de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau fragiliserait le diagnostic lors de l'hiver 2022-2023



Enjeux

En 2018, le parc de centrales à cycle combiné au gaz représente une capacité installée de 6,2 GW et compte 14 installations.

Le projet de PPE publié en janvier 2019 a réaffirmé l'interdiction de nouveaux projets de centrale thermique à combustible fossile, à l'exception de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau actuellement en cours de construction.

La mise en service de la centrale de Landivisiau, initialement prévue pour 2016, a connu d'importants retards, liés en particulier à l'enquête approfondie menée par la Commission européenne et aux contentieux portant sur les autorisations du projet.

Les travaux préparatoires pour la construction de la centrale ont été engagés début 2019, mais des oppositions locales demeurent.

En dehors de la mise en service de la centrale de Landivisiau, le cas de base du Bilan prévisionnel 2019 retient comme hypothèse le maintien du parc existant et l'absence de nouveau cycle combiné au gaz à moyen terme. En cohérence avec les déclarations les plus récentes du porteur de projet, la centrale de Landivisiau est considérée en service à l'hiver 2021-2022.

Pour compléter le diagnostic, une variante considérant un retard de deux ans sur la mise en service de la centrale de Landivisiau est étudiée.

<i>Cas de base</i> Mise en service de Landivisiau en 2021	 Landivisiau 2021
Mise en service de Landivisiau retardée à 2023	 Landivisiau 2023



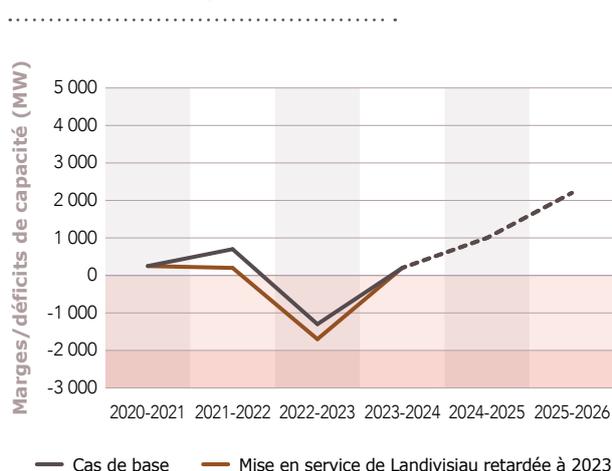
Résultats et influence sur le diagnostic



Un nouveau retard du projet de Landivisiau aurait un effet défavorable sur l'équilibre offre-demande, *a fortiori* lors de la période de forte vigilance entre 2021 et 2023. Il est en conséquence important que l'échéance de mise en service en 2021 soit tenue.

Dans tous les cas, l'impact d'un retard de la mise en service de la centrale de Landivisiau doit être analysé dans un contexte plus global de sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne et du Grand Ouest. La mise en service de l'EPR de Flamanville et de l'ensemble des leviers du Pacte électrique breton (notamment de la centrale de Landivisiau) demeurent la façon la plus pertinente de sécuriser dans la durée l'alimentation de cette zone.

Évolution des marges





FERMETURE DES TURBINES À COMBUSTION AU FIOUL

Une éventuelle fermeture des turbines à combustion fragiliserait significativement la sécurité d’approvisionnement

Enjeux

Le parc de turbines à combustion, d’une capacité installée de 2 GW, est relativement récent pour la plupart des unités et conforme aux normes environnementales en vigueur. Il est composé de moyens de production au fioul (1,4 GW) et au gaz (0,6 GW).

Néanmoins, les turbines à combustion bretonnes les plus anciennes auront atteint quarante années de fonctionnement début 2021 (quatre des cinq turbines à combustion de Brennilis et Dirinon, environ 360 MW de puissance installée). Bien que leur exploitant n’ait pas annoncé à ce jour leur fermeture, ces centrales pourraient potentiellement être déclassées pour obsolescence à cet horizon.

Alors que le devenir des turbines à combustion au fioul constituait un point d’incertitude dans le Bilan prévisionnel 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 mesurer les conséquences d’un déclassement d’une partie de cette filière.

	TAC au fioul	TAC au gaz
Cas de base Maintien des TAC au fioul	stable	stable
Fermeture des TAC au fioul	2019	stable

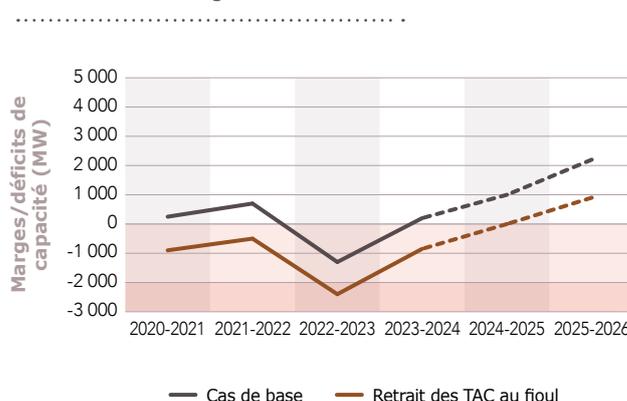
Résultats et influence sur le diagnostic



La fermeture de l’ensemble des TAC au fioul, menée en parallèle du déclassement des dernières centrales au charbon, fragiliserait significativement la sécurité d’approvisionnement dès le début d’horizon, pour un gain limité sur les émissions de CO₂.

Par ailleurs, l’analyse spécifique à la Bretagne du Bilan prévisionnel 2018 a souligné qu’un éventuel déclassement des TAC bretonnes (Brennilis et Dirinon) ne pourrait être que postérieur à la mise en service du CCG de Landivisiau et de l’EPR de Flamanville. Avant ces mises en service, le rapport de 2018 avait en effet identifié des risques sur la maintien du plan de tension dans la région du Grand Ouest.

Évolution des marges





COGÉNÉRATIONS ET GROUPES THERMIQUES DE FAIBLE PUISSANCE

Le parc de cogénérations et autres unités de faible puissance unitaire doit être globalement maintenu et son évolution est un point d'attention à moyen terme

Enjeux

Le parc de cogénérations et d'unités thermiques de faible puissance représente aujourd'hui une capacité installée proche de 7 GW.

Dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre, l'avenir de ces moyens de production semble incertain.

Le projet de PPE indique notamment que le développement des cogénérations au gaz n'est pas compatible avec les objectifs de réduction des émissions et que le soutien public fort aux nouvelles installations n'apparaît désormais plus justifié. Le parc de cogénérations au gaz devrait donc se stabiliser et à terme diminuer, suite à la suppression des dispositifs de soutien à la filière.

En parallèle, la contraction amorcée du parc fioul devrait se poursuivre sur l'horizon de moyen terme.

Compte tenu des éléments contextuels, le cas de base du Bilan prévisionnel considère (i) une stabilité du parc de cogénérations et autres moyens thermiques au gaz combinée à (ii) une contraction progressive du parc de cogénérations et autres moyens thermiques au fioul.

Pour rendre compte des incertitudes entourant le devenir de ces filières, les conséquences d'une contraction partielle du parc au gaz combinée à une fermeture accélérée du parc au fioul sont analysées en variante.

	Cogénérations		Unités thermiques de faible puissance unitaire	
<i>Cas de base</i> Maintien du parc gaz et contraction légère du parc fioul	stable	-50 MW/an	stable	-100 MW/an
Contraction accélérée des parcs gaz et fioul	-500 MW/an	-100 MW/an	-25 MW/an	-200 MW/an

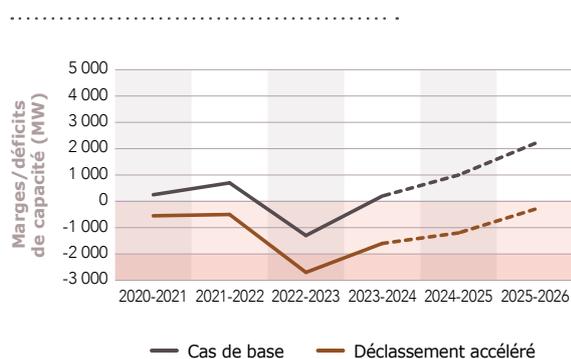
Résultats et influence sur le diagnostic



Une contraction très rapide du parc au gaz combinée à une fermeture accélérée du parc au fioul aurait un impact important sur le niveau de sécurité d'approvisionnement (jusqu'à 2 GW en fin d'horizon).

La contribution des cogénérations et autres unités thermiques de faible puissance à la sécurité d'approvisionnement demeure aujourd'hui importante et continue à être surveillée (en particulier pour les cogénérations au gaz).

Évolution des marges





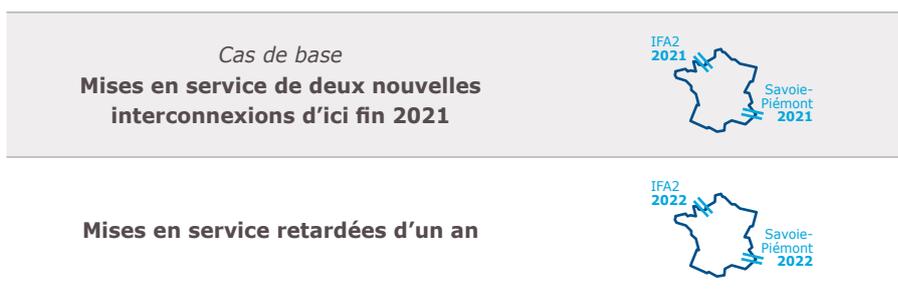
MISES EN SERVICE DES LIAISONS IFA2 ET SAVOIE-PIÉMONT

Un retard d'un an sur les calendriers de mise en service des nouvelles liaisons IFA2 et Savoie-Piémont réduirait notablement les marges lors de l'hiver 2021-2022

Enjeux

Les dates estimées pour la mise en service des deux nouvelles lignes, avec la Grande-Bretagne (IFA2) et l'Italie (Savoie-Piémont) sont régulièrement réévaluées. La mise en service de ces projets est aujourd'hui prévue pour 2020. Par souci de prudence, le cas de base du Bilan prévisionnel considère ces liaisons comme pleinement opérationnelles en 2021.

Afin de tester la robustesse de retards potentiels sur la mise en service des nouvelles liaisons, le Bilan prévisionnel envisage une variante considérant un retard d'un an sur les liaisons IFA2 et Savoie-Piémont, soit une mise en service en 2022.



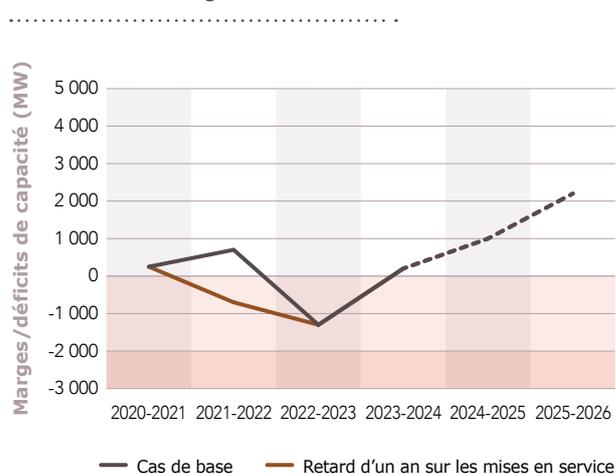
Résultats et influence sur le diagnostic



Un retard d'un an pour la mise en service des interconnexions IFA2 et Savoie-Piémont réduirait significativement les marges du système lors de l'hiver 2021-2022, de l'ordre d'1,5 GW. Le critère de sécurité d'approvisionnement ne serait alors plus respecté.

En tout état de cause, dans un contexte de forte vigilance à partir de 2021-2022, la présence de ces deux liaisons pour l'hiver 2022-2023 apparaît nécessaire pour assurer l'équilibre du système électrique.

Évolution des marges





MISE EN SERVICE DE LA LIAISON ELECLINK

La mise en service d'ElecLink dès 2021 permettrait de dégager des marges de capacité sur tout l'horizon d'étude

Enjeux

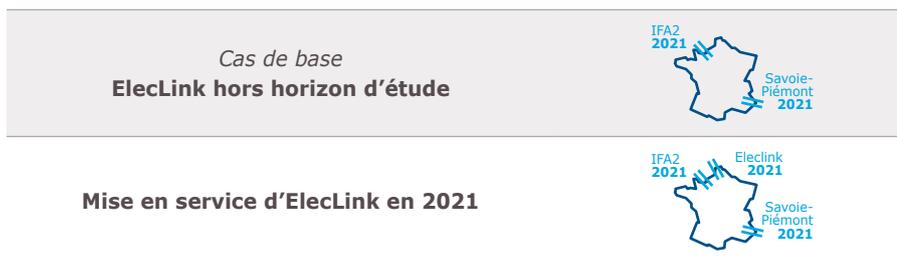
Le projet d'interconnexion ElecLink, en cours de réalisation, doit permettre d'accroître les capacités d'échange avec la Grande-Bretagne d'environ 1 GW.

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 en revanche analysée comme variante, en considérant une mise en service en 2021.

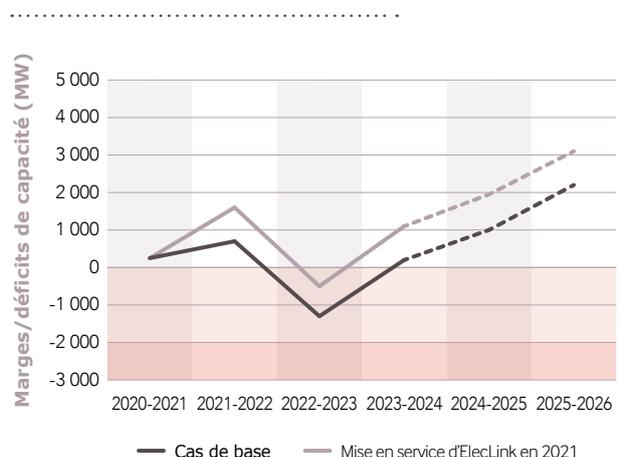


Résultats et influence sur le diagnostic

La mise en service du projet d'interconnexion ElecLink dès 2021 permettrait de dégager des marges de capacité importantes sur tout l'horizon d'étude, sous réserve que la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne n'ait pas d'influence sur le fondement du marché.

Le calendrier de mise en service de cette interconnexion devrait être précisé dans les mois à venir et permettra de consolider le diagnostic.

Évolution des marges





DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE

Un diagnostic sensible au rythme de développement des énergies renouvelables en Europe de l'Ouest

Enjeux

Les objectifs européens en matière de développement des énergies renouvelables se veulent ambitieux et leur réalisation reste toutefois incertaine. Dans une perspective de déclassement des moyens thermiques, l'impact de rythme de développement différent se doit d'être évalué.

Le cas de base du Bilan prévisionnel retient les trajectoires de développement des énergies renouvelables collectées dans le cadre du MAF.

Pour compléter l'analyse, deux trajectoires alternatives sont étudiées pour rendre compte de l'impact de rythmes de développement différents pour les filières éoliennes et solaires, en considérant (i) un rythme développement des énergies renouvelables plus rapide et (ii) un rythme de développement des énergies renouvelables ralenti (respectivement atteinte des cibles envisagées dans le cas de base avec deux ans d'avance ou de retard).

Éolien et solaire (France incluse)

<i>Cas de base</i> Trajectoires conformes au MAF	+ 205 GW entre 2018 et 2025
<i>Rythme de développement plus rapide</i> Avance de 2 ans sur les trajectoires du MAF	+ 263 GW entre 2018 et 2025
<i>Rythme de développement plus faible</i> Retard de 2 ans sur les trajectoires du MAF	+ 151 GW entre 2018 et 2025



Résultats et influence sur le diagnostic

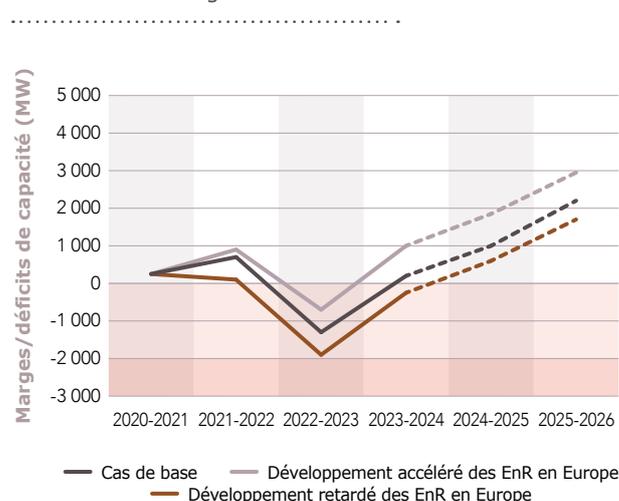


D'ici 2025, l'impact d'un rythme de développement plus faible des énergies renouvelables en Europe resterait modéré. Toutefois, l'hiver le plus critique, le déficit de capacité en France atteindrait de l'ordre de 2 GW.

En revanche, une accélération de déploiement des énergies renouvelables, au-delà des trajectoires remontées par les différents gestionnaires de réseau, permettrait de dégager des marges importantes, notamment en fin d'horizon.

Un suivi régulier des trajectoires de développement effectives des énergies renouvelables dans les pays voisins permettra d'actualiser le diagnostic en fonction de l'atteinte – ou de la non réalisation – des objectifs politiques nationaux.

Évolution des marges





DÉCLASSEMENT ACCÉLÉRÉ DES PARCS CHARBON EN EUROPE

Une accélération de la sortie du charbon menée simultanément en Espagne, en Italie et en Allemagne réduirait significativement les marges de capacité en France

Enjeux

Le rythme de déclassement des parcs charbon dans les pays voisins a une influence significative sur le diagnostic de sécurité d’approvisionnement en France.

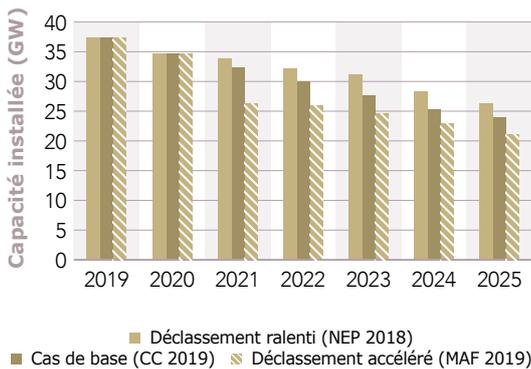
Dans un contexte de stagnation de la consommation et de développement des énergies renouvelables, l’espace économique de la filière semble se restreindre et les déclassements pourraient s’accélérer. L’impact de fermetures anticipées dans les pays voisins sur le diagnostic français doit être analysé.

