

COMPLÉMENTS SUR LA FERMETURE DES CENTRALES AU CHARBON : ANALYSE DES SITUATIONS LOCALES

Le Bilan prévisionnel 2018, publié le 15 novembre dernier, a montré que la fermeture des quatre dernières centrales de production d'électricité au charbon était possible, sous réserve du respect d'un certain nombre d'hypothèses cumulatives réunies au sein d'un « cas de base », sans fragiliser le respect du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

Cette étude d'équilibre entre offre et demande à la maille nationale s'accompagne d'analyses locales. Celles-ci se penchent sur les risques éventuels qui pèsent sur une zone spécifique ce qui nécessite de vérifier si des contraintes d'acheminement existent

(transits supérieurs aux limites techniques, problème de tenue de tension, etc.). Dans le Bilan prévisionnel 2018, RTE a indiqué qu'au premier ordre, la fermeture des centrales au charbon ne semblait pas présenter de difficulté spécifique du point de vue de la sécurité d'alimentation locale, étant donné les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande dans les zones concernées.

Une situation de vigilance spécifique existe toutefois pour le « quart nord-ouest » et a conduit à émettre des préconisations spécifiques pour la centrale de Cordemais.

Précisions sur le contenu des études locales

Les études spécifiques sur la « sécurité d'alimentation à l'échelle locale » incluent plusieurs caractéristiques particulières.

► Régulation de la tension et maîtrise du risque d'écroulement de tension

Le maintien de la tension sur le réseau électrique est facilité par la présence de moyens de production. Dans des zones de forte consommation avec peu de production, il peut exister un risque que les moyens de production ne parviennent pas à maintenir la tension sur le réseau, pouvant entraîner des déconnexions en cascade et des coupures sur une large partie du réseau. On parle alors de phénomène « d'écroulement de tension ».

Le risque d'écroulement de tension ne survient que dans des zones peu dotées en moyens de production (typiquement « péninsules électriques » ou grandes agglomérations) et lors de situations extrêmes de déséquilibre local entre production et consommation, typiquement lors de conjonctions d'aléas défavorables : vagues de froid induisant des consommations élevées et indisponibilités de groupes de production.

Opérationnellement, RTE anticipe les situations à risque, et peut recourir préventivement aux leviers post-marché (mêmes leviers que pour la gestion de l'équilibre offre-demande national) pour réduire le risque d'écroulement de tension lorsque qu'un seuil de déséquilibre est dépassé : coupure de clients interruptibles,

réduction de la tension sur les réseaux de distribution, et en dernier recours, coupure tournante de consommateurs.

La fermeture de centrales dans des zones déjà peu dotées en moyens de production peut modifier le risque d'écroulement de tension.

► **Analyse des contraintes de transit**

Les ouvrages du réseau de transport d'électricité sont caractérisés par des capacités limites de courant pouvant y transiter. En effet, lorsque les flux transitant sur une ligne augmentent, les conducteurs en alliage métallique subissent un échauffement liés à l'effet Joule et tendent à se dilater. Dans le cas des lignes aériennes, la dilatation des conducteurs diminue les distances entre les lignes électriques et les zones d'activité humaine (i.e. hauteur des lignes électriques par rapport au sol).

Pour assurer le respect des distances minimales de sécurité réglementaires, RTE agit à différents niveaux. À long terme, il s'agit éventuellement de développer de nouvelles infrastructures lorsque le réseau existant ne suffit plus. À court terme, RTE exploite le réseau de transport de manière à prévenir les risques de surcharge, en respectant notamment la règle du «N-1» : il

s'agit d'assurer que, même en cas d'incident sur un ouvrage du réseau, le report des flux électriques sur les autres ouvrages ne conduise pas à des surcharges ou des déconnexions supplémentaires. Pour assurer cette règle du «N-1», RTE peut activer différents leviers d'exploitation visant à réduire la puissance électrique transitant sur les lignes considérées : action sur la topologie du réseau (modification de «l'aiguillage des lignes»), modification du plan de production (redispatching), voire en dernier recours activation de contrats interruptibles, réduction de la tension sur les réseaux de distribution et délestage tournant de consommateurs.

Le déclassement (ou le raccordement) d'une centrale modifie les flux électriques sur une zone. Ces changements s'accompagnent donc d'études locales permettant de vérifier que le réseau est bien en mesure d'acheminer la production vers les centres de consommation, dans le respect des caractéristiques des ouvrages.

Les études de réseau menées par RTE permettent également de simuler et de contrôler l'évolution d'autres grandeurs (pertes électriques, ...). Les impacts de la fermeture des centrales au charbon sur ces autres grandeurs représentent néanmoins un enjeu de second ordre.