En **Allemagne**, la trajectoire de déclassement retenue dans le cas de base est cohérente avec les objectifs définis début 2019 par la Commission charbon, à savoir de disposer d’un parc réduit à

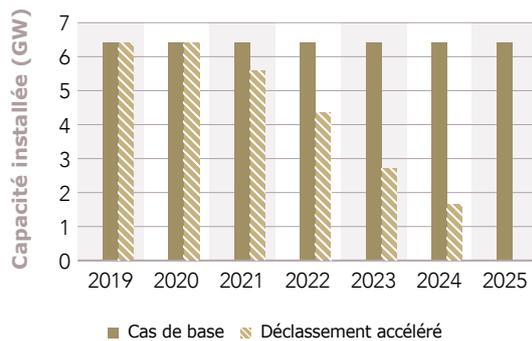
15 GW de charbon et 15 GW de lignite fin 2022 puis à 8 GW de charbon et 9 GW de lignite en 2030. Deux trajectoires encadrantes sont étudiées comme variantes, basées sur les objectifs du NEP 2018 (déclassement plus lent) et les données du MAF 2019 (déclassement plus rapide).

L’Italie a annoncé début 2019 son intention de sortir du charbon d’ici 2025. Toutefois, le cas de base du Bilan prévisionnel, en cohérence avec le MAF 2019, considère une stabilité du parc charbon sur l’horizon d’étude. L’impact sur la sécurité d’approvisionnement en France du déclassement progressif de l’ensemble des centrales au charbon en Italie d’ici 2025 (-6,5 GW) est étudié comme variante, sans mise en service de nouveaux moyens.

Trajectoires de déclassement du charbon en Allemagne dans le cas de base et en variantes

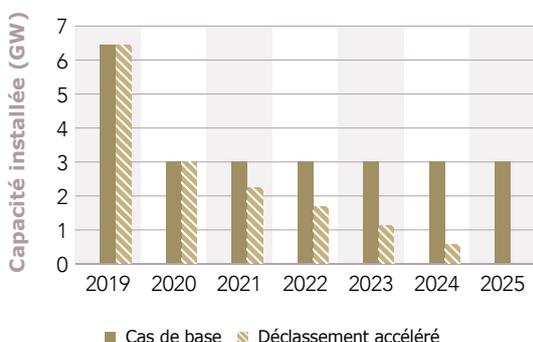


Trajectoires de déclassement du charbon en Italie dans le cas de base et en variante



En **Espagne**, le parc charbon devrait se réduire considérablement sur l'horizon de moyen terme, avec la fermeture de la moitié des centrales en activité (9 GW de charbon et 1 GW de lignite) d'ici 2020. Alors que le cas de base du Bilan prévisionnel retient une stabilité du parc charbon entre 2020 et 2025, un déclassement progressif du parc restant est envisagé d'ici 2025 comme variante (-4,3 GW entre 2020 et 2025 par rapport au cas de base).

Trajectoires de déclassement du charbon en Espagne dans le cas de base et en variante



La sortie du charbon en **Grande-Bretagne** est déjà intégrée au cas de base ; aucune trajectoire alternative n'est envisagée.

Ainsi, les variantes retenues étudient (i) une sortie progressive du charbon en Espagne d'ici 2025, (ii) une sortie progressive du charbon en Italie d'ici 2025, (iii) un déclassement accéléré du parc charbon et lignite en Allemagne.

L'analyse d'une accélération, cette fois-ci simultanée, du déclassement des parcs charbon et lignite dans ces pays fait aussi l'objet d'une variante. Elle étudie ainsi une configuration d'évolutions des mix des pays voisins non anticipées et non coordonnées : il s'agit d'une situation particulièrement contrainte.

Pour compléter l'analyse, l'impact d'un déclassement ralenti des parcs charbon et lignite en Allemagne est également étudié.



Résultats et influence sur le diagnostic



Focus sur l'évolution des parcs charbon et lignite en Allemagne

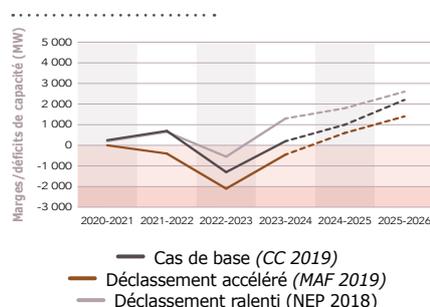


L'Allemagne et la France sont fortement interconnectées. Ainsi, le rythme de déclassement des parcs charbon et lignite en Allemagne influence significativement le niveau de sécurité d'approvisionnement en France.

Un déclassement plus rapide en Allemagne d'ici 2025, de l'ordre de 3 GW supplémentaires par rapport au cas de base, amputerait les marges de capacité d'environ 1 GW en France.

À l'inverse, un ralentissement de la sortie du charbon et de la lignite en Allemagne permettrait à la France de dégager des marges de capacité importantes.

Évolution des marges



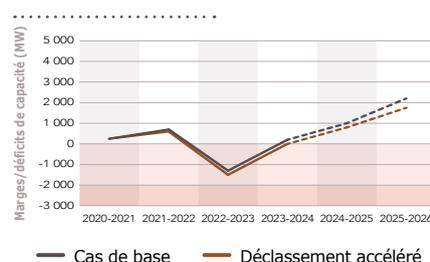
Focus sur l'évolution du parc charbon en Italie



La sortie du charbon en Italie d'ici 2025 n'aurait qu'un impact mineur sur la sécurité d'approvisionnement en France.

En effet, ce déclassement massif influencerait essentiellement le centre de l'Italie et dans une moindre mesure la zone nord italienne, interconnectée avec la France (qui concentre seulement 1,2 GW de capacités au charbon parmi les 6,5 GW en Italie).

Évolution des marges



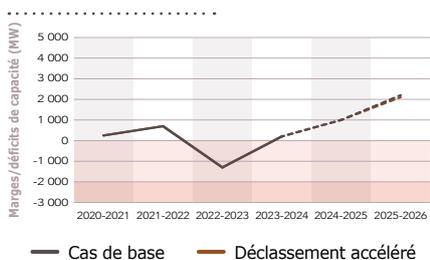
Focus sur l'évolution du parc charbon en Espagne



Le déclassement accéléré du charbon en Espagne n'aurait que peu d'impact sur la sécurité d'approvisionnement en France.

Sur l'horizon d'étude, le parc de production espagnol devrait demeurer largement surcapacitaire et permettre à la France d'importer depuis l'Espagne en cas de défaillance.

Évolution des marges



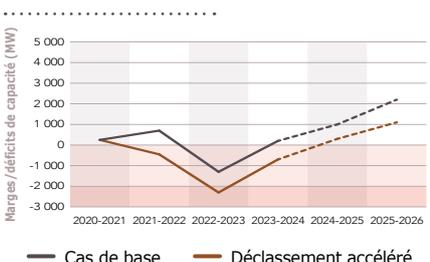
Déclassements simultanés en Allemagne, Espagne et Italie



Le diagnostic demeure fortement adhérent au déclassement en Allemagne. Néanmoins, une accélération du déclassement du charbon de manière simultanée en Allemagne, Espagne et Italie dégraderait d'autant plus les marges de capacité en France, notamment sur l'hiver 2022-2023.

Ces analyses soulignent l'intérêt d'un suivi régulier de l'évolution de l'ensemble des parcs étrangers, dans un contexte de changements majeurs à l'échelle européenne.

Évolution des marges





DÉCLASSEMENT ACCÉLÉRÉ DES PARCS CHARBON ET DÉVELOPPEMENT RALENTI DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN EUROPE DE L'OUEST

La combinaison d'aléas défavorables au niveau européen dégraderait très fortement la sécurité d'approvisionnement en France

Enjeux

La combinaison de configurations défavorables au périmètre européen permet d'évaluer l'impact de politiques de déclasserement non coordonnées, dans un contexte de développement faible des énergies renouvelables à l'échelle européenne.

Le Bilan prévisionnel envisage dans cette variante un contexte défavorable du paysage électrique

européen combinant simultanément deux tendances pouvant fragiliser la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe :

- (i) une accélération du rythme de fermeture des parcs charbon et lignite dans les pays voisins et
- (ii) un retard dans le développement des énergies renouvelables en Europe, y compris en France.

	Charbon/Lignite	Éolien et solaire (France incluse)
<i>Cas de base</i>	- 21 GW en Allemagne, Italie et Espagne entre 2018 et 2025	+ 205 GW entre 2018 et 2025
Déclasserement accéléré du charbon et rythme de développement des EnR plus faible	- 35 GW en Allemagne, Italie et Espagne entre 2018 et 2025	+ 151 GW entre 2018 et 2025



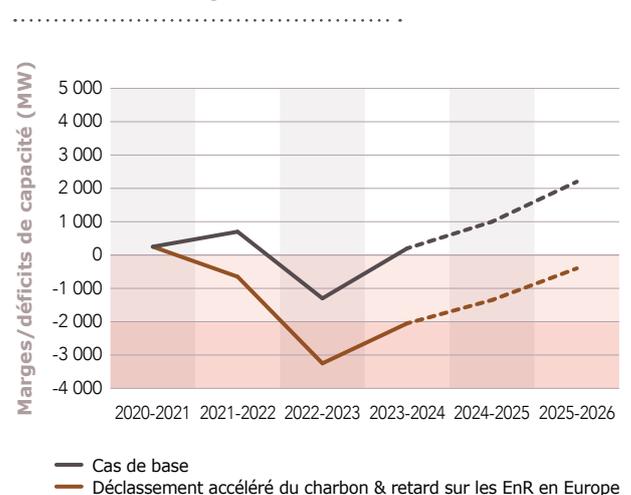
Résultats et influence sur le diagnostic



Dès 2021, la combinaison simultanée de ces deux facteurs défavorables entraînerait une diminution des marges de capacité de l'ordre de 1 GW. Cette tendance s'accroîtrait à partir de 2022-2023, avec une baisse des marges de près de 2 GW par rapport au cas de base, obligeant alors le système électrique français à fonctionner notablement en deçà du critère public de sécurité d'approvisionnement.

Cette approche, combinant des configurations pessimistes sur l'évolution de l'offre de production à l'échelle européenne, relève cependant bien d'un scénario possible et met en lumière la dépendance du diagnostic en France aux évolutions des parcs à l'étranger.

Évolution des marges





MISE EN SERVICE DE NOUVEAUX MOYENS PILOTABLES EN EUROPE DE L'OUEST

La mise en service de nouveaux moyens pilotables dans les pays voisins est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement

Enjeux

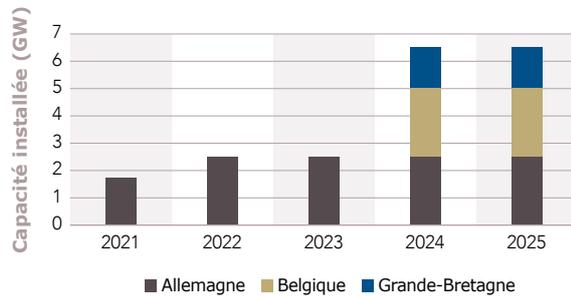
Les déclassements annoncés des parcs nucléaire et charbon nécessitent, dans certains pays, la mise en service de nouveaux moyens pilotables fonctionnant au gaz (centrales à cycle combiné au gaz ou turbines à combustion) pour conserver un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant.

En cohérence avec les exercices européens et les études nationales, le cas de base du Bilan prévisionnel considère notamment la mise en service de nouvelles capacités au gaz en Belgique (+2,5 GW en 2024), en Grande-Bretagne (+1,5 GW en 2024) et en Allemagne (+2,5 GW entre 2021 et 2022). La mise en service effective de la totalité de ces nouveaux moyens est aujourd'hui incertaine. À titre

d'illustration, le gestionnaire de réseau de transport belge lie, dans son étude de sécurité d'approvisionnement, la mise en service de nouvelles capacités à la mise en œuvre à venir d'un mécanisme de capacité.

Ainsi, une variante du Bilan prévisionnel évalue la robustesse du diagnostic dans le cas où aucun nouveau moyen pilotable ne serait mis en service à moyen terme dans les pays voisins. Les nouvelles capacités identifiées dans le cas de base en Allemagne, Belgique et Grande-Bretagne sur l'horizon ne sont ainsi pas retenues dans cette variante.

Nouvelles capacités pilotables retenues dans le cas de base



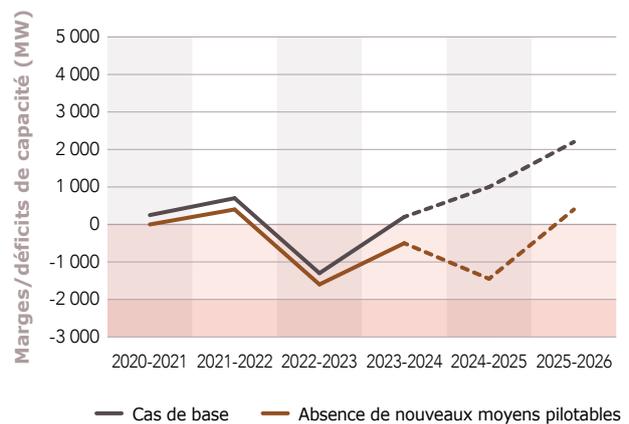
Cas de base	+ 6,5 GW en Allemagne, Belgique et Grande-Bretagne d'ici 2025
Mise en service de nouveaux moyens pilotables dans les pays voisins	
Absence de nouveaux moyens pilotables dans les pays voisins	Aucun nouveau moyen en Allemagne, Belgique et Grande-Bretagne d'ici 2025

Résultats et influence sur le diagnostic

Dans le cas où aucun nouveau moyen pilotable ne serait mis en service à moyen terme dans les pays voisins, la sécurité d'approvisionnement en France se trouverait fortement dégradée en fin d'horizon, période concentrant l'essentiel des mises en service prévues.

Une surveillance renforcée de l'évolution des parcs de production européens, et notamment des mises en service de nouveaux moyens pilotables, est nécessaire. L'actualisation à venir des trajectoires d'évolution des parcs de production européens pour l'exercice du MAF 2020 permettra d'ajuster, si besoin, le diagnostic.

Évolution des marges





DÉCLASSEMENT DU PARC NUCLÉAIRE EN GRANDE-BRETAGNE

Un déclasserment plus rapide des réacteurs nucléaires en Grande-Bretagne aurait peu d'impact sur le diagnostic en France

Enjeux

La Grande-Bretagne, avec 16 réacteurs en service pour environ 9 GW de puissance installée, dispose fin 2018 du troisième parc européen derrière la France et l'Allemagne.

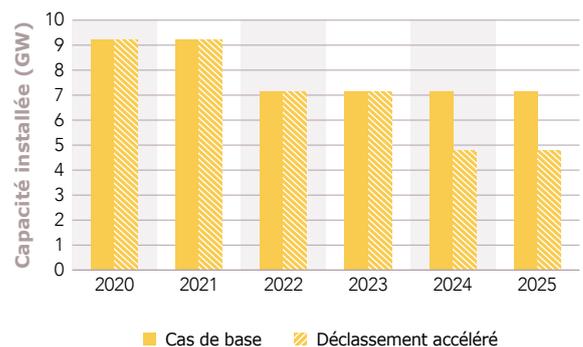
Le pays entrevoit le déclasserment de plusieurs réacteurs d'ici 2025 et envisage la construction de nouveaux réacteurs avec des mises en service prévues à partir de 2025 (notamment, la construction de deux réacteurs de type EPR à Hinkley Point). Ainsi, différentes trajectoires d'évolution du parc nucléaire sont exposées dans l'exercice national prospectif britannique. Les quatre scénarios du FES envisagent une capacité nucléaire comprise entre 4,8 GW et 7,1 GW en 2025.

Cas de base	- 2 GW d'ici 2025
Déclasserment accéléré	- 4,5 GW d'ici 2025

En cohérence avec le MAF 2019, l'hypothèse haute est retenue dans le cas de base du Bilan prévisionnel.

Néanmoins, pour compléter l'analyse, l'impact d'un déclasserment plus rapide est analysé en variante en retenant l'hypothèse basse des scénarios du FES.

Trajectoires de déclasserment du nucléaire en Grande-Bretagne dans le cas de base et en variante



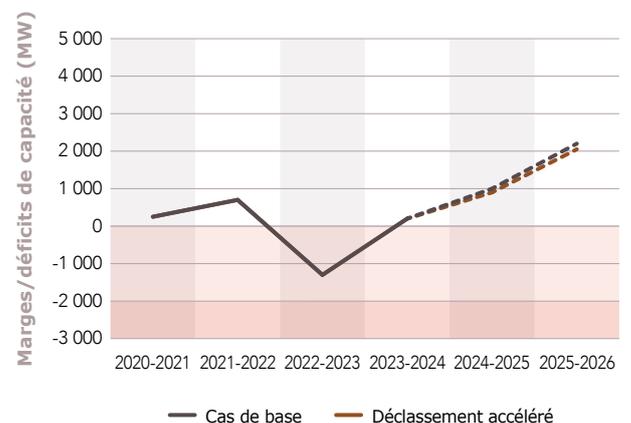
Résultats et influence sur le diagnostic



La Grande-Bretagne devrait disposer de marges de capacité confortables sur tout l'horizon étudié. En conséquence, une accélération modérée du déclasserment de son parc nucléaire, de l'ordre de 2,5 GW supplémentaire d'ici 2025, n'aurait que peu d'impact sur la sécurité d'approvisionnement en France, indépendamment de la question économique.

La contribution des parcs étrangers à la sécurité d'approvisionnement en France dépend de l'évolution de leur mix et des capacités d'échange. L'évolution de l'offre de production dans les pays voisins, et notamment en Grande-Bretagne, devra faire l'objet d'un suivi régulier pour assurer la validité du diagnostic.