SITUATION EN RÉGION NORMANDIE

AUTOUR DE LA CENTRALE ÉLECTRIQUE DU HAVRE

La fermeture des dernières centrales au charbon a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici 2022.

Le site du Havre, exploité par EDF et implanté au cœur de l'agglomération havraise sur le site du Grand port maritime du Havre, fait partie de l'histoire du bassin régional. Le site de production a compté jusqu'à 4 tranches, fonctionnant au charbon et au fioul.

La tranche n°3, seule tranche du site fonctionnant au fioul, construite à partir de 1969 et mise en

service en 1973, a été très affectée par le choc pétrolier des années 1970. Elle a été arrêtée dès 1993.

La réduction des capacités de production au charbon sur le site a déjà été engagée, avec l'arrêt des groupes 1 et 2 en 2013. Seule la tranche n°4, mise en service en 1983, est encore en exploitation. Elle a injecté sur le réseau 2 TWh en 2017 et 0,9 TWh en 2018, soit de l'ordre de 0,2 à 0,4 % de la production totale d'électricité en France.

Tableau 1. Historique des différentes tranches de la centrale électrique du Havre

	Combustible	Puissance	Date de mise en service	Date d'arrêt
Tranche n° 1	Charbon	250 MW	1968	2013
Tranche n° 2	Charbon	600 MW	1969	2013
Tranche n° 3	Fioul	600 MW	1973	1993
Tranche n° 4	Charbon	600 MW	1983	-

Le constat : une région qui bénéficie historiquement d'un solde énergétique exportateur et d'une sécurité d'alimentation élevée

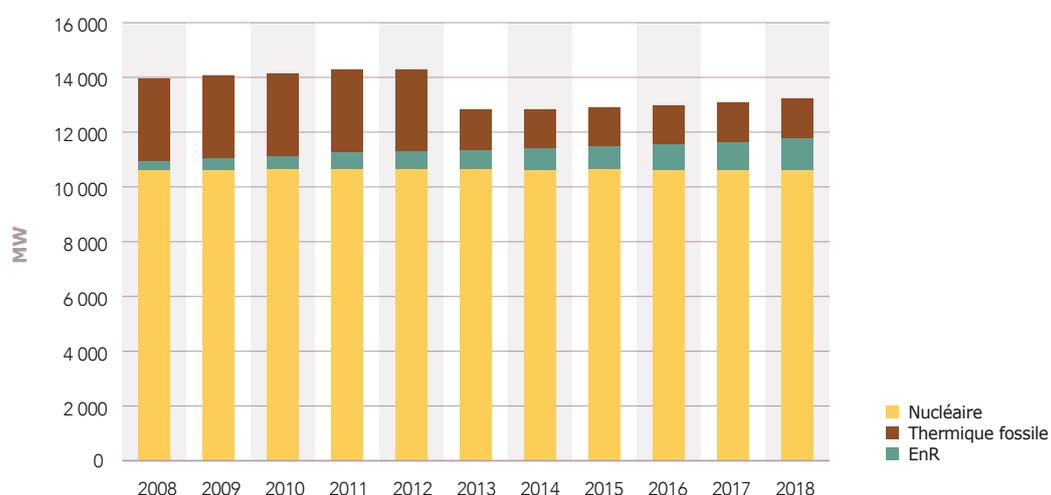
Production

La Normandie dispose historiquement d'un parc de production électrique important, du fait de la présence de plusieurs centrales nucléaires dans la région (centrales de Flamanville, Paluel et Penly).

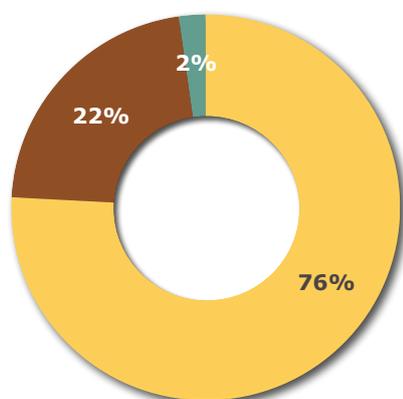
Au cours des dix dernières années, le parc de production normand s'est légèrement réduit (d'environ 5%), en conséquence de la fermeture des deux

premières tranches au charbon du Havre. Dans le même temps, la structure du parc électrique normand a cependant évolué vers un mix de capacités de production moins carbonées, avec en particulier une part des énergies renouvelables dans le mix de capacités installées qui est passée de 2% à près de 9% en l'espace de dix ans.

Figure 1. Évolution du parc installé en région Normandie



Répartition du parc installé en 2008



Répartition du parc installé en 2018

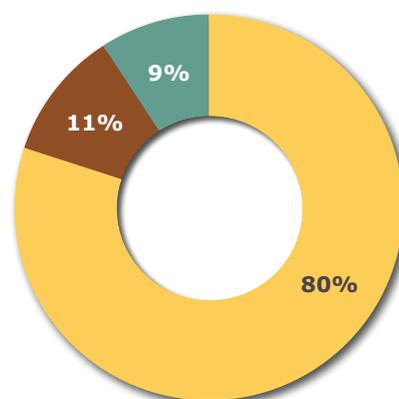
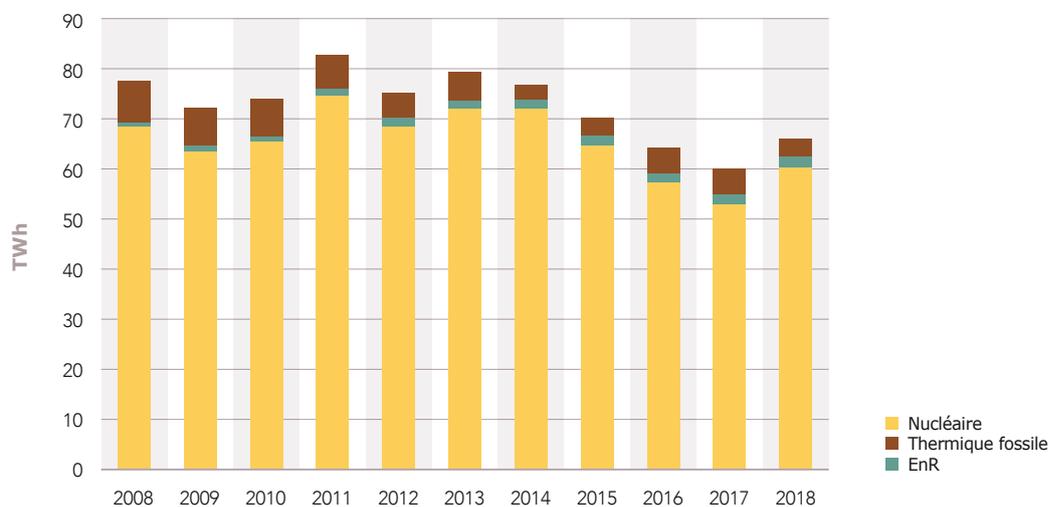
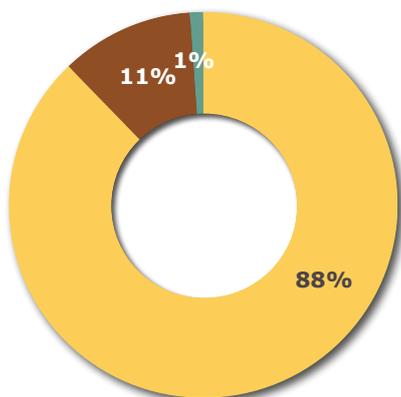


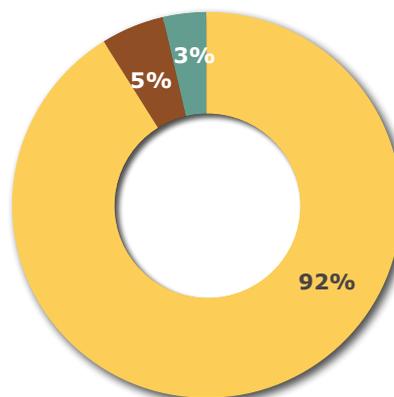
Figure 2. Évolution de la production d'électricité annuelle en région Normandie