Évolution des marges





DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLÉAIRE EN BELGIQUE

Une bonne disponibilité du parc nucléaire belge impacterait favorablement la sécurité d’approvisionnement en France

Enjeux

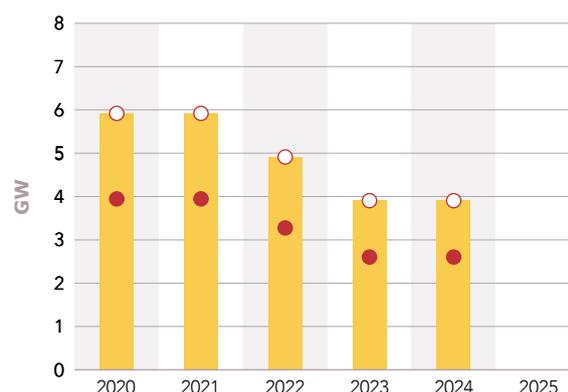
Ces derniers hivers, plusieurs épisodes de faible disponibilité du parc nucléaire en Belgique sont intervenus⁵⁸, notamment suite aux arrêts pour maintenance imposés pour réaliser des contrôles de sûreté.

Dans ce contexte, l’étude de sécurité d’approvisionnement du gestionnaire de réseau de transport belge et le MAF 2019 retiennent pour hypothèse une disponibilité du même ordre de grandeur pour les années à venir, en considérant une disponibilité du parc ramenée aux deux tiers de la capacité installée. En cohérence avec les exercices européens, cette hypothèse est également retenue dans le cas de base du Bilan prévisionnel.

Cas de base	2/3 du parc disponible
Disponibilité réduite du parc nucléaire belge	●
Disponibilité meilleure du parc nucléaire belge	○
	Disponibilité nominale

Toutefois, il n’est pas exclu que la disponibilité du parc nucléaire belge atteigne le niveau attendu en mode nominal. Ainsi, l’impact sur la sécurité d’approvisionnement en France d’une meilleure disponibilité du parc belge est étudié comme variante.

Capacité installée et disponibilité du parc nucléaire en Belgique dans le cas de base et en variante

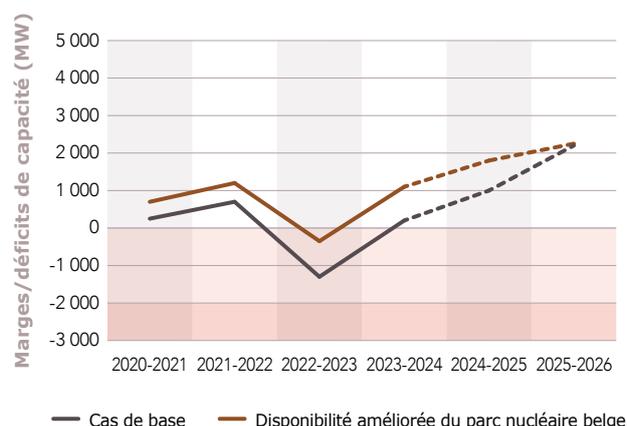


Résultats et influence sur le diagnostic

Une meilleure disponibilité du parc nucléaire en Belgique influencerait favorablement la sécurité d’approvisionnement en France, notamment lors de l’hiver 2022-2023.

Après des années 2018 et 2019 particulièrement défavorables, la situation devrait, d’après les producteurs, s’améliorer significativement lors des prochains hivers. La disponibilité effective constatée en fin d’hiver 2019-2020 permettra de confirmer ou non cette tendance.

Évolution des marges



58. Près de 40% du parc étaient par exemple indisponibles lors des hivers 2014-2015 et 2018-2019.

The background is a solid orange color. On the left side, there are two overlapping geometric shapes: a horizontal rectangle at the top and a larger shape below it that tapers to a point on the right. On the right side, there is a white grid pattern of thin lines forming a series of triangles and quadrilaterals.

LES LEVIERS D'ACTION

7. 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.

: 7.1 Levier n° 1 : la maîtrise de la consommation

7.1.1 Des actions sur la demande sont de nature à réduire les risques de défaillance

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 en 2018.

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, par exemple, développé par l'association négaWatt qui a publié en juin 2019 un document⁵⁹ 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.

Les opportunités offertes par la généralisation progressive des compteurs communicants d'ici 2022 seront pleinement intégrées à ce travail en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution.

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 en effet des perspectives nouvelles pour maîtriser les

⁵⁹. <https://negawatt.org/La-maitrise-de-la-consommation-d-electricite-levier-pour-fermer-centrales-charbon>

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...).

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

Le poids relativement important 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, la Figure 7.1 présente la répartition selon l'heure de la journée des

100 heures les plus chargées observées au cours de l'année 2012.

Il en ressort que seules 12 des 100 heures les plus chargées de l'année sont apparues à 19h, et que plus de 50% de celles-ci ont été mesurées durant le « plateau » du matin, entre 8h et 13h.

Les leviers d'action sur la demande à même de soulager les contraintes pesant sur l'équilibre offre-demande doivent donc avoir une portée relativement longue et ne pas uniquement être centrés sur la pointe infrajournalière de 19h.

Figure 7.1 Répartition horaire des 100 heures les plus chargées en 2012

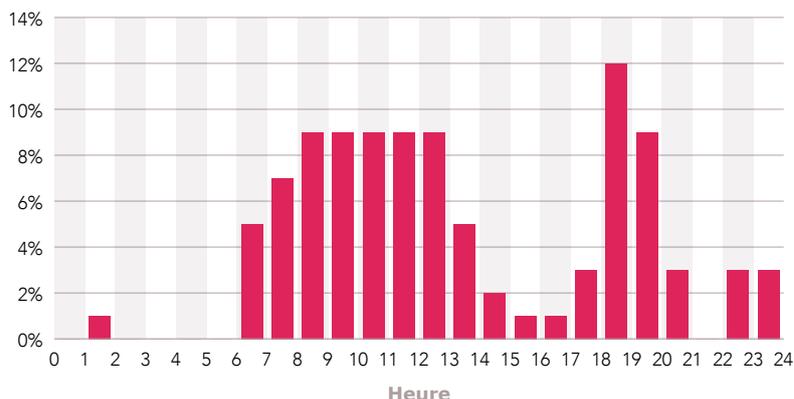


Figure 7.2 Principaux leviers d'action sur la demande permettant de dégager des marges à l'horizon 2022-2023

	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 pompes à chaleur 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

7.1.2 Description des leviers d'action sur la demande identifiés par RTE

Les leviers d'action sur la demande pour limiter les périodes de contrainte du système électrique, présentés synthétiquement à la Figure 7.2, sont détaillés dans cette partie. Il s'agit d'estimations. Elles ne visent pas à dessiner un ordre d'intérêt (ce qui impliquerait d'en analyser la conséquence pour le CO₂ et le coût) mais simplement à donner des ordres de grandeur (par manque de données statistiques), qui pourront être affinées par la suite en concertation avec les parties prenantes.

Efforts d'efficacité énergétique permettant de réduire la consommation et donc le niveau des appels de puissance lors des pointes hivernales



Rénovation du bâti

Le chauffage électrique, du fait de sa sensibilité aux conditions climatiques, peut représenter plus de 40 % des appels de puissance lors de vagues de froid sévères, comme celle de février 2012 (cf. partie 2). Agir sur les besoins thermiques de logements chauffés à l'électricité peut donc constituer un levier efficace pour agir sur la pointe hivernale.

Un premier levier d'action pourrait donc consister à amplifier la rénovation thermique du parc de logements existants.

Le cas de base du Bilan prévisionnel retient l'hypothèse d'environ 500 000 rénovations thermiques du bâti par an sur la période 2020-2022, dont 170 000 par an environ concernant des logements chauffés à l'électricité. Ces rénovations du bâti font économiser en moyenne 40 % sur le besoin thermique (hors effet rebond).

Une action volontariste pourrait viser à isoler efficacement (c'est-à-dire avec une baisse de 60 % du besoin thermique après rénovation, hors effet rebond) 100 000 logements chauffés à l'électricité de plus par an sur la période, en visant prioritairement les « passoires thermiques », c'est-à-dire des logements énergivores classés F et G.

Cette action d'efficacité énergétique pourrait générer, à l'horizon 2022-2023, un effet baissier sur la puissance appelée (à une chance sur dix, donc en période de froid important) de **0,4 GW environ**.

Ce type d'action est évalué plus en détail dans le travail mené par RTE et l'ADEME, dont les conclusions sont attendues pour le printemps 2020.



Remplacement de convecteurs électriques par des pompes à chaleur

Outre les actions sur le bâti, celles sur les systèmes de chauffe sont également de nature à diminuer la consommation électrique du chauffage et donc de réduire la pointe hivernale. En particulier, le remplacement de convecteurs électriques par une pompe à chaleur air/air se traduit par une baisse marquée des consommations unitaires de chauffage, car le système de chauffe récupère les calories contenues dans l'air capté.

Le coefficient de performance de la pompe à chaleur est variable et diminue lorsque les températures baissent. Les anciennes générations de pompes à chaleur air/air pouvaient même, pour des températures extérieures négatives, voir leur performance se dégrader et devenir équivalente à celle de chauffage par effet Joule. Toutefois, les pompes à chaleur plus récentes conservent un coefficient de performance supérieur à 1, même en cas de températures largement négatives. Cette évolution du coefficient de performance des pompes à chaleur est modélisée par RTE.

Le cas de base du Bilan prévisionnel retient, sur la période 2022-2023, 60 000 conversions annuelles de chauffage électrique par effet Joule en pompes à chaleur air/air.

Une hypothèse volontariste de conversion de 100 000 logements supplémentaires (soit 300 000 logements au total en 2022-2023) se traduirait par un effet baissier de **0,3 GW environ** à la pointe à une chance sur dix.



Remplacement de convecteurs électriques peu performants

Le remplacement de convecteurs électriques peu performants par des équipements plus performants est une opération qui certes apporte moins de gain d'efficacité énergétique que l'installation d'une pompe à chaleur, mais qui permet toutefois de réduire la consommation d'électricité du chauffage, et ce pour un coût d'investissement limité.

Ainsi, les radiateurs récents sont équipés de systèmes de régulation plus fins que ceux des générations précédentes, avec notamment des thermostats à faible dérive et des systèmes de détection de présence et d'ouverture de fenêtre. En effet, la vente d'équipement n'intégrant pas de telles fonctions avancées est interdite depuis le 1^{er} janvier 2018 pour respecter le règlement 2015/1188 de la Commission⁶⁰ sur les dispositifs de chauffage décentralisés, en application de la directive sur l'éco-conception des produits liés à l'énergie, avec des gains attendus sur la consommation énergétique moyenne de l'ordre de 10 %.

En outre, le remplacement d'un système convectif, qui ne procure pas un confort thermique satisfaisant (stratification de la chaleur, assèchement de l'air...), par un système radiatif à inertie (radiateurs à « chaleur douce ») est de nature à réduire la consommation électrique de chauffage.

En effet, avec le faible confort thermique procuré par les convecteurs classiques, les utilisateurs ont tendance à augmenter la température de consigne, ce qui entraîne une surconsommation. Le remplacement de ces convecteurs classiques par un radiateur à inertie est de nature à améliorer le confort thermique et à nécessiter une température de consigne moins élevée pour la même sensation de chaleur. Or, selon l'ADEME, une baisse de 1°C sur la température de consigne génère environ 7 % d'économies de chauffage.

Une action de remplacement de 200 000 convecteurs peu performants par an (soit 600 000 au total

en 2022) par des radiateurs à inertie et à fonctions avancées pourrait générer une baisse des appels de puissance en période de pointe hivernale de l'ordre de **0,1 GW**.

Pilotage spécifique des appels de puissance à la pointe hivernale



Dispositifs incitant au report ou à l'effacement

Tous les dispositifs de marché ou offres tarifaires incitant au report ou à l'effacement de consommation sont de nature à faciliter le passage de périodes tendues du point de vue de l'équilibre offre-demande du système électrique, *a fortiori* s'il s'agit d'effacements relativement longs (plusieurs heures de la journée, voire la journée entière).

À titre d'exemple, les offres tarifaires EJP (en extinction) et Tempo ont un impact baissier actuellement estimé à près de 1 MW pour 1 000 clients lorsque les signaux sont actionnés.

Développer des effacements à hauteur de 300 000 nouveaux clients d'ici à 2022 permettrait ainsi de réduire les appels de puissance de l'ordre de **0,3 GW environ** en période de pointe.



Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Les analyses détaillées menées par RTE, cadrées dans le cadre d'un groupe de travail copiloté par l'AVERE-France et réunissant tous les acteurs de l'électromobilité, ont été restituées dans un rapport public en mai 2019. Ce rapport a permis d'apporter de nombreux éclairages sur les stratégies de recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables⁶¹.

Il en ressort notamment qu'un enjeu important des années à venir réside dans le pilotage de la recharge des véhicules électriques avec des dispositifs simples (asservissement tarifaire de type « heures pleines/heures creuses » par exemple), en lieu et place de la recharge « naturelle », très présente aux heures les plus chargées de la journée.

⁶⁰. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:32015R1188&from=EN>

⁶¹. https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf

Dans la trajectoire du cas de base du Bilan prévisionnel, ce type de pilotage basique est déjà considéré comme présent, en 2022-2023, sur 60 % du parc de 1 million de véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) environ (parc cohérent avec l'objectif du contrat stratégique de la filière automobile).

Augmenter ce pourcentage à 90 % (soit environ 300 000 VE/VHR supplémentaires « pilotés ») permettrait de gagner **de l'ordre de 0,2 GW** à la pointe à horizon 2022-2023 par rapport au cas de base du Bilan prévisionnel.

Par ailleurs, le développement du *vehicle-to-grid* permettrait même de dégager des marges supplémentaires (jusqu'à 2 GW dans l'hypothèse théorique où un million de véhicules offriraient de la flexibilité en mode *vehicle-to-grid*).



Asservissement de chauffe-eau non asservis

Aujourd'hui, plus de la moitié du parc de logements en France métropolitaine est équipée d'un système électrique de production d'eau chaude sanitaire. Dans la plupart des cas, ce système comprend un ballon d'accumulation asservi à un signal heures pleines/heures creuses, permettant de reporter les appels de puissance sur les heures nocturnes où le système électrique est moins sollicité.

On estime toutefois aujourd'hui que 20 % environ du parc de chauffe-eau électriques (soit plus de 3,5 millions d'unités) ne sont pas asservis, le plus souvent faute d'un intérêt économique du tarif heures pleines/heures creuses. Ce cas se retrouve essentiellement dans les logements chauffés au gaz ou au fioul et dotés d'une production électrique d'ECS.

Lorsqu'ils ne sont pas asservis, les appels de puissance des chauffe-eau tendent globalement à se confondre, avec un léger décalage, avec le usage de l'eau chaude sanitaire par les ménages et donc se concentrent sur des heures chargées de la journée.

Une action visant à asservir 300 000 chauffe-eau électriques d'ici à 2022-2023 (soit 100 000 chauffe-eau par an) pourrait permettre de lisser la courbe

de charge journalière et de réduire l'appel de puissance d'**environ 0,1 GW** à 19 h.



Pilotage particularisé des usages domestiques

Avec le développement de l'internet des objets et des appareils connectés, il pourrait être envisageable de piloter quelques appareils électroménagers (via des prises gigognes connectées par exemple).

Par ailleurs, les appareils de froid domestiques (réfrigérateurs, congélateurs) génèrent aujourd'hui un appel de puissance moyen de 1,5 GW environ en période hivernale. Piloter une partie de ce parc pourrait permettre d'effacer une partie de cette puissance selon les besoins de l'équilibre offre-demande.

Ces effacements ne pourraient toutefois être qu'assez courts : le temps unitaire de coupure de chaque appareil sera nécessairement limité, et le recours à un roulement sur le parc d'appareils connectés pour générer des effacements plus longs se heurterait à un effet cascado-cyclique qui réduirait rapidement la profondeur de l'effacement (effet de report des réfrigérateurs « effacés » lors des cycles précédents).

Compte tenu de la forte incertitude sur les appareils potentiellement concernés par un tel type d'opération (réfrigérateurs ? lave-linge ? autres ?) et sur les modes de pilotage et d'effacement à mettre en œuvre, la quantification de l'impact du dispositif, estimée ici à quelques centaines de mégawatts, reste à affiner.

Éco-gestes permettant de réduire ponctuellement les appels de puissance en situation de forte tension



Réduction des consommations « superflues »

La réduction des consommations « superflues » en période de pointe (écrans publicitaires, éclairage de devantures...) est de nature à limiter légèrement les appels de puissance, tout en revêtant un caractère d'exemplarité.

Une des difficultés de l'estimation réside dans l'absence de statistiques sur le nombre de panneaux publicitaires en France et surtout sur leur taille et sur leur type (éclairé ou non, numérique...).

Sur la base d'un recensement réalisé dans l'agglomération dijonnaise par une association et d'une extrapolation à l'échelle française, négaWatt estime le nombre de panneaux éclairés à 290 000 environ, dont 120 000 petits (2 m²), 120 000 grands (8 m²) et 50 000 numériques (2 m²).

La consultation des sites professionnels permet d'estimer la consommation surfacique entre 350 et 500 W/m² pour les panneaux numériques et entre 40 et 100 W/m² pour les panneaux rétroéclairés.

En retenant des valeurs médianes, on estime la puissance appelée par le parc de panneaux publicitaires à 125 MW environ.

En retenant l'hypothèse que les trois quarts des panneaux publicitaires puissent être éteints en période de tension sur le système électrique, on obtient un levier à la baisse de **0,1 GW environ**.



Gestes citoyens

L'impact potentiel des gestes citoyens est difficile à estimer, et dépendra de la promotion qui en sera faite et de la réceptivité des ménages et entreprises.

Le retour d'expérience du dispositif EcoWatt en Bretagne et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, dont l'alimentation, historiquement, était sensible, montre que 1% à 2% de la consommation peut s'effacer, sur la base d'un volontariat assumé par des dizaines de milliers de ménages, qui ont été mobilisés par la presse quotidienne régionale, par les radios, par les télévisions locales, etc.

L'impact potentiel à l'échelle nationale est donc très significatif et de nature à relâcher les contraintes lors de périodes très tendues du point de vue de l'équilibre offre-demande du système électrique.

RTE a décidé de mettre en place ce levier et de généraliser prochainement le dispositif EcoWatt à l'ensemble du territoire.

7.2 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 durées de 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 d'autre part.

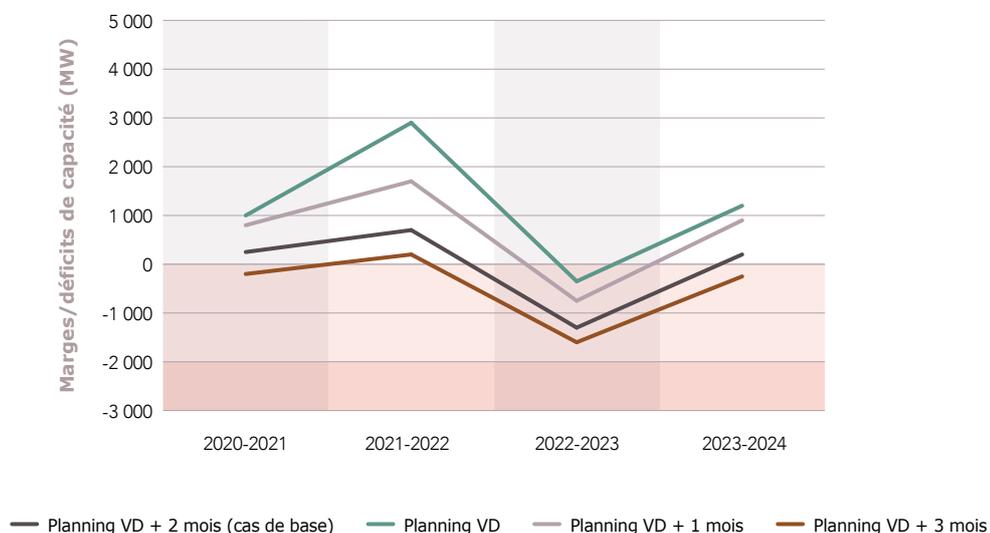
Ainsi, le respect du planning initial fourni par l'exploitant ou, dans une moindre mesure, une dérive inférieure à deux mois, permettent de dégager des marges de capacité importantes.

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



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.**

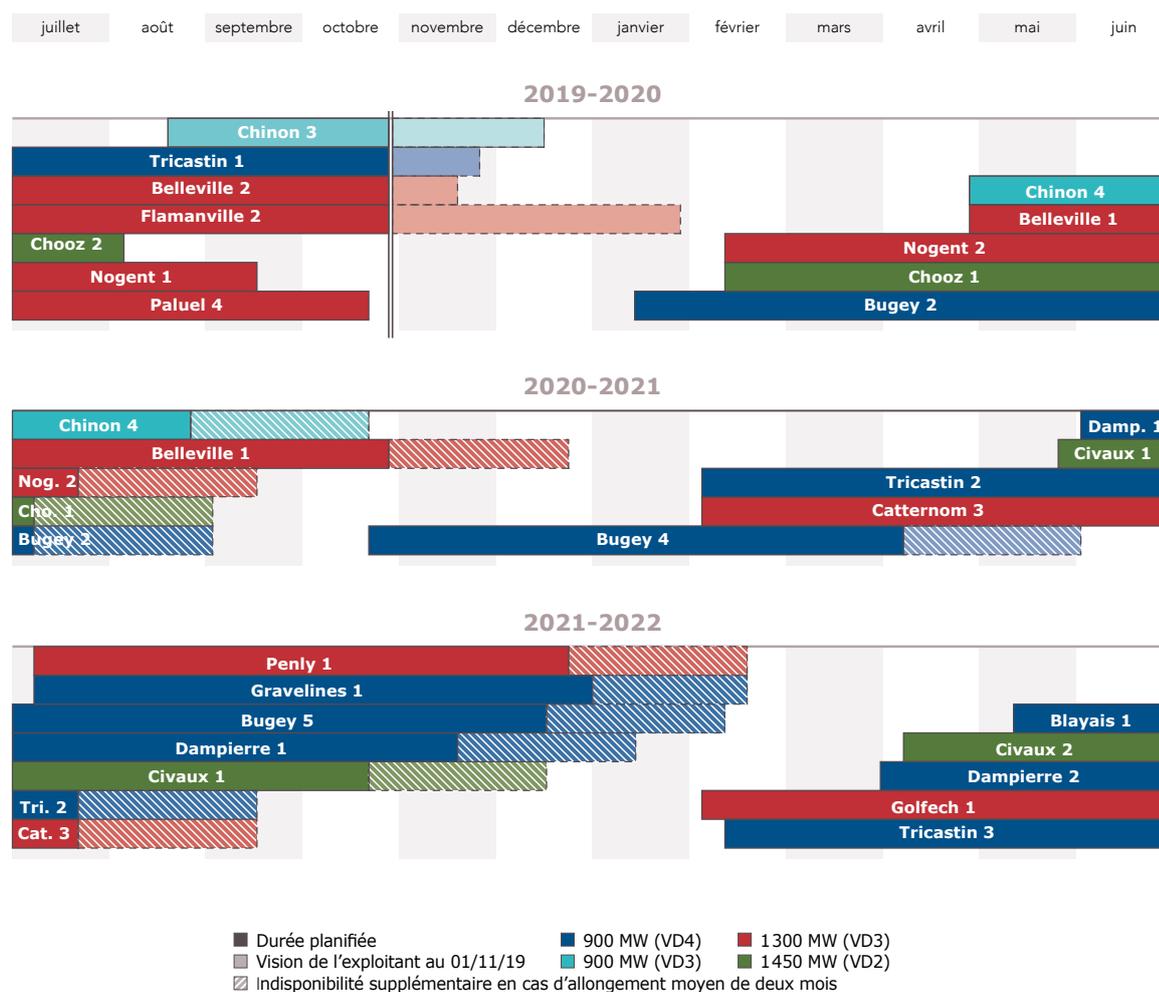
Les marges de manœuvre en matière d'optimisation du planning d'arrêts font l'objet de discussions avec les services de l'État

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.

Figure 7.4 Planning prévisionnel des visites décennales du parc nucléaire pour la période 2019-2022 (source : plateforme de transparence européenne, au 1^{er} novembre 2019)



7.3 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 industriels 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 Ecomcombust, 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 Ecomcombust 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.

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 certaines dans lesquelles celle-ci continue à fonctionner au-delà de 2022 :

- ▶ en conservant les caractéristiques actuelles de fonctionnement des tranches (fonctionnement au charbon) 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 étudiées⁶² :

- ▶ 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 :

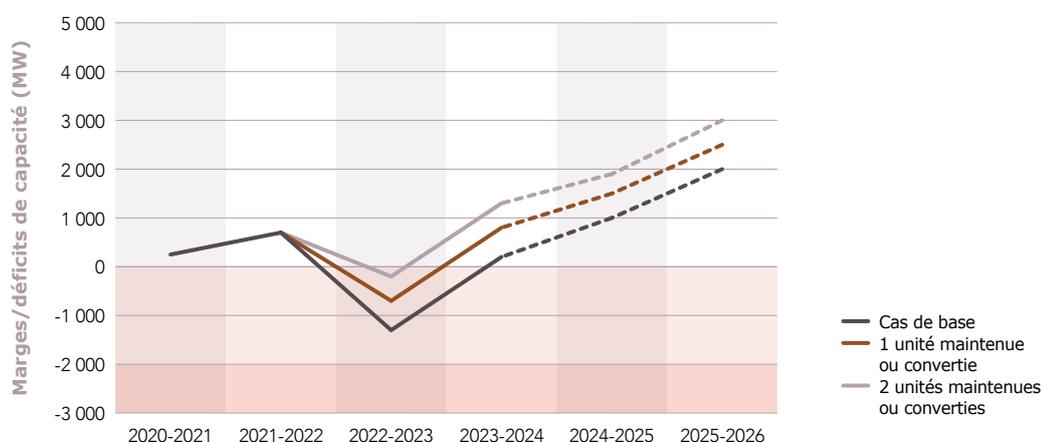
- ▶ un fonctionnement au charbon dans la limite d'un plafond d'environ 700 heures, tel que celui qui pourrait résulter du projet de décret ;
- ▶ un fonctionnement à la biomasse dans le cadre du projet Ecocombust assorti d'une limite annuelle de fonctionnement de 400 heures (projet actuel d'EDF) ou de 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 de l'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 sur l'année) 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.

Figure 7.5 Évolution des marges dans un scénario avec maintien ou conversion à la biomasse des deux unités de Cordemais à la biomasse



⁶². 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**

8. LES CARACTÉRISTIQUES D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN TRANSITION

8.1 La place de l'éolien et du solaire dans le mix est amenée à progresser fortement

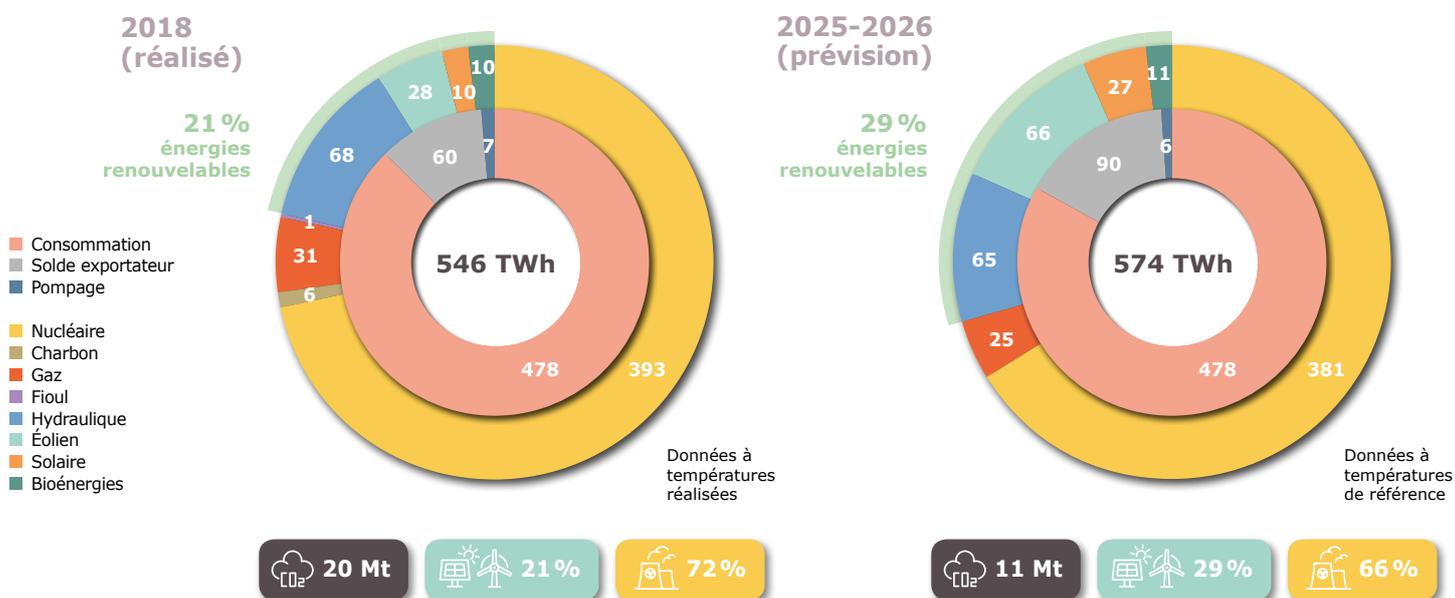
8.1.1 La production renouvelable devrait atteindre près de 30% de la production française à l'horizon 2025

Au-delà de la fermeture de plusieurs centrales thermiques et nucléaires, l'évolution du système électrique français au cours des prochaines années sera 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 importante du photovoltaïque (triplement de la capacité par rapport à aujourd'hui), de l'éolien terrestre (doublement de la capacité) et de l'éolien 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.

Figure 8.1 Évolution des bilans énergétiques en France (en TWh)



À moyen terme, la croissance de la production d'origine renouvelable, si elle suit la trajectoire médiane du Bilan prévisionnel, fera plus que compenser la fin de la production d'électricité au charbon et la diminution de la production nucléaire. Elle conduira donc :

- ▶ à une augmentation du solde exportateur ;
- ▶ à accompagner des politiques de décarbonation nécessitant la croissance de l'utilisation de l'électricité, notamment dans le secteur des transports (avec le véhicule électrique), de la production d'hydrogène (avec le développement de l'électrolyse) ou du bâtiment. Ces nouveaux usages sont détaillés dans la suite du document (cf. 8.6).

Les analyses réalisées – au périmètre du système européen interconnecté – montrent que ces volumes croissants de production éolienne et solaire viennent en grande majorité se substituer à des moyens thermiques fossiles, en France et surtout dans les pays voisins. L'influence des installations éoliennes et solaires françaises sur la production nucléaire est aujourd'hui marginale (des modulations à la baisse interviennent, principalement le week-end ou les jours de faible consommation), les durées de fonctionnement des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles demeurant importantes à l'échelle européenne. Les simulations réalisées pour le Bilan prévisionnel montrent que l'éolien et le solaire continueront à se substituer en grande majorité à des moyens thermiques fossiles en Europe au cours des prochaines années, dès lors que les capacités d'échange aux interconnexions ne sont pas saturées (voir partie 8.2 et suivantes).

Sur l'horizon de temps considéré, la croissance de l'éolien et du solaire n'est pas tributaire du développement de moyens de stockage. En effet, les moyens flexibles actuels et prévus par la PPE (hydraulique, thermique, nucléaire, effacements, interconnexions...) apparaissent suffisants pour compenser la variabilité de la production renouvelable et assurer le respect des normes actuelles en matière de sécurité d'approvisionnement (critère réglementaire des trois heures de défaillance en espérance).

Figure 8.2 Évolution attendue de la production des filières éolienne et solaire en France



Pour autant, la période 2020-2025 apparaît importante pour tester un ensemble de solutions qui deviendront nécessaires à terme dans la perspective d'un système électrique reposant plus fortement sur des énergies renouvelables variables. Ainsi, les dispositifs de stockage par batterie sont susceptibles d'apporter dès maintenant de la valeur sur certains services spécifiques comme le réglage de la fréquence (voir présentation des enjeux dans la partie 1.1). Ils peuvent présenter un intérêt dès les prochaines années du point de vue capacitaire (pointes de consommation) et ultérieurement pour la gestion des flux sur le réseau. De même, l'écrêtement ciblé de la production éolienne par des automates constitue une solution clé pour maîtriser les besoins de renforcement du réseau (principe du « dimensionnement optimal » mis en avant par RTE dans le cadre du

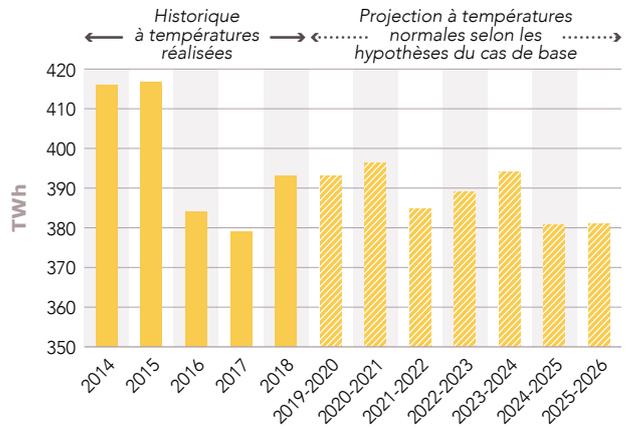
SDDR présenté en septembre 2019). L'intégration de ces différentes solutions au système devra faire l'objet de retours d'expérience réguliers au cours des prochaines années afin de valider leur contribution effective au pilotage des flux et au maintien de la sécurité d'alimentation.

8.1.2 La production nucléaire reste compétitive, mais ne devrait plus atteindre les volumes annuels d'avant 2016

Grâce à des coûts de production plus bas que les moyens de production thermiques fossiles dans le reste de l'Europe, **la production nucléaire en France est compétitive sur des marchés européens de l'électricité toujours en grande partie composés d'énergie d'origine fossile (charbon et gaz)**. Cette caractéristique demeure sur la période couverte par le Bilan prévisionnel, même en intégrant un développement important des énergies renouvelables partout en Europe.

Cette conclusion est en ligne avec les analyses précédemment publiées par RTE, notamment dans le rapport d'octobre 2018 sur les échanges d'électricité aux interconnexions, qui abordait spécifiquement la question des débouchés (physiques et économiques) de la production décarbonée

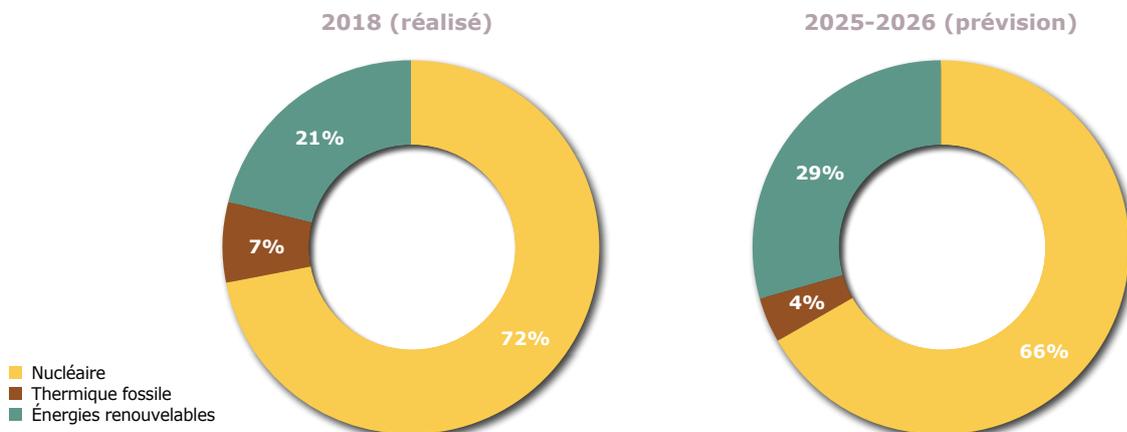
Figure 8.3 Évolution projetée de la production du parc nucléaire en France⁶³



française dans des scénarios de croissance forte de l'éolien et du solaire. Elle est également renforcée par la fermeture programmée des centrales nucléaires allemandes d'ici 2022 (72 TWh en 2018) et annoncée du nucléaire belge (27 TWh en 2018), qui auront une influence significative sur le fonctionnement du système électrique européen interconnecté.