Répartition de la production d'électricité en 2008



Répartition de la production d'électricité en 2018



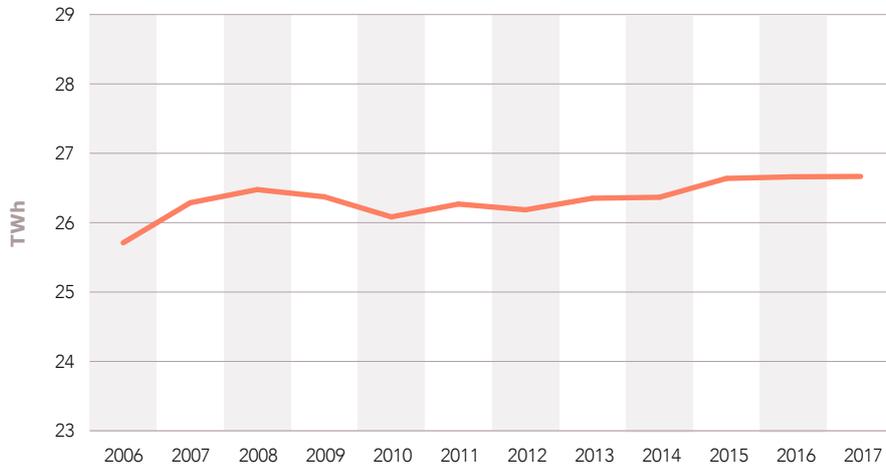
La production annuelle d'électricité en Normandie s'est quant à elle légèrement contractée au cours des dernières années, et ce, malgré la croissance de la production d'origine renouvelable. Cette baisse s'explique en partie par la diminution de la production thermique à base de charbon mais surtout par la baisse de la disponibilité des réacteurs nucléaires présents dans la zone, certains d'entre eux ayant connu des avaries ou des prolongations d'arrêt importantes (notamment réacteurs de Paluel).

En 2018, la région Normandie a ainsi produit 66 TWh d'électricité, contre près de 80 TWh sur certaines années de la dernière décennie.

Consommation

Depuis une dizaine d'années, la consommation électrique de la Normandie a suivi la même tendance que la consommation à l'échelle nationale et s'est stabilisée. Ainsi, après une baisse significative en 2009 et 2010 à la suite de la crise économique et un léger rebond entre 2010 et 2015, la consommation de la Normandie (corrigée de l'aléa

Figure 3. Consommation d'électricité finale annuelle en Normandie, corrigée de l'aléa climatique



climatique) est restée parfaitement stable au cours des trois dernières années.

Cette inflexion résulte de l'effet conjoint des progrès en matière d'efficacité énergétique et d'une économie désormais plus orientée vers les activités de services, moins consommatrices d'énergie que l'industrie.

Ainsi, la consommation électrique de la grande industrie, qui représente de l'ordre de 20% de la consommation régionale, a légèrement baissé au cours des dernières années (baisse d'environ 10% depuis 2008).

Situation de l'alimentation électrique régionale

La situation de l'alimentation électrique régionale est robuste compte tenu de l'importance de la production régionale au regard de sa consommation (la région produit plus du double de sa consommation).

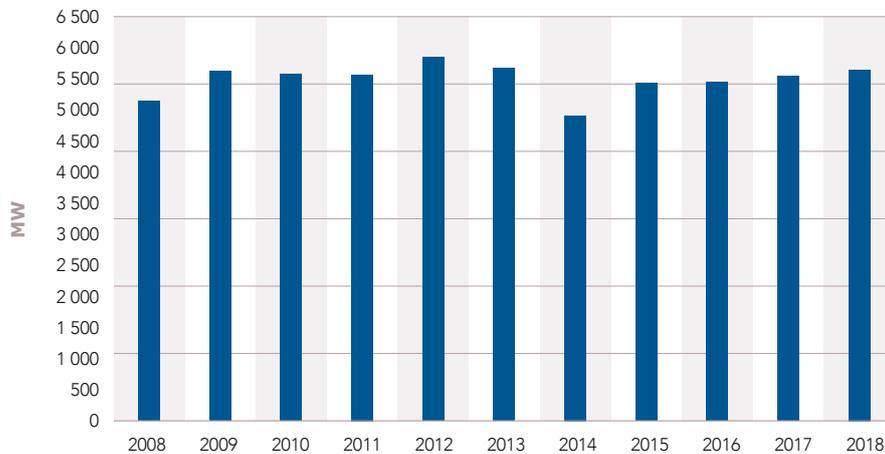
L'historique des pointes de consommation montre de plus que la pointe hivernale régionale a cessé de croître depuis une dizaine d'années. Celle-ci reste néanmoins fortement dépendant des aléas

météorologiques : ainsi, la puissance maximale appelée lors des hivers les plus froids (par exemple en 2012) peut apparaître significativement supérieure à celle appelée lors des hivers les plus doux (par exemple en 2014). Ces pointes de consommation demeurent systématiquement inférieures à la capacité de production disponible sur la région.

La Normandie bénéficie d'un réseau bien maillé, permettant de garantir une alimentation fiable à tous les consommateurs. Les investissements engagés ces dernières années ont permis de sécuriser l'alimentation de la région et d'adapter le réseau au développement des énergies renouvelables, par exemple avec le renforcement de l'axe 400 kV entre Le Havre et Rougemontier qui visent à faciliter l'évacuation de la production renouvelable.