S'agissant du nucléaire français, le cas de base du Bilan prévisionnel intègre néanmoins **une perspective légèrement baissière sur la production.**

Figure 8.4 Évolution de la répartition de la production par filières en France



⁶³. Les projections de production nucléaire affichées dans le Bilan prévisionnel correspondent à un résultat moyen des simulations réalisées, sur la base des arrêts programmés déclarés par EDF, intégrant un allongement des visites décennales tel qu'explicité dans la partie 3.2 (hors aléas spécifiques sur les autres arrêts). Pour les deux dernières années de l'horizon, le Bilan prévisionnel considère une disponibilité basée sur les trois dernières années d'historique.

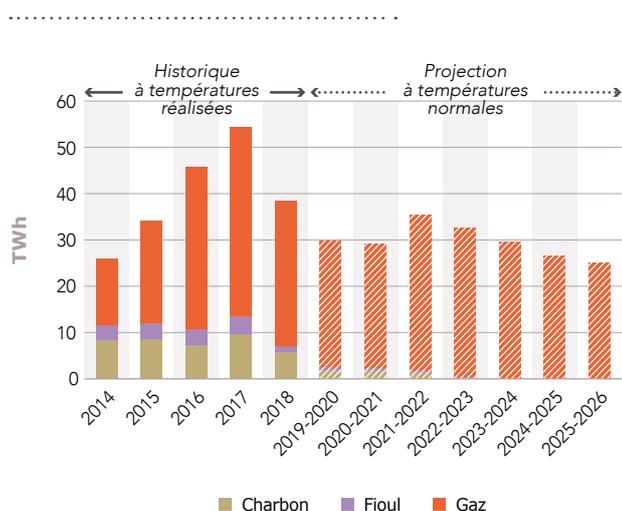
Cette perspective résulte des facteurs d'incertitudes présentés au chapitre 3 :

- ▶ la fermeture de la centrale de Fessenheim – non compensée dans un premier temps par l'EPR de Flamanville ;
- ▶ l'importance du programme de visites décennales des réacteurs avec en particulier les premières « VD 4 » des réacteurs de 900 MW ;
- ▶ la probabilité d'arrêts plus fréquents et plus longs hors visites décennales (notamment dans le cadre du programme de « grand carénage », qui ne concerne pas uniquement les « VD 4 »).

Ainsi, les perspectives issues du Bilan prévisionnel conduisent à une production nucléaire annuelle comprise entre 380 TWh et 395 TWh au cours des prochaines années. Ces niveaux sont proches des plus bas historiques enregistrés en 2016 et 2017 et significativement inférieurs aux 415 TWh atteints les années précédentes (et même 430 TWh en 2005).

Enfin, la part du nucléaire dans la production française devrait se contracter, sous l'effet mécanique de la croissance de la production d'origine renouvelable (qui se réduirait à 66% en 2025, contre 72% en 2018).

Figure 8.5 Évolution de la production thermique fossile en France



8.1.3 La production thermique diminue, conséquence de la fermeture des centrales au charbon et du développement des énergies renouvelables

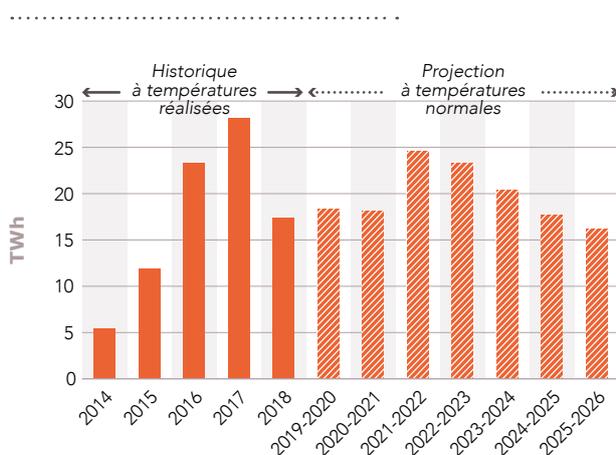
La production des centrales thermiques en France est très dépendante de la performance du nucléaire et des conditions météorologiques : les moyens thermiques constituent en effet des moyens de semi-base ou de pointe, qui sont appelés sur les marchés après les renouvelables et le nucléaire.

Les résultats des simulations conduisent à mettre en avant une perspective de diminution de la production thermique fossile, qui pourrait représenter moins de 5% de la production française à l'horizon 2025. Ce constat est néanmoins différent pour le charbon, le fioul et le gaz.

La production d'électricité à base de charbon et de fioul devrait progressivement disparaître

La production d'électricité à base de charbon, déjà faible en France, devrait dans un premier temps décroître du fait des conditions de marché, puis disparaître au fur et à mesure de la fermeture effective des centrales annoncée

Figure 8.6 Évolution de la production des centrales à cycle combiné au gaz en France



par le Gouvernement et intégrée au cas de base du Bilan prévisionnel.

S'agissant des moyens de production de faible puissance unitaire au fioul, la perspective est également celle d'une érosion progressive, du fait des conditions de marché et de la contraction envisagée du parc de petites installations.

La production des centrales à cycle combiné au gaz est amenée à se maintenir voire à progresser avant la mise en service de l'EPR

À l'inverse, plusieurs facteurs concourent à prévoir un maintien voire une augmentation de la production des centrales à cycle combiné au gaz (par rapport au niveau moyen 2016-2018) dans les prochaines années :

- ▶ la fermeture progressive des dernières centrales au charbon, qui entraîne une augmentation de la production des centrales à cycle combiné au gaz par effet de substitution ;
- ▶ la compétitivité des centrales au gaz françaises, récentes et performantes par rapport à d'autres

installations du même type, sur la plaque européenne ;

- ▶ l'importance du programme de travaux sur les réacteurs nucléaires, déjà largement mentionnée dans le reste du document, qui devrait conduire à des niveaux de production proches des niveaux minimums observés en 2016, 2017 ou 2019 ;
- ▶ la réduction de la capacité totale du parc nucléaire entre 2020 et 2023, correspondant à la période comprise entre la fermeture de Fessenheim et la mise en service de l'EPR.

En fin d'horizon d'étude, l'augmentation de la production renouvelable et la mise en service de l'EPR devraient conduire à des durées de fonctionnement plus faibles que durant la période la plus tendue du point de vue de la sécurité d'approvisionnement (2021-2023).

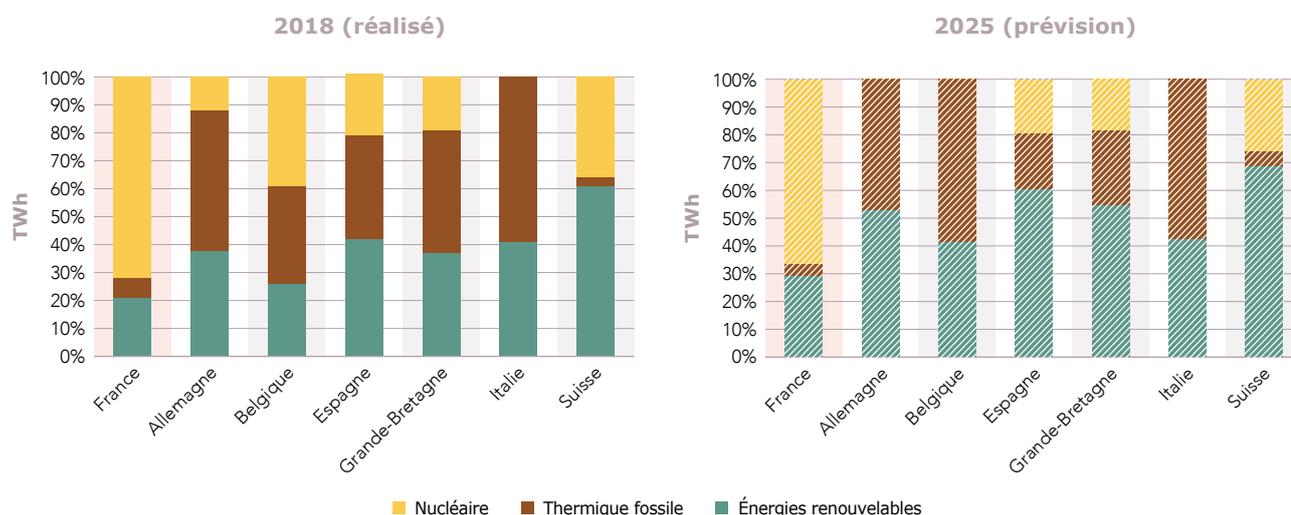
Ces perspectives sont établies à température de référence et doivent être considérées avec prudence, la production effective des centrales au gaz étant susceptible de varier largement d'une année sur l'autre.

8.1.4 La transformation du mix électrique se poursuit à l'échelle européenne

Sur l'horizon étudié par le Bilan prévisionnel, des évolutions significatives sont attendues sur les mix électriques européens, à des rythmes contrastés selon les pays. **De manière générale, la part de la production d'origine renouvelable dans la production d'électricité devrait augmenter significativement dans tous les pays.**

Par exemple en Belgique et en Allemagne, la part de la production issue des énergies renouvelables et du parc thermique croît mécaniquement dans le mix de production d'électricité, conséquence de la fermeture des parcs nucléaires de ces pays avant 2025. Dans les autres pays européens, tels que l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse, la part de la production renouvelable augmente aussi et se substitue à la production thermique fossile.

Figure 8.7 Évolution de la répartition de la production par filières en France et dans les pays voisins



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

La préparation de la fermeture des centrales au charbon a donné lieu, en 2018 et 2019, à un ensemble de discussions préparatoires au cours desquelles de nombreuses questions ont été adressées à RTE. Ces questions portent, de manière large, sur l'influence des fermetures sur le fonctionnement du système électrique.

Le Bilan prévisionnel 2019 confirme que **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 un rapport complémentaire au Bilan prévisionnel 2017⁶⁴.

Elle a depuis été légèrement revue à la baisse du fait d'une moins bonne disponibilité du parc nucléaire en France.

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 européen de l'électricité ;

- ▶ dans le même temps, **la tendance au déclassement des parcs charbon ainsi qu'à la fermeture de réacteurs nucléaires 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 supplémentaire pour la production à faible coût variable (énergies renouvelables et nucléaire). 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 Allemagne et en Belgique 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.

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.).

64. RTE, octobre 2018, *Analyses complémentaires sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel* : <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/BP2017-annexe-echanges-aux-interconnexions-vf.pdf>

Figure 8.8 Évolution du solde des échanges par pays aux frontières françaises

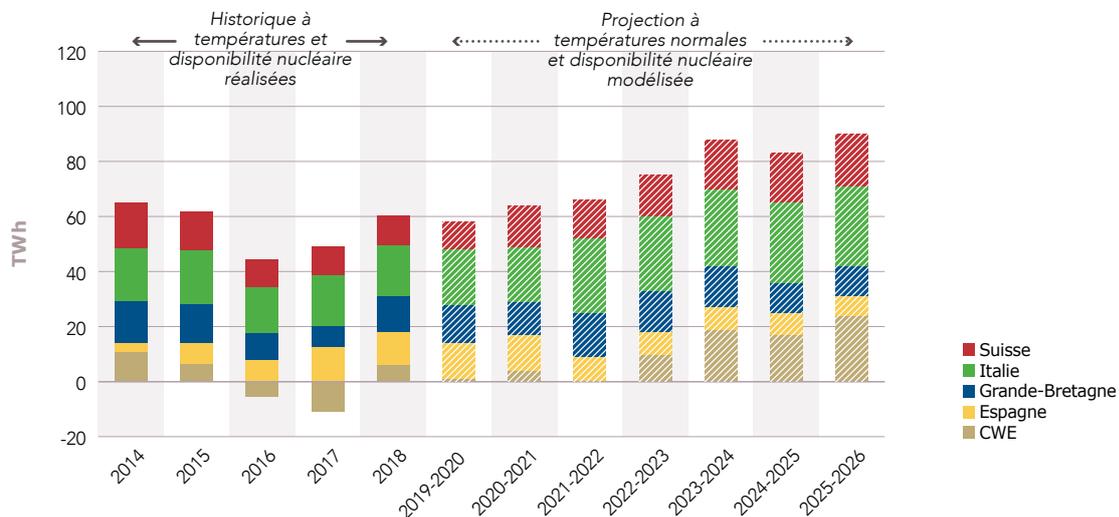
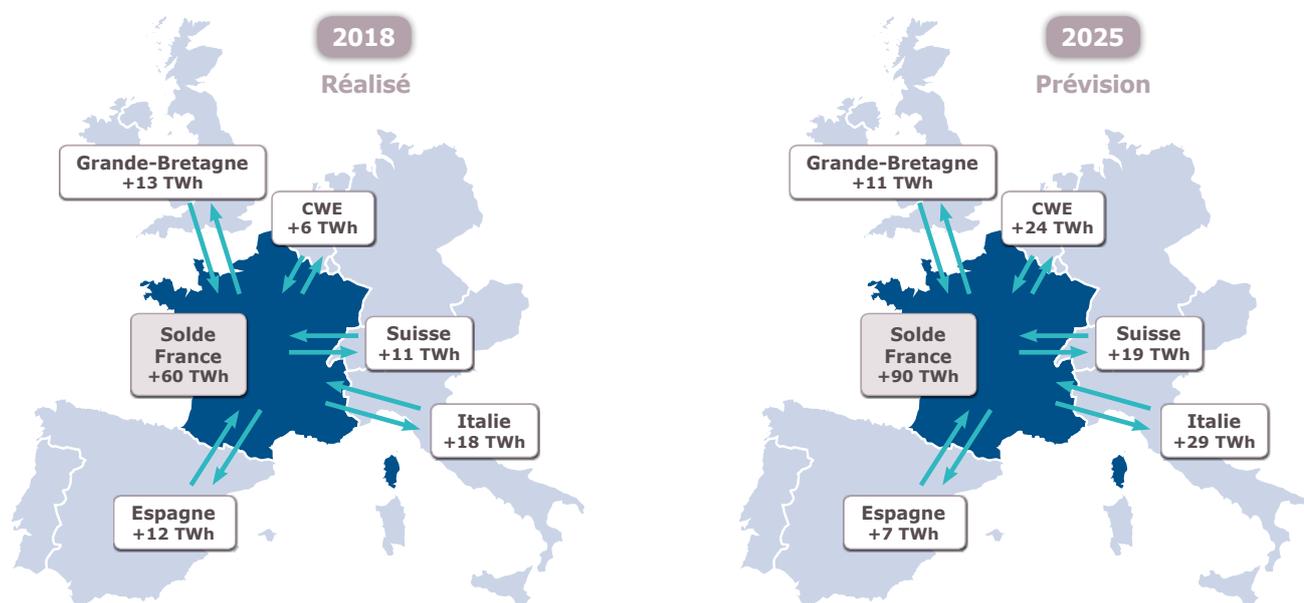


Figure 8.9 Solde des échanges aux frontières françaises en 2018 et en 2025



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

8.3.1 En France, des émissions de CO₂ en baisse à moyen terme

Les émissions de CO₂ de la France par rapport à ses voisins demeurent faibles

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, du fait de la structure du mix et de la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique. En 2018, au périmètre modélisé dans le Bilan prévisionnel, les émissions de CO₂ françaises représentent ainsi de l'ordre de 3% des émissions européennes alors même que le volume de production de la France arrive en deuxième position derrière l'Allemagne.

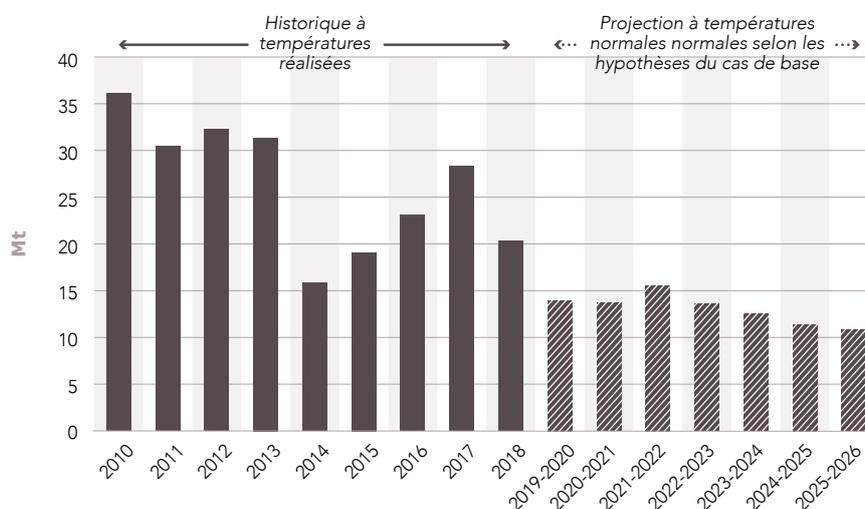
En Europe, peu de pays (Norvège, Suède, Suisse) présentent des niveaux d'émissions de CO₂ aussi faibles (proportionnellement à leur volume de production).

La tendance structurelle à la diminution des émissions de CO₂ de la production d'électricité en France devrait se prolonger à moyen terme

La baisse des émissions de CO₂ actuellement à l'œuvre en France (pour la production d'électricité) est due au moindre fonctionnement des centrales au charbon amorcé en 2018, conséquence d'une évolution des coûts de combustibles et du prix du CO₂ sur le marché des quotas plus favorable au gaz.

Malgré la fermeture des réacteurs de Fessenheim, cette tendance baissière devrait se poursuivre au cours des prochaines années, avec la fermeture progressive des dernières centrales au charbon d'ici 2022 et le développement des énergies renouvelables. Ainsi, **un niveau moyen (à température normale) de l'ordre de 10 millions de tonnes par an en fin d'horizon est atteignable pour le parc électrique français (hors Corse)**, ce qui correspond à une division par trois depuis 2010.

Figure 8.10 Évolution des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en France métropolitaine



La légère augmentation des émissions envisagée pour 2021-2022 découle de la hausse attendue – à température de référence – de la production des centrales au gaz, au moment où de nombreuses visites décennales seront en cours et conduiront à une plus faible disponibilité du parc nucléaire.

De même que pour les exports présentés dans la partie 8.2, les projections affichées dans le Bilan prévisionnel résultent d'un traitement statistique, et correspondent à la moyenne des résultats obtenus en envisageant un grand nombre de tirages météorologiques (chroniques horaires portant sur des paramètres comme la température, le vent, l'ensoleillement, la pluviométrie, la nébulosité, etc.) et de configurations du système électrique. Elles informent donc sur la tendance structurelle.

Dans la pratique, le niveau effectif des émissions de CO₂ dépendra de phénomènes conjoncturels comme les conditions météorologiques ou la disponibilité effective du parc nucléaire

En toute rigueur, les émissions de CO₂, telles qu'elles seront mesurées chaque année, dépendront des

configurations effectivement rencontrées : il ne s'agit plus alors d'un traitement statistique. **En pratique, l'évolution des émissions d'une année sur l'autre dépendra fortement d'éléments conjoncturels tels que les conditions météorologiques (notamment température) ou la disponibilité effective du parc nucléaire.**

La comparaison des valeurs du passé et d'une projection issue d'un traitement statistique (comme présenté figure 8.10) doit ainsi être considérée avec prudence.

À titre d'exemple, dans le cas où les nombreuses quatrièmes visites décennales de réacteurs nucléaires programmées entre 2021 et 2023 seraient complétées par de multiples autres types d'arrêt du parc ou seraient réalisées dans un contexte d'hiver plus froid que la normale, les émissions de CO₂ pourraient être plus élevées que celles présentées en figure 8.10. Elles pourraient par exemple atteindre des niveaux supérieurs à 20 MtCO₂ (à comparer avec une projection moyenne de 15 MtCO₂), même une fois la production à base de charbon mise à l'arrêt.

8.3.2 La décarbonation se poursuit au niveau européen

À moyen terme, la réduction des parcs thermiques et le développement des énergies renouvelables constituent des phénomènes désormais bien engagés. Qu'ils se matérialisent selon le rythme programmé au sein des différents États membres ou plus lentement, ces mouvements conduiront à une réduction des émissions de CO₂ en Europe, illustrée par la baisse globale des indicateurs d'intensité carbone de la production en figure 8.11. Cette réduction portera sur des quantités plus importantes qu'en France car la situation initiale est celle d'un mix très carboné dans de nombreux pays européens.

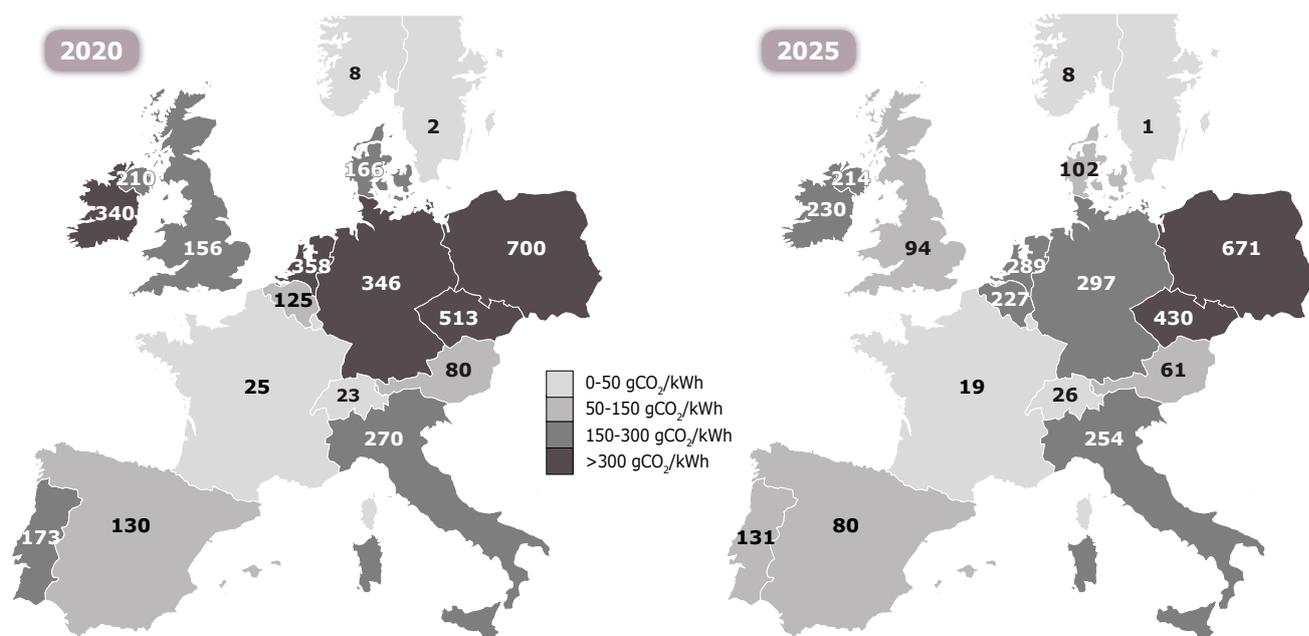
Au niveau structurel, cette tendance à la réduction des émissions devrait être ralentie, mais pas annulée, par la fermeture de réacteurs nucléaires (essentiellement en Allemagne et en Belgique, mais également en Suisse). En effet, les volumes de

production éolienne et solaire prévus dans les différents États sont très importants, et la fermeture des centrales au charbon envisagée en Allemagne a, à elle seule, une influence très importante sur les émissions européennes.

Le système électrique français contribue à éviter des émissions de CO₂ ailleurs en Europe en exportant une électricité faiblement carbonée

Le caractère très largement décarboné du parc électrique français se traduit évidemment dans la comptabilité nationale des émissions, mais joue également un rôle significatif dans la réduction des émissions à l'échelle européenne. **L'export de cette production faiblement carbonée (avec par exemple un solde exportateur de 60 TWh en 2018) permet d'éviter de démarrer des centrales thermiques dans les pays voisins et ainsi de réduire les émissions de CO₂ au niveau européen.**

Figure 8.11 Évolution de l'intensité carbone de la production d'électricité dans les pays modélisés dans le cas de base du Bilan prévisionnel (en gCO₂/kWh)⁶⁵

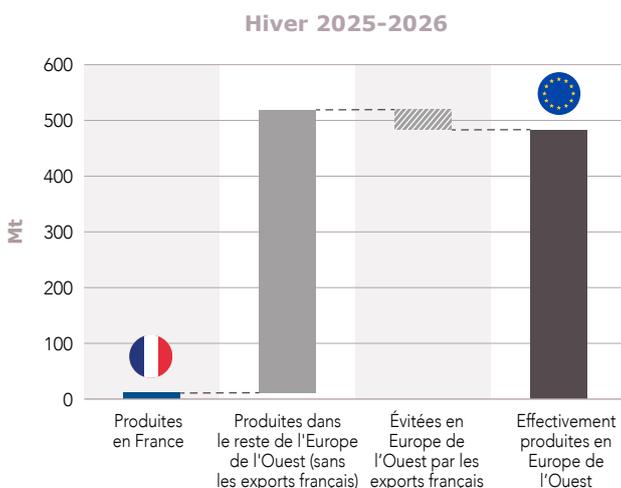


⁶⁵ Les données relatives aux émissions observées historiquement et à disposition du public peuvent couvrir différents périmètres (avec/sans production de chaleur, intensité calculée par rapport à la production ou la consommation, etc.) et les méthodologies peuvent en pratique varier selon les pays. Les données prospectives présentées représentent les intensités carbone des pays étudiés dans le Bilan prévisionnel, hors prise en compte de l'interconnexion avec le reste de l'Europe non modélisée, hors zones non interconnectées et hors prise en compte de la production de chaleur.

Sur l'horizon d'étude, même après la fermeture des dernières centrales au charbon, le système électrique français devrait être de plus en plus exportateur. Cette progression structurelle du solde exportateur résulte (i) du développement de la production renouvelable associée au maintien de la capacité nucléaire en France, (ii) de la tendance au déclasserment des parcs charbon et à la fermeture de réacteurs nucléaires en Europe et (iii) du développement des interconnexions.

On peut estimer que le volume d'émissions évitées en Europe par ces exports pourrait atteindre de l'ordre de 36 MtCO₂ en fin d'horizon, porté par l'augmentation importante de la production renouvelable en France.

Figure 8.12 Effets du système électrique français sur les émissions annuelles de CO₂ du mix électrique dans les pays européens modélisés dans le Bilan prévisionnel



8.3.3 Les énergies renouvelables contribuent à la réduction des émissions de CO₂

Les résultats sur les émissions de gaz à effet de serre présentés dans cette édition du Bilan prévisionnel se situent dans la lignée des exercices précédents et des études menées sur la mobilité ou l'hydrogène bas carbone.

Au-delà du rôle très largement connu du nucléaire et de l'hydraulique dans la bonne performance de

la production d'électricité en France pour ce qui concerne les émissions de CO₂, ces études ont notamment montré :

- ▶ que le développement des énergies renouvelables en France avait un effet baissier sur les émissions de CO₂ en France et en Europe ;
- ▶ que les scénarios de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), ou les scénarios de type *Volt* et *Ampère* du Bilan prévisionnel 2017, conduisaient à une diminution des émissions de CO₂ pour le système électrique en France mais également dans le reste de l'Europe.

Ces résultats peuvent parfois susciter l'incompréhension de certains commentateurs, qui interprètent les transformations du secteur électrique selon un unique prisme, celui d'une concurrence entre le nucléaire et les énergies renouvelables au niveau national.

Les analyses de RTE positionnent le développement des énergies renouvelables dans une perspective plus vaste, à double niveau : (i) l'échelle du fonctionnement du système électrique (européenne et non nationale) et (ii) le périmètre de prise en compte des émissions (pour lequel il faut intégrer les transferts d'usage prévus vers le secteur de l'électricité).

Les éléments ci-dessous permettent de préciser les éléments d'analyse qui attestent de la façon dont le développement de l'éolien et du solaire contribue à éviter des émissions de gaz à effet de serre.

Jusqu'à aujourd'hui, le développement de l'éolien et du solaire ne s'est pas réalisé au détriment de la production nucléaire

Si les énergies renouvelables sont déployées en substitution à l'énergie nucléaire, il n'existe pas d'effet significatif sur les émissions de gaz à effet de serre. L'éolien et le solaire comme le nucléaire sont des technologies qui n'émettent pas de CO₂ lors de la phase de production d'électricité (hors construction des installations et phase amont du cycle du combustible), et conduisent donc à une production d'énergie décarbonée. En intégrant le cycle de vie des matériels, les émissions restent extrêmement faibles pour le nucléaire et l'éolien,

et sont légèrement supérieures pour le photovoltaïque⁶⁶ même si elles restent d'un ordre de grandeur très nettement inférieur aux émissions associées à la combustion de charbon, fioul ou gaz.

Tel n'est pas le cas de figure en France, où le développement de l'éolien et du solaire ne s'est pas réalisé, jusqu'alors, en substitution à l'énergie nucléaire. Entre 2005 et 2019, la capacité de production nucléaire est demeurée identique (63 GW).

Un point est susceptible de perturber la compréhension de ce phénomène : comme évoqué précédemment, une réduction significative de la production annuelle des réacteurs nucléaires a été enregistrée depuis les années 2000, et principalement entre 2005 (production annuelle de 430 TWh) et 2016 (production de 384 TWh, soit une baisse de près de 50 TWh en un peu plus de dix ans). Toutefois cette réduction n'est pas liée au développement de l'éolien et du solaire : elle tient principalement aux performances du parc nucléaire, dont les réacteurs font l'objet d'arrêts plus fréquents et plus longs, notamment dans le cadre du programme du « grand carénage ».

La faculté, pour certains réacteurs nucléaires, de pouvoir moduler leur production constitue de longue date une caractéristique importante du parc français : elle était déjà nécessaire dans les années 1990 et 2000 pour adapter la production au profil de consommation (la France disposant majoritairement de nucléaire dans son mix et moins de centrales au gaz ou au charbon que les pays voisins).

Dans le contexte actuel, il arrive bien que la production des réacteurs nucléaires soit modulée à la baisse en périodes de grande abondance de production renouvelable : ces modulations obéissent à une logique économique (quand les prix de marché sont bas, par exemple certains week-ends et jours fériés) dans le cadre d'une gestion du stock

de productible sur des périodes longues. Il est cependant très rare que la modulation obéisse à une contrainte physique (trop plein d'énergie et saturation des capacités d'export) et que la production associée soit « perdue » : elle est alors simplement reportée, ce qui participe d'une bonne gestion économique.

Aujourd'hui, les énergies éolienne et solaire se déploient donc essentiellement en addition au potentiel de production nucléaire et hydraulique.

Les énergies renouvelables installées en France se substituent essentiellement à des centrales de production thermique fossile

L'augmentation de la production éolienne et solaire en France se traduit ainsi par une réduction de l'utilisation des moyens de production thermique fossile (au gaz, au charbon et au fioul). Du point de vue des coûts variables, faire fonctionner ces unités est en effet plus onéreux qu'utiliser les moyens de production éoliens, solaires ou hydrauliques (dès lors qu'il existe du productible en vent, rayonnement ou hydraulité), ou que faire fonctionner les centrales nucléaires existantes.

Cette réduction de l'utilisation des moyens thermiques fossiles se produit en France et dans les pays voisins, car le système électrique fonctionne de manière interconnectée à l'échelle européenne. La France disposant de peu de centrales thermiques – dont certaines (centrales au gaz) sont plutôt récentes et compétitives sur les marchés européens – une partie importante des réductions d'émissions est enregistrée dans les pays voisins, via une augmentation des exports d'électricité et une réduction des imports. C'est ainsi pourquoi la France reste le principal exportateur européen malgré la réduction importante de la production nucléaire depuis les années 2000.

66. Source : ADEME, Base carbone 2019

Des émissions évitées par l'éolien et le solaire français estimées à 22 millions de tonnes par an en 2019, en France et dans les pays voisins

Pour obtenir une évaluation des émissions évitées grâce à la production éolienne et solaire en France, RTE a simulé ce que serait le fonctionnement du système électrique actuel sans ces installations. Cette analyse permet de chiffrer les émissions évitées par les filières éolienne et solaire françaises telles qu'aujourd'hui à environ 22 millions de tonnes de CO₂ par an sur le périmètre modélisé dans le Bilan prévisionnel (5 millions de tonnes en France et 17 millions de tonnes dans les pays voisins).

Dit autrement, si ces capacités n'avaient pas été développées et avec le reste du parc électrique actuel et inchangé, les moyens thermiques en France et en Europe auraient été davantage sollicités, conduisant à des émissions supplémentaires, notamment via des centrales au charbon et au gaz.

Ces résultats battent en brèche une vision réductrice du système électrique où chaque incrément de production éolienne et solaire se ferait au détriment du nucléaire et n'aurait pas d'influence sur les émissions de gaz à effet de serre.

Les évaluations portant sur les émissions évitées doivent obéir à un cadre méthodologique clair. Les enjeux associés sont précisés dans l'encadré page suivante.

Une contribution qui demeure au cours des prochaines années

Les projections réalisées dans le Bilan prévisionnel 2019 confirment que, dans le type de transformation correspondant au projet de PPE, les énergies renouvelables continueront de contribuer à éviter des émissions. Par ailleurs, la croissance des productions éolienne et solaire envisagée par la PPE est plus rapide que la réduction de la production nucléaire. À condition que ces trajectoires soient effectivement tenues, les performances du système électrique en France en matière d'émissions de CO₂ et sa contribution à la réduction des émissions à l'échelle européenne devraient croître.

Les études complémentaires sur les échanges d'électricité publiées en 2018 ont souligné que le potentiel d'export était loin d'être saturé, mais que les conditions économiques (prix de l'électricité et viabilité économique des différentes filières) étaient à vérifier.

À moyen terme, l'atteinte des objectifs publics de croissance de production décarbonée en France permettra de réduire encore les émissions de gaz à effet de serre, soit dans les pays voisins via la hausse des exports et le moindre recours aux centrales thermiques situées dans ces pays, soit en France via des transferts d'usages vers l'électricité.

❖ L'évaluation précise des émissions évitées par les énergies renouvelables soulève des questions de méthode, et différents chiffres circulent

L'évaluation des émissions de CO₂ est un sujet parfois polémique. Différentes évaluations circulent dans le débat, fondées sur des méthodes parfois peu transparentes. Quelle que soit la méthodologie retenue, RTE considère que plusieurs principes doivent guider cette évaluation :

- ▶ il est nécessaire de considérer le système européen ou du moins les voisins directs de la France : il n'est pas possible de comprendre le fonctionnement des différents moyens de production en France sans tenir compte des pays voisins, car le système fonctionne de manière interconnectée ;
- ▶ il n'est pas possible de se fonder uniquement sur une observation des corrélations entre éolien/solaire et exports, qui ne donnent pas de résultats probants si l'analyse n'intègre pas des variables explicatives aussi importantes que la température, la production effective du parc nucléaire ou la production éolienne dans un pays comme l'Allemagne, etc.

Ainsi, seule une approche propre, conduisant à simuler le système européen avec et sans une filière de production donnée, permet d'obtenir un résultat satisfaisant. C'est ce que permet le modèle utilisé pour le Bilan prévisionnel (voir la description des enjeux européens présentée dans la partie 4).

Certaines précautions doivent tout de même être intégrées :

- ▶ ce type d'analyse, qui suppose de raisonner à parc électrique donné, est valable pour des volumes réduits (quelques dizaines de térawattheures tout au plus). On peut en effet penser que, si la décision de développer l'éolien et le solaire n'avait pas été prise en France, d'autres moyens de production auraient été construits ou maintenus en fonctionnement ;
- ▶ reconstituer la programmation des arrêts nucléaires, ou de la gestion des stocks hydrauliques, est une tâche difficile, à laquelle les modèles – même les plus sophistiqués – ne donnent que des réponses approchées faute de pouvoir simuler l'ensemble des contraintes (gestion combinée par vallée hydraulique, prise en compte de l'incertitude, stratégie des acteurs) ;
- ▶ ce type de calcul permet d'évaluer les émissions évitées par le seul développement des capacités éoliennes et solaires, et non les réductions d'émissions liées à d'autres évolutions du secteur au cours des dernières années (évolution des prix des combustibles et du prix du CO₂ sur le marché ETS, déclassement de certaines centrales, etc.).

8.4 Les moyens de production pilotables contribuent majoritairement au passage des pointes journalières de consommation

Les analyses de sécurité d'approvisionnement menées par RTE reposent sur une approche probabiliste et non déterministe. Cela signifie que RTE ne considère aucune « capacité garantie » pour l'éolien ou le solaire (le chiffre de 10 % parfois repris sur les réseaux sociaux n'a pas de sens dans le cadre du Bilan prévisionnel). Le Bilan prévisionnel est fondé sur un ensemble de chroniques météorologiques, dont certaines prévoient par exemple une production éolienne très faible sur certains pas de temps, y compris en hiver. « L'espérance de défaillance » déterminée en respect du cadre réglementaire correspond donc à une valeur statistique représentative des lois de probabilité considérées pour les différents aléas et paramètres affectant le fonctionnement du système électrique.