La consommation ayant cessé de croître, l'essentiel des investissements de RTE dans le réseau normand visent désormais à favoriser l'accueil des énergies renouvelables (terrestres et marines) dans la région et à coupler les infrastructures existantes avec des technologies numériques pour permettre une plus grande flexibilité (*voir détails ci-après*).

Figure 4. Historique des pointes de consommation en Normandie



Les perspectives à moyen terme : l'alimentation de la région Normandie reste garantie dans la durée même en l'absence de la centrale au charbon du Havre

À moyen terme, la Normandie devrait rester une région nettement exportatrice d'électricité, avec une capacité de production installée en hausse et une consommation qui devrait rester dans la tendance des dernières années (stable ou en légère baisse). Ces perspectives d'évolution du mix électrique ne créent donc aucune difficulté spécifique d'alimentation électrique au niveau régional.

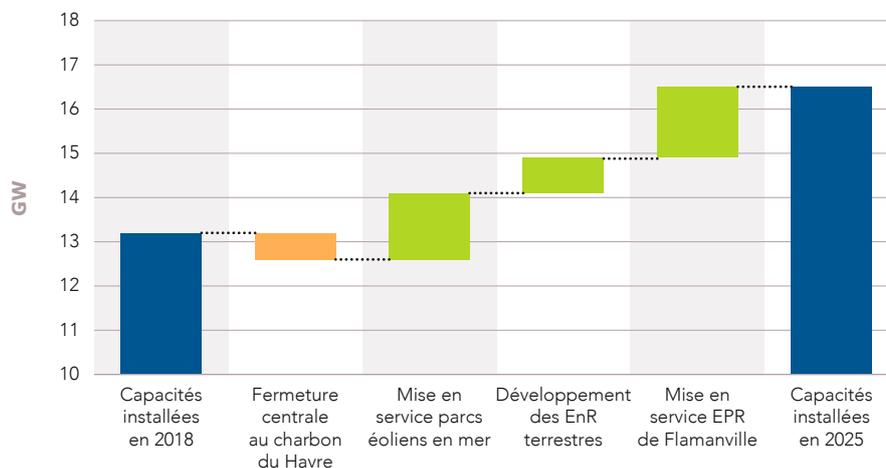
En revanche, une situation de vigilance spécifique par rapport à des problématiques de tenue de tension est maintenue sur une zone plus large que la Normandie et couvrant l'ensemble du quart nord-ouest de la France. Cette situation, liée au faible nombre de moyens de production sur cette zone, devrait se résorber progressivement avec les mises en service de l'EPR de Flamanville, de la centrale de Landivisiau et des parcs éoliens en mer. En l'attente de la mise en service de ces moyens, les analyses menées par RTE et synthétisées dans la suite du document montrent que le maintien en disponibilité de la centrale de Cordemais pourrait être nécessaire, mais que la centrale du Havre peut en revanche être fermée d'ici 2022 dans le respect du critère.

Des capacités de production orientées à la hausse à moyen et long terme

La capacité de production d'électricité de la région Normandie, déjà importante aujourd'hui, devrait évoluer à la hausse à moyen terme, malgré la fermeture envisagée de la centrale au charbon du Havre. Plusieurs nouvelles sources d'injection d'électricité doivent en effet être raccordées sur le territoire normand dans les prochaines années.

La mise en service de l'EPR de Flamanville, réacteur nucléaire d'une puissance de 1 650 MW, devrait intervenir dans les prochaines années. Initialement prévue pour 2012, celle-ci a été plusieurs fois repoussée, le réacteur faisant l'objet de demandes de vérifications et essais complémentaires de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). L'exploitant indique toujours viser un objectif de chargement du combustible pour fin 2019. Pour autant, des incertitudes portant sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal par l'ASN existent, et pourraient conduire à un décalage dans le calendrier de mise en service du réacteur. RTE ne dispose pas d'éléments spécifiques pouvant conduire à privilégier une date de mise en service précise

Figure 5. Évolution des capacités de production électrique de la Normandie entre 2018 et 2025 dans le cas de base du Bilan prévisionnel



et a étudié plusieurs hypothèses possibles sur le démarrage de l'EPR couvrant les années 2019 à 2022. Conformément à une demande du ministre de la Transition écologique et solidaire, RTE a également analysé l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un nouveau retard dans la mise en service du réacteur qui pourrait être repoussée à horizon 2023 ou 2024. Cette analyse est restituée dans le rapport complémentaire remis au ministre et publié par RTE début avril 2019. **Une telle hypothèse ne pose toutefois pas de difficulté spécifique pour la sécurité d'alimentation de la Normandie, y compris en l'absence de la centrale du Havre.**

Le raccordement de trois parcs éoliens en mer sur les sites de Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Dieppe – Le Tréport, à partir de 2022 et pour une puissance cumulée d'environ 1 500 MW, contribuera également à augmenter et diversifier la production électrique régionale. À terme, ces trois parcs devraient produire près de 5 TWh soit de l'ordre 8% de la production totale de la Normandie. Au-delà de la période étudiée, l'État propose par ailleurs, dans le cadre du projet de PPE, que le huitième parc éolien en mer français soit situé au large de la Normandie et qu'il utilise la technologie d'éolien posé pour une puissance maximale de 1 000 MW (lancement de l'appel d'offres prévu pour 2020).

En parallèle, le développement des énergies renouvelables terrestres se poursuit.

S'agissant de l'éolien terrestre, les perspectives de développement dans la région présentent un rythme compris entre 70 MW par an (trajectoire médiane) et 110 MW par an (trajectoire haute) dans les trajectoires du Bilan prévisionnel. En particulier, la trajectoire médiane retenue dans le cas de base du Bilan prévisionnel de RTE coïncide avec les objectifs de la Région inscrits dans le projet de SRADDET, et se situe dans la tendance des volumes raccordés au cours des dernières années.

S'agissant de la filière photovoltaïque, le développement des capacités en région Normandie est resté modeste au cours des dernières années (en moyenne une dizaine de mégawatts par an sur les cinq dernières années). À moyen terme, le rythme de développement devrait toutefois s'infléchir avec la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques observée aujourd'hui. Ainsi, les trajectoires considérées dans le Bilan prévisionnel et le schéma décennal de développement du réseau de RTE tablent sur un rythme de raccordement compris entre 20 MW par an (conformément aux objectifs du projet de SRADDET) et 90 MW par an (trajectoire haute basée sur les données remontées par les syndicats de producteurs).

Une consommation d'électricité régionale qui devrait rester globalement stable ou en baisse à moyen terme

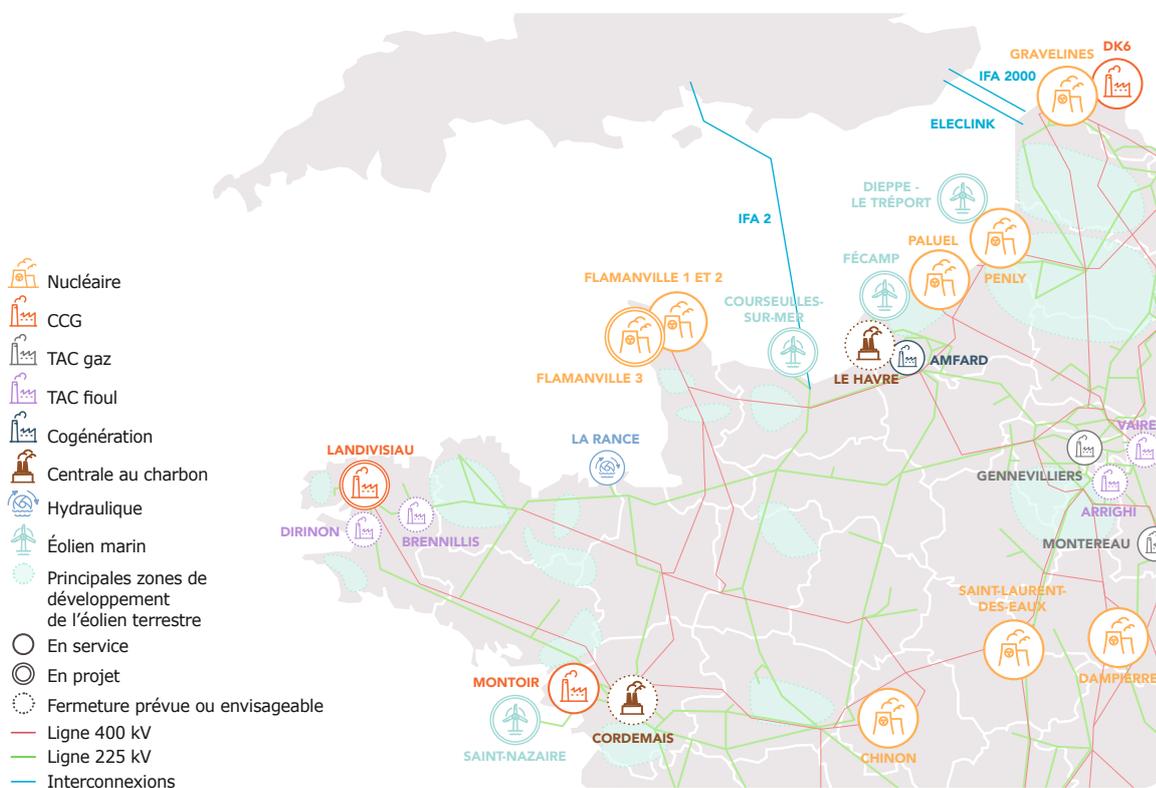
Les trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel tiennent compte de l'ensemble des déterminants de l'évolution de la demande électrique, dont les principaux sont la croissance économique, l'électrification des usages et la diffusion de l'efficacité énergétique. La construction de ces trajectoires fait par ailleurs l'objet d'un travail de partage et de concertation approfondi dans le cadre d'un groupe de travail dédié.