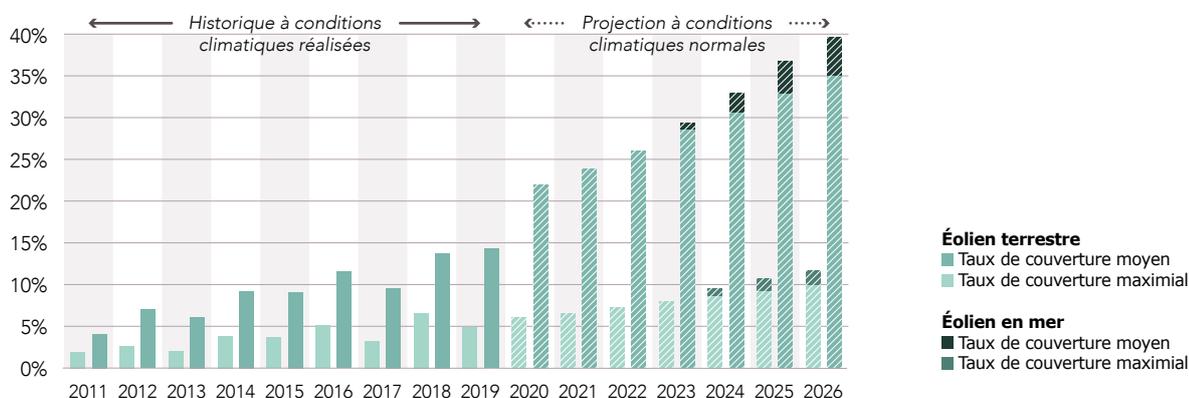
Les éléments présentés ci-dessous sont issus de ce type d'étude. Ils montrent que si les moyens pilotables demeurent la majorité de ceux qui permettent le « passage » des pointes de consommation, celles-ci reposent déjà aujourd'hui – et encore davantage demain – sur la contribution statistique d'autres filières comme la filière éolienne.

Malgré une importance croissante de la filière éolienne, l'équilibre offre-demande lors des pics de consommation est aujourd'hui en grande partie assuré par les moyens pilotables

Depuis 2014, la pointe journalière de consommation, généralement à 19h en hiver, atteint en moyenne 80 GW lors des jours ouvrés de janvier. **Lors des pointes journalières moyennes, environ 90% des besoins de consommation sont couverts par les moyens de production pilotables** (nucléaire, thermique à flamme et hydraulique modulable), contre 6 % par la filière éolienne.

Dans un contexte de transition énergétique, **le taux de couverture de la pointe par l'éolien progresse d'année en année**. Ce taux est conjoncturellement voué à augmenter au fil des années avec la poursuite du développement de la filière éolienne terrestre (+ 12 GW entre 2018 et 2025) et la mise en service des premiers parcs éoliens en mer (3 GW d'ici 2025). Ainsi, le taux de couverture de la pointe journalière par l'éolien pourrait dépasser 10% en moyenne en 2025. À cet horizon, la contribution moyenne de la

Figure 8.13 Taux de couverture de la pointe de consommation journalière par l'éolien en janvier à 19h



filère représenterait alors environ 10 GW pendant les pointes journalières de consommation de janvier, soit près du double de l'apport actuel.

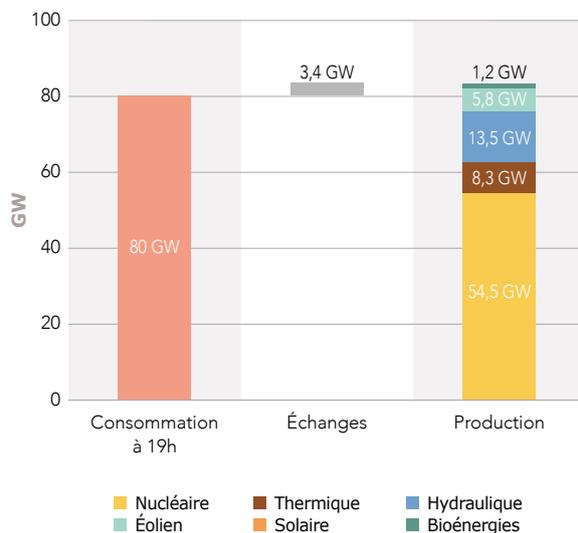
La France demeure majoritairement exportatrice, même lors des pointes journalières de consommation

Depuis 2014, la France exporte près de 4 GW en moyenne lors des pics journaliers de consommation de janvier à 19h (en jours ouvrés).

Ce constat ne doit toutefois pas masquer le fait que la position (importatrice ou exportatrice) de la France vis-à-vis de ses voisins dépend fortement de la disponibilité du parc nucléaire français et des conditions climatiques. Ainsi :

- ▶ sur quatre des six derniers mois de janvier depuis 2014, la France a présenté un solde exportateur lors d'au moins 90% des pointes de consommation à 19h (en jours ouvrés) ;

Figure 8.14 Mix de production et échanges moyens à 19h en janvier (en jours ouvrés)
Cas de base – 2021



- ▶ en revanche, en janvier 2017 et 2019, la France a présenté un solde exportateur pour seulement un quart des pointes de consommation à 19h (en jours ouvrés). Ces deux situations récentes s'expliquent principalement par des niveaux de consommation élevés, conséquence de températures relativement basses, auxquelles s'ajoute une baisse des productions nucléaire, éolienne et hydraulique.

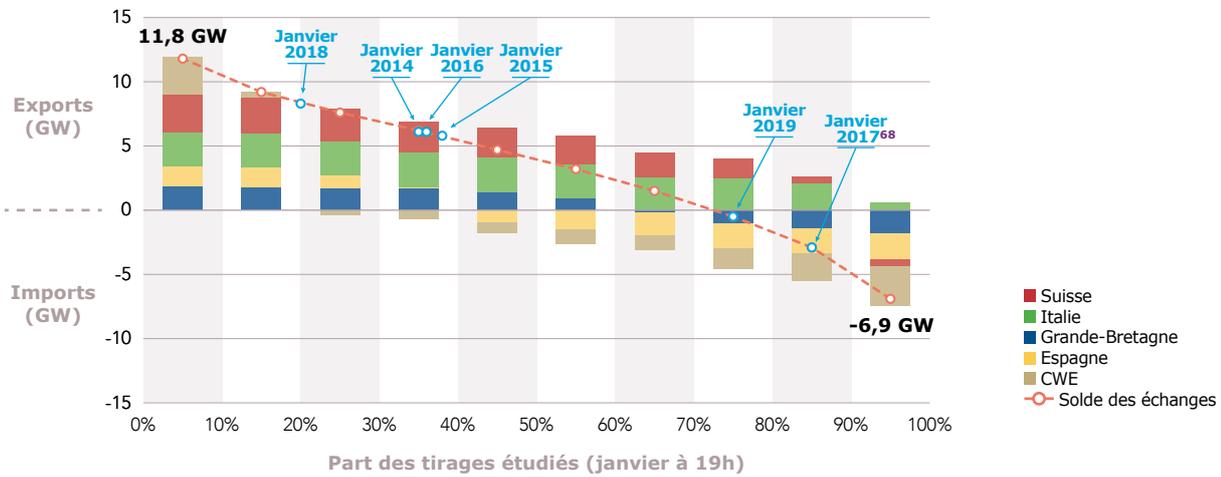
Dans les analyses du Bilan prévisionnel, illustrées par la figure 8.15, lors des pointes journalières de consommation de janvier 2021, la probabilité que la France présente un solde exportateur est de l'ordre de 75%. Avec les fermetures annoncées de la centrale nucléaire de Fessenheim et des centrales au charbon, le volume d'export moyen lors des pics de consommation journaliers de janvier devrait cependant se réduire à moyen terme à hauteur d'environ 3 GW.

La variabilité du solde exportateur français illustre l'impact de la disponibilité du parc nucléaire et des conditions climatiques sur la balance commerciale française :

- ▶ dans les configurations les plus favorables, la balance commerciale de la France pourrait atteindre plus de 10 GW d'exports ;
- ▶ à l'inverse, dans les conditions les plus défavorables similaires à 2017 et 2019, la France pourrait importer ponctuellement plus de 10 GW.

L'analyse des échanges par frontière fait ressortir des tendances différentes selon les pays. Même lors des pointes de consommation en France, **l'Italie et la Suisse sont, dans la plupart des situations étudiées, importatrices depuis la France** tandis qu'à l'inverse, **l'Espagne exporte fréquemment entre 0,5 GW et 2 GW vers la France**. En revanche, le solde des échanges de la France vers la zone CWE et vers la Grande-Bretagne varie dans les deux sens, aussi bien en import qu'en export.

Figure 8.15 Distribution statistique de volumes d'échanges moyens⁶⁷ en janvier à 19h (en jours ouvrés) – Cas de base – 2021



⁶⁷. Afin de « lisser » la variabilité du solde exportateur, chaque donnée ici représentée correspond à une moyenne sur un intervalle, par exemple entre 50 et 60%. Dans des situations peu fréquentes (i.e. proches des extrêmes 0% et 100%), les exports ou imports français peuvent toutefois atteindre des valeurs notablement plus élevées, jusqu'à dépasser 15 GW.

⁶⁸. Les points de janvier 2014 à 2019 se rapportent à des échanges moyens pour des conditions historiques réalisées (température et disponibilité nucléaire), mais ne correspondent pas nécessairement à l'exacte répartition des échanges par pays ici projetée.

❖ L'étude du passage des pointes de consommation « en moyenne » ne doit pas occulter l'importance de la contribution de la filière éolienne lors d'épisodes de tension

Dans l'édition 2018 du Bilan prévisionnel, RTE a montré 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 la filière solaire.

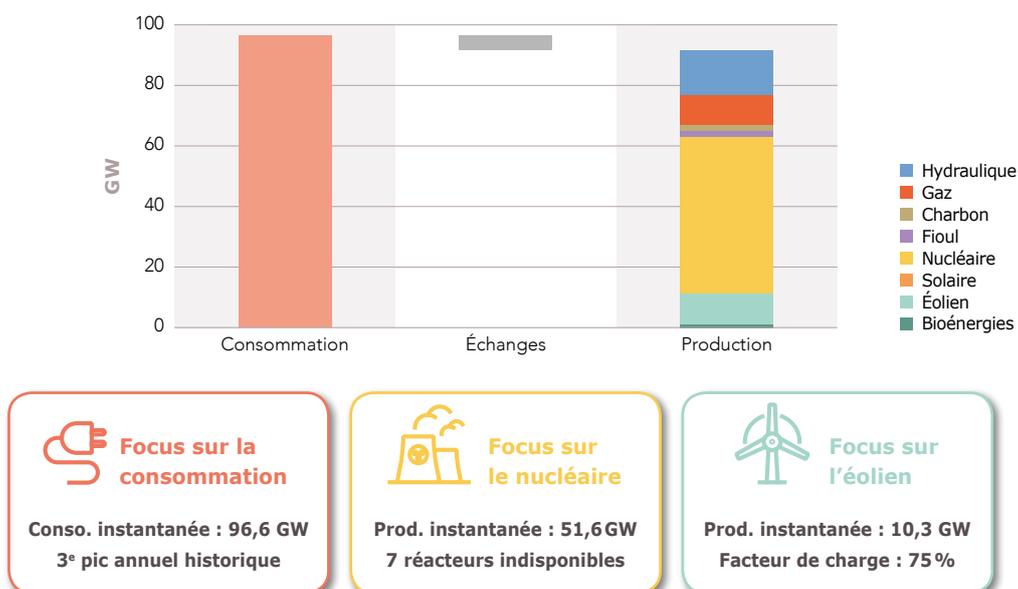
À titre d'exemple, le mix de production du 28 février 2018 illustre la contribution de l'éolien terrestre à la sécurité d'approvisionnement, dans une situation présentant une forte consommation (troisième pointe de consommation annuelle la plus haute en France) et une disponibilité nucléaire réduite (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, ni même de la mise en oeuvre de délestages : elle n'a nécessité l'activation d'aucun levier post marché.

Ce type de configuration n'est cependant pas généralisable. La disponibilité de l'éolien sur les périodes hivernales n'est pas garantie sur toutes les pointes de consommation : 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%. La situation observée le 28 février 2018 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 modélisation 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.

Figure 8.16 Mix de production observé le 28 février 2018 à 19h



Lors d'épisode de forte tension du système, les interconnexions et les capacités situées dans les pays voisins apportent aussi une contribution importante à l'équilibre électrique en France

En 2019, les situations où la France s'est retrouvée importatrice nette ont représenté 650 heures (soit 7% du temps) ; cette année-là, la puissance maximale d'import a été atteinte le 19 novembre à 8h (9,4 GW). Le caractère fortement exportateur de la France et la faible occurrence des situations d'imports nets ne doit donc pas conduire à sous-estimer l'importance des capacités d'import pour la sécurité d'alimentation en France.

En particulier, le niveau maximal des imports observés par le passé ne peut pas être interprété comme le niveau de contribution des interconnexions aux marges du système électrique. Cette contribution dépend en effet (i) des capacités d'échange disponibles à l'import (qui devraient augmenter au cours des prochaines années) et (ii) des marges disponibles dans les pays voisins pendant les heures de plus forte tension en France (qui devraient diminuer dans les prochaines années). L'évolution des parcs de production dans les pays voisins joue donc un rôle important dans cette évaluation.

La méthode d'évaluation de la contribution statistique des interconnexions repose sur une simulation du fonctionnement du système électrique durant les périodes de défaillance, afin de déterminer le niveau des imports.

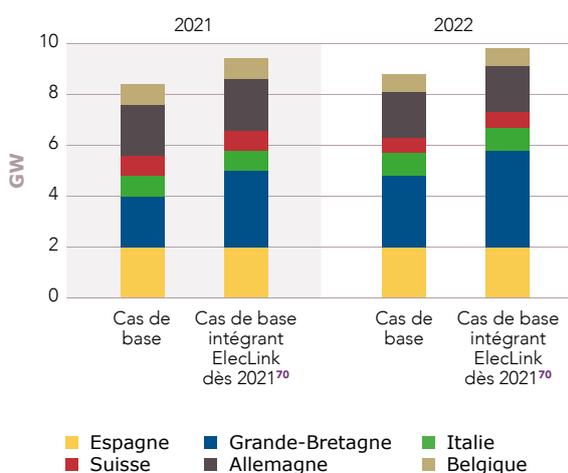
Cette méthodologie (i.e. considérer les imports simulés en situation de défaillance) correspond à celle proposée par ENTSO-E (actuellement soumise à consultation publique) pour le calcul du volume de capacités étrangères pouvant participer à un mécanisme de capacité. La contribution des interconnexions définie dans le cadre du mécanisme de capacité français (et réactualisée fin 2019 sur la base de ce Bilan prévisionnel pour les années de livraison 2021 et 2022) respecte cette approche et repose sur le cas de base du Bilan prévisionnel,

mais intégrant une mise en service de l'interconnexion ElecLink entre la France et la Grande-Bretagne en 2021⁶⁹. Le mécanisme de capacité prévoit par ailleurs des dispositions de réduction de la contribution des interconnexions (ici pour la frontière avec la Grande-Bretagne) permettant d'ajuster la contribution réelle en cas de capacité d'échange amoindrie (donc notamment en cas de retard ou absence de cette nouvelle liaison d'interconnexion).

En application de cette méthode, entre les années de livraison 2021 et 2022 du mécanisme de capacité français, la contribution des interconnexions augmente (passant de 9,4 GW à 9,8 GW). Cette augmentation modérée résulte des deux effets : (i) un effet à la hausse du fait de la mise en service annoncée de nouvelles lignes d'interconnexions au cours de l'année 2021 (IFA2 et Savoie-Piemont) et (ii) un effet à la baisse lié à la réduction des marges de capacité dans les pays voisins.

Dans le cadre du mécanisme de capacité français, cette contribution est prise en compte de manière explicite pour l'ensemble des interconnexions à l'exception de celle avec la Suisse (qui est prise en compte de manière implicite, sous forme d'une réduction du niveau d'obligation porté par les fournisseurs).

Figure 8.17 Contribution des échanges à la sécurité d'approvisionnement en France



69. Cet aspect permet d'assurer la cohérence du mécanisme de capacité, puisque la société Getlink porteuse du projet a signé un accord de participation engageant à partir de l'année de livraison 2021

70. Utilisé pour le paramétrage du mécanisme de capacité

8.5 Les moyens thermiques au gaz jouent un rôle important dans la période de transition décrite dans le Bilan prévisionnel

L'espace économique des centrales à cycle combiné 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. De manière générale, la production des turbines à combustion reste marginale, leur rôle étant essentiellement d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

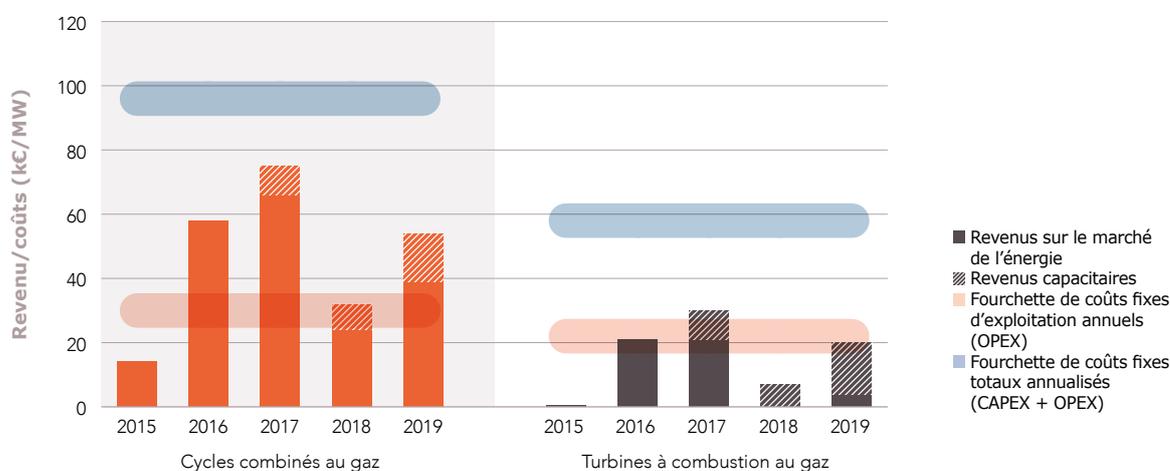
La mise en place du mécanisme de capacité a été déterminante pour assurer le maintien de ce type de centrales au gaz et préserver la sécurité d'approvisionnement.