Pour les prochaines années, les trajectoires de consommation élaborées par RTE à l'échelle nationale demeurent majoritairement orientées à la baisse ou stables, sans préjudice de variations conjoncturelles. La déclinaison régionale de ces trajectoires montre que la consommation électrique de la Normandie devrait également rester dans cette tendance (stabilité ou légère baisse) à moyen terme.

À moyen terme, les effets baissiers, liés notamment à la poursuite des efforts en matière d'efficacité énergétique, devraient en effet compenser voire dépasser les effets haussiers (électrification des usages, croissance économique et démographique). En particulier, les mesures d'écoconception et d'efficacité énergétique mises en œuvre depuis plusieurs années, combinées à un renouvellement des équipements électriques (éclairage, froid, électroménager, électronique, etc.) représentent un gisement de baisse de consommation important dans le secteur résidentiel. Ce potentiel de baisse de consommation pourrait ainsi compenser l'installation éventuelle de nouveaux sites industriels dans la région.

Dans tous les cas, la région Normandie devrait rester très largement exportatrice d'électricité au cours des prochaines années.

Figure 6. Carte du réseau de transport et des principaux moyens de production sur la zone du Grand Ouest



S'agissant de la pointe de consommation électrique de la Normandie, celle-ci devrait dans tous les cas être orientée à la baisse à moyen terme, dans la mesure où (i) les efforts d'efficacité énergétique contribuent à diminuer la consommation sur l'ensemble de l'année mais également lors des pointes hivernales et (ii) les nouveaux usages correspondent essentiellement à des consommations flexibles (recharge des véhicules électriques, électrolyse, etc.) pouvant a priori s'effacer lors des périodes de pointe.

Un réseau de transport d'électricité garant d'une alimentation fiable grâce à son maillage et au couplage des technologies numériques et électriques

Le réseau normand est aujourd'hui bien dimensionné et bien maillé, et permet de garantir une bonne répartition des flux sur l'ensemble de la région.

Au regard de la structure du réseau régional, le déclassement de la centrale au charbon du Havre ne crée à moyen terme aucune difficulté spécifique de gestion du transit sur les lignes électriques en hiver, ni aucune difficulté d'évacuation de la production d'électricité en été, même en cas d'avarie d'un ouvrage de réseau.

À moyen terme, les projets de réseau engagés par RTE portent essentiellement sur le raccordement des parcs éoliens en mer et sur l'interconnexion à courant continu France-Angleterre 2 (IFA2) d'une puissance de 1 000 MW et dont la mise en service est prévue en 2020. Ces projets sont indépendants de l'objectif de fermeture de la centrale au charbon du Havre.

Par ailleurs, RTE est engagé dans le déploiement de technologies numériques pour tirer le meilleur parti des infrastructures électriques existantes et développer des solutions de flexibilité nécessaires à la gestion des flux variables de l'éolien et du solaire. Ces solutions de flexibilité permettront en particulier de valoriser des initiatives *smart grid* locales dans la gestion globale de l'équilibre offre demande, de réduire les besoins d'adaptation du réseau pour l'accueil de nouvelles productions décentralisées ou de faciliter la gestion de situations d'exploitation complexes.

À long terme, d'autres renforcements de réseau pourront être nécessaires pour assurer l'évacuation de la production régionale et dépendront de l'arrivée des différents moyens de production

envisagés dans la zone (parcs éoliens en mer, interconnexions, éventuellement à plus long terme nouveau nucléaire, etc.). D'autres interconnexions avec l'Angleterre sont également à l'étude (notamment interconnexion FAB) et pourraient être mis en service d'ici 2030 ou 2035.

L'ensemble de ces besoins de réseau à long terme font l'objet d'analyses détaillées dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau, qui sera publié prochainement par RTE.

Une situation de vigilance spécifique sur la maîtrise du plan de tension du Grand Ouest mais qui ne nécessite pas le maintien de la centrale du Havre

Dans des zones peu dotées en moyens de production, parfois qualifiées de « péninsules électriques », il peut exister un risque de chute de tension sur le réseau lors des périodes de forte consommation en hiver, et en particulier lors des vagues de froid.

Ce risque d'écroulement de tension a conduit historiquement à une situation de vigilance spécifique sur la Bretagne. Si les leviers mis en œuvre dans le cadre du Pacte électrique breton ont permis de stabiliser la situation de cette région, la vigilance par rapport à la tenue du plan de tension est maintenue sur une zone élargie à l'ensemble du quart nord-ouest et couvrant la Bretagne, la Vendée, la Normandie, la Région parisienne et les Hauts de France.

Pour faire face au risque de chute de tension sur cette zone en cas d'épisode de grand froid, RTE a mis en place des procédures spécifiques visant à en maîtriser les conséquences en matière de sécurité d'alimentation : sollicitation des leviers disponibles sur le marché (production ou effacement), activation des leviers post-marché (notamment baisse de la tension sur les réseaux de distribution) et en dernier recours et dans des configurations extrêmes, recours à des coupures ciblées et tournantes afin d'éviter un incident de grande ampleur.

Début 2019, pour la première fois depuis 30 ans, les deux réacteurs nucléaires de Flamanville se sont trouvés indisponibles en plein cœur de l'hiver. Au cours des journées les plus froides, ces circonstances ont conduit RTE à demander le couplage de la centrale de Cordemais pour sécuriser

l'approvisionnement en électricité du nord-ouest de la France. La centrale du Havre n'a en revanche pas fait l'objet de demandes de couplage.

Les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 et dans l'étude complémentaire réalisée début 2019 à la demande du ministre¹ montrent qu'à moyen terme, les différents leviers du Pacte électrique breton (incluant la centrale de Landivisiau) et la mise en service de l'EPR sont les éléments qui sécurisent l'alimentation du quart nord-ouest.

Par ailleurs, en l'attente de la mise en service de l'EPR, le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse des deux groupes charbon de la centrale de Cordemais, avec des durées de fonctionnement très réduites, constitue la solution la plus efficace pour maîtriser le plan de tension du Grand Ouest. Dans cette perspective, le maintien à terme de la centrale du Havre n'est pas nécessaire pour des raisons de tenue de tension.

Plus précisément, dans la configuration la plus dégradée étudiée par RTE à la demande du ministre (correspondant à une situation où ni l'EPR, ni la centrale de Landivisiau ne seraient présents à

l'horizon 2022), le maintien ou la conversion à la biomasse du groupe au charbon du Havre pourrait apporter un service pour la tenue de tension du Grand Ouest mais cependant ce service apparaît (i) très inférieur à celui obtenu avec la même puissance localisée à Cordemais et (ii) n'est pas indispensable dès lors que les solutions de sécurisation précitées (EPR de Flamanville et CCG de Landivisiau en service, ou maintien transitoire de la centrale de Cordemais) sont activées.

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

L'appel aux leviers post-marché pour la résolution de contraintes de tension reste possible dans l'hypothèse d'une conjonction d'aléas défavorables portant de manière simultanée sur la production et la consommation. Une telle situation est néanmoins peu probable et la fréquence d'appel aux moyens post-marché serait contenue dans la limite du critère de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics (espérance d'appel aux moyens post-marché inférieure à 3 heures par an).

En conclusion, la sécurité d'alimentation locale sur la région Normandie reste assurée au cours des prochaines années, même avec la fermeture de la centrale au charbon du Havre. La baisse attendue de la consommation alliée à la mise en service de nouvelles capacités de production et le renforcement des capacités d'interconnexion sont de nature à assurer la sécurité de l'alimentation électrique de la région et à renforcer son caractère exportateur. Le déploiement des technologies numériques sur le réseau électrique normand va permettre d'offrir des solutions flexibles supplémentaires pour faire face aux éventuelles situations tendues.

La tenue du plan de tension sur le quart nord-ouest reste maîtrisée dans la durée, même en l'absence de la centrale au charbon du Havre. Les leviers du Pacte électrique breton et la mise en service de l'EPR constituent les éléments de sécurisation de l'alimentation électrique sur la zone du Grand Ouest. En l'attente de la mise en service de l'EPR, le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais constitue la solution la plus efficace pour maîtriser le plan de tension. La centrale du Havre peut donc être fermée d'ici 2022 dans le respect du critère de sécurité d'alimentation.

1. Ces analyses sont restituées dans des documents publiés sur le site de RTE : <https://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>