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.

Figure 8.18 Évolution des revenus annuels nets (i.e. revenus de marché diminués des coûts variables de production)⁷¹ réalisés des cycles combinés et turbines à combustion au gaz de 2015 à 2019 et comparaison avec les hypothèses de coûts fixes⁷²



71. 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.

72. 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.

8.6 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

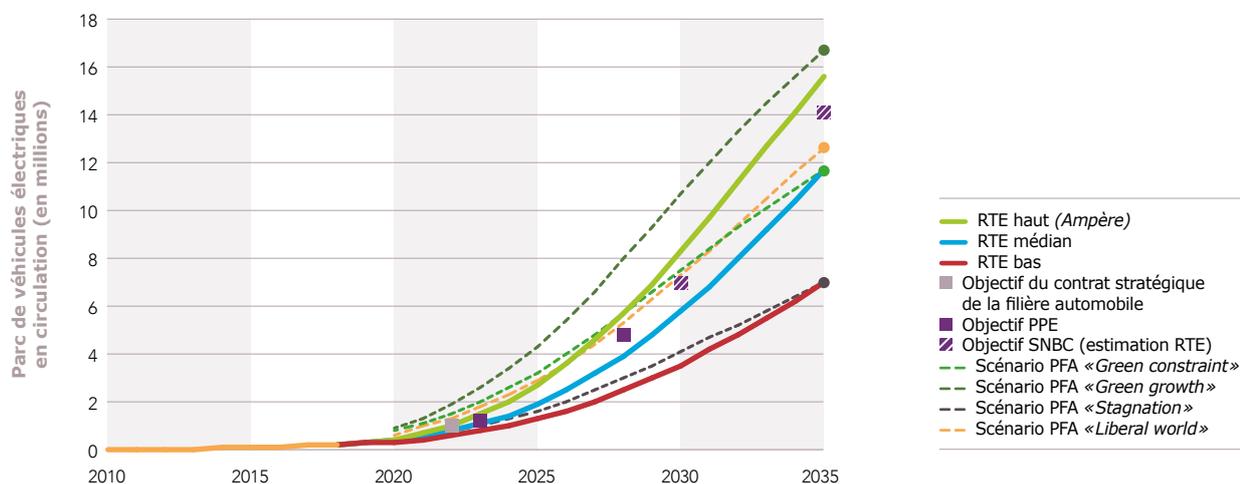
Le secteur des transports est aujourd'hui responsable de presque 40% des émissions de gaz à effet de serre en France, et sa décarbonation est un levier indispensable pour atteindre les objectifs climatiques.

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 étude⁷³ 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 copiloté par l'AVERE-France et RTE, 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

73. «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 8.19 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)



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.

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 7 sur les leviers d'action).

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 TWh⁷⁴ 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

⁷⁴. 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

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 proposent de développer la filière de l'électrolyse en priorité pour les usages industriels avec l'objectif d'atteindre environ 20 à 40% d'hydrogène bas carbone et renouvelable dans la consommation totale d'hydrogène industriel à l'horizon 2030.

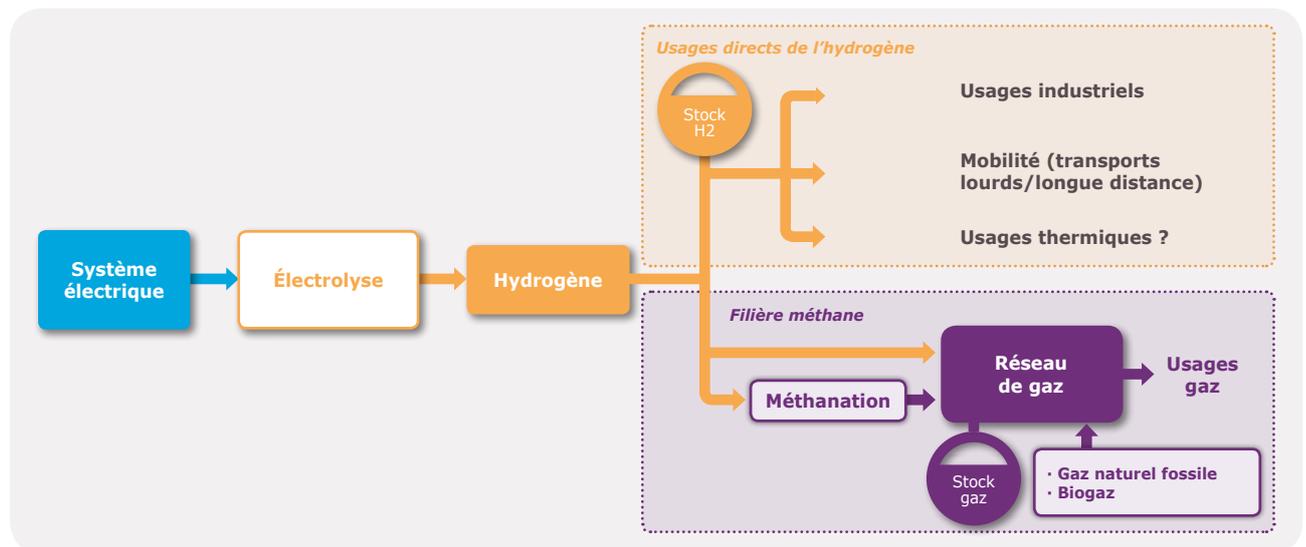
En 2019, RTE a mené des études sur l'insertion de l'électrolyse dans le système électrique à l'horizon 2035⁷⁵, en évaluant les enjeux environnementaux et économiques associés, ainsi que les opportunités pour les électrolyseurs de participer aux besoins de flexibilité du système électrique.

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 cet horizon,

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 seront 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.

Figure 8.20 Utilisation envisagée de l'électrolyse pour décarboner les usages industriels de l'hydrogène, et à plus long terme des usages énergétiques



75. https://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_hydrogene_vf.pdf

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%⁷⁶.

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 :

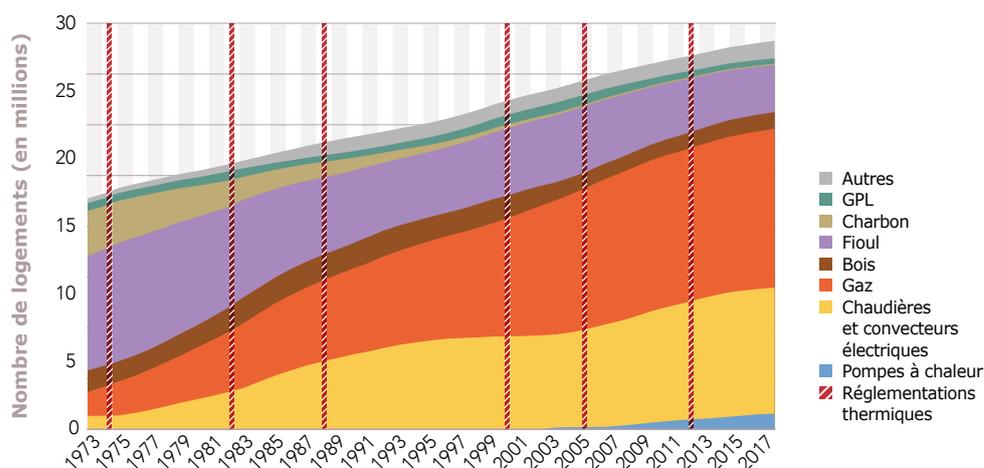
- ▶ via le **remplacement des systèmes de chauffage** par des systèmes plus performants et moins émetteurs ;
- ▶ via la **rénovation du bâti ancien**. Il s'agit donc d'un secteur clé pour les politiques de maîtrise de l'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre ;

- ▶ 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 de mars 2020.

Figure 8.21 Évolution du parc de chauffage dans les résidences principales en France entre 1973 et 2017



⁷⁶. https://www.fedene.fr/wp-content/uploads/sites/2/2018/12/20171214_Rapport-global_restitution-enquete-2018-donnees-nationale-2017_v1.1.pdf



ANNEXES
PARCS INSTALLÉS
ET BILANS
ÉLECTRIQUES

9. ANNEXES : PARCS INSTALLÉS ET BILANS ÉLECTRIQUES

∴ Parc installé en France

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	63,1	63,1	61,4	61,4	61,4	63,0	63,0	63,0
Thermique fossile	18,1	17,2	17,1	16,8	14,9	14,7	14,5	14,4
Cycles combinés au gaz	6,2	6,2	6,2	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Charbon	3,0	3,0	2,4	1,8	-	-	-	-
Turbines à combustion	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<i>fioul</i>	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
<i>gaz</i>	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Cogénérations	5,3	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,0	5,0
<i>fioul</i>	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	-
<i>gaz</i>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Autre thermique	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
<i>fioul</i>	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3
<i>gaz</i>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Énergies renouvelables	49,0	53,5	55,8	60,2	65,1	70,5	76,5	82,0
Hydraulique	25,6	25,8	25,8	25,8	25,9	25,9	26,0	26,0
<i>fil de l'eau/lac</i>	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,8	20,9
<i>turbinage STEP</i>	4,9	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Éolien	15,1	16,5	17,9	19,8	22,2	25,1	28,0	30,4
<i>dont éolien terrestre</i>	15,1	16,5	17,9	19,8	21,7	23,6	25,5	27,4
<i>dont éolien en mer</i>	-	-	-	-	0,5	1,5	2,5	3,0
Solaire	8,5	9,2	10,0	12,5	14,9	17,3	20,3	23,3
Bioénergies	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2
Offre totale	129,5	133,9	134,2	138,4	141,3	148,2	154,0	159,4
Effacements	2,9	2,9	3,1	3,3	3,5	3,7	3,9	4,1

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

⋮ Bilan électrique en France

TWh	2018*	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Consommation	478,2	478,5	478,5	478,5	478,5	478,5	478,5	478,5
Pompage	7,5	3,7	4,2	3,7	4,3	4,8	5,2	5,5
Demande totale (hors échanges)	485,7	482,2	482,8	482,2	482,9	483,3	483,7	484,1
Nucléaire**	393,2	393,2	396,3	384,9	389,1	394,0	380,7	381,0
Thermique fossile	37,8	29,8	29,3	35,4	32,6	29,6	26,7	25,1
Cycles combinés au gaz	17,4	18,4	18,1	24,6	23,3	20,4	17,7	16,2
Charbon	5,8	2,0	1,9	1,5	-	-	-	-
Turbines à combustion	0,4	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
<i>fioul</i>	0,3	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
<i>gaz</i>	0,1	< 0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cogénérations	12,1	9,3	9,3	9,2	9,2	9,1	8,9	8,8
<i>fioul</i>	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,1	< 0,1
<i>gaz</i>	11,6	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Autre thermique	2,0	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
<i>fioul</i>	0,5	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
<i>gaz</i>	1,5	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Énergies renouvelables	115,0	117,3	121,6	127,9	136,9	147,5	158,6	168,1
Hydraulique	67,6	62,8	63,3	62,9	63,5	63,9	64,5	64,9
<i>fil de l'eau/lac</i>	62,4	59,9	59,9	60,0	60,0	60,1	60,3	60,5
<i>turbinage STEP</i>	5,1	3,0	3,4	3,0	3,5	3,8	4,2	4,4
Éolien	27,8	33,7	36,5	40,3	45,8	53,1	60,1	65,6
<i>dont éolien terrestre</i>	27,8	33,7	36,5	40,3	44,3	48,5	52,4	56,4
<i>dont éolien en mer</i>	-	-	-	-	1,5	4,6	7,7	9,2
Solaire	10,0	10,5	11,4	14,2	17,0	19,7	23,1	26,5
Bioénergies	9,6	10,2	10,4	10,5	10,6	10,8	10,9	11,0
Offre totale	545,9	540,3	547,2	548,3	558,6	571,2	566,0	574,2
Solde exportateur	60,2	58,1	64,4	66	75,8	87,9	82,3	90,1

* Les bilans électriques portent sur les résultats obtenus dans le cas de base à températures de référence et sont mis en regard des données réalisées pour l'année 2018 non corrigées des aléas climatiques. Ces résultats sont obtenus à partir de simulations réalisées sur des années dites «à cheval», du 1^{er} juillet de l'année correspondante au 30 juin de l'année suivante.

** Les projections de production nucléaire affichées dans le Bilan prévisionnel correspondent à un résultat moyen des simulations réalisées. Ces niveaux de production se basent sur modélisation des arrêts programmés déclarés par l'exploitant. Pour les deux dernières années de l'horizon (dont RTE ne dispose pas de planning d'arrêts), le Bilan prévisionnel considère une disponibilité basée sur les trois dernières années d'historique.

🇩🇪 Parc installé en Allemagne

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	9,5	8,1	8,1	4,1	-	-	-	-
Thermique fossile	69,2	67,4	65,6	65,8	65,1	63,6	62,0	61,4
Charbon/lignite	37,6	37,3	34,6	32,3	30,0	27,7	25,3	23,9
Gaz	29,4	28,8	29,7	32,3	33,9	34,8	35,7	36,6
Fioul	2,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	0,9
Énergies renouvelables	127,5	132,2	139,6	146,3	153,0	159,8	169,3	177,9
Hydraulique	13,4	13,4	13,5	13,6	13,7	14,5	15,4	15,4
Éolien terrestre	52,9	54,7	57,7	60,8	63,9	66,9	68,7	70,5
Éolien en mer	6,4	7,7	7,7	8,2	8,7	9,0	9,9	10,8
Solaire	45,9	48,2	52,1	55,2	58,3	61,0	67,1	73,3
Bioénergies	8,9	8,2	8,6	8,5	8,3	8,4	8,2	7,9
Offre totale	206,2	207,7	213,4	216,1	218,1	223,4	231,3	239,3
Effacements	0,2	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

🇧🇪 Parc installé en Belgique

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	5,9	5,9	5,9	5,9	4,9	3,9	3,9	-
Thermique fossile	5,8	5,9						
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz	5,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	8,3	8,3
Fioul	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Énergies renouvelables	10,3	11,7	13,3	14,0	14,8	15,5	16,3	17,1
Hydraulique	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5
Éolien terrestre	2,3	2,5	2,8	2,9	3,1	3,3	3,4	3,6
Éolien en mer	1,1	1,6	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Solaire	3,9	4,4	5,1	5,6	6,3	6,9	7,6	8,2
Bioénergies	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4
Offre totale	22,1	23,6	25,1	25,8	25,6	25,3	26,2	23,0
Effacements	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

🇪🇸 Parc installé en Espagne

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Thermique fossile	39,9	39,3	34,0	33,8	33,6	33,4	33,3	33,1
Charbon/lignite	9,6	9,2	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Gaz	30,3	30,1	29,6	29,5	29,3	29,1	29,0	28,8
Fioul	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergies renouvelables	51,1	55,5	59,9	65,6	71,9	77,7	83,8	89,5
Hydraulique	20,4	20,4	20,4	20,4	21,0	21,0	21,4	21,4
Éolien terrestre	23,1	25,2	27,5	29,8	32,1	34,4	36,7	39,0
Éolien en mer	-	-	-	-	-	-	-	-
Solaire	6,8	8,7	10,7	14,1	17,5	20,8	24,2	27,6
Bioénergies	1,4	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6
Offre totale	98,6	101,9	101,0	106,6	112,7	118,3	124,2	129,8
Effacements	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

🇬🇧 Parc installé en Grande-Bretagne

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	9,2	9,2	9,2	9,2	7,1	7,1	7,1	7,1
Thermique fossile	47,8	47,4	43,5	43,9	39,9	39,9	38,5	38,6
Charbon	10,2	8,7	4,3	4,3	2,8	2,8	-	-
Gaz	36,5	38,2	38,8	39,2	36,7	36,7	38,2	38,2
Fioul	1,1	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Énergies renouvelables	45,8	47,8	48,9	50,0	51,6	54,0	56,6	59,5
Hydraulique	4,6	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,9	5,1
Éolien terrestre	12,4	12,6	12,8	12,8	13,0	13,0	13,3	13,7
Éolien en mer	8,5	9,4	10,0	10,8	11,7	14,0	15,6	17,6
Solaire	12,7	13,3	13,7	13,9	14,1	14,3	14,5	14,7
Bioénergies	7,5	7,8	7,8	7,9	8,1	8,1	8,3	8,3
Offre totale	102,8	104,4	101,6	103,1	98,6	101,1	102,3	105,2
Effacements	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

∴ Parc installé en Italie

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-	-
Thermique fossile	52,0	48,8	48,8	48,8	48,8	48,5	48,5	48,1
Charbon	7,7	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
Gaz	43,1	41,5	41,5	41,5	41,5	41,1	41,1	40,8
Fioul	2,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Énergies renouvelables	57,6	60,6	61,9	63,3	64,6	65,9	67,2	68,6
Hydraulique	22,9	23,1	23,2	23,4	23,5	23,7	23,8	24,0
Éolien terrestre	10,3	10,6	10,9	11,2	11,5	11,8	12,1	12,4
Éolien en mer	-	-	-	-	-	-	-	-
Solaire	20,1	22,5	23,3	24,1	24,9	25,7	26,5	27,3
Bioénergies	4,2	4,4	4,5	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9
Offre totale	118,1	109,4	110,8	112,1	113,4	114,4	115,7	116,7
Effacements	1,2							

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.

∴ Parc installé en Suisse

GW	2018*	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	3,3	2,9	2,9	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Thermique fossile	0,7	0,8						
Charbon	-	-	-	-	-	-	-	-
Gaz	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Fioul	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergies renouvelables	18,7	19,5	19,9	20,2	20,6	21,0	21,3	21,7
Hydraulique	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Éolien terrestre	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Éolien en mer	-	-	-	-	-	-	-	-
Solaire	1,7	2,5	2,8	3,1	3,4	3,7	4,0	4,3
Bioénergies	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
Offre totale	22,7	23,2	23,6	23,2	23,6	24,0	24,4	24,8
Effacements	-							

* La description du parc installé porte sur un bilan de capacité au 31 décembre de l'année considérée.



Le réseau
de transport
d'électricité

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

