

BILAN PRÉVISIONNEL

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

•
ÉDITION 2016

BILAN PRÉVISIONNEL

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

ÉDITION 2016

PRÉFACE	7
1. CADRE ET OBJECTIFS DU BILAN PRÉVISIONNEL	9
1.1. CADRE D'ÉLABORATION	10
1.2. OBJECTIFS DE L'ANALYSE DE RISQUE	11
1.3. AVERTISSEMENTS AUX LECTEURS	12
2. CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	13
2.1. PRINCIPAUX DÉTERMINANTS DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE	15
2.1.1. Efficacité énergétique	16
2.1.2. Croissance économique	16
2.1.3. Démographie	17
2.1.4. Transferts et nouveaux usages de l'électricité	17
2.2. ANALYSE SECTORIELLE DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE	18
2.2.1. Secteur résidentiel	18
2.2.2. Secteur tertiaire	26
2.2.3. Secteur industriel	30
2.2.4. Secteurs transport, énergie et agriculture	34
2.2.5. Bilan des perspectives de la consommation d'électricité	38
2.3. ANALYSE EN PUISSANCE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ	40
2.3.1. Thermosensibilité de la consommation électrique	40
2.3.2. Analyse de la courbe de charge	41
2.3.3. Perspectives sur la pointe de consommation d'électricité	48
3. ÉVOLUTION DE L'OFFRE EN FRANCE	51
3.1. PARC ACTUEL	52
3.2. ÉNERGIES RENOUVELABLES	53
3.2.1. Éolien terrestre	54
3.2.2. Éolien en mer et énergies marines	55
3.2.3. Solaire photovoltaïque	56
3.2.4. Bioénergies	57
3.2.5. Hydraulique	58
3.3. PARC NUCLÉAIRE	60
3.3.1. Capacité installée	60
3.3.2. Disponibilité du parc	62
3.4. PARC THERMIQUE À FLAMME	63
3.4.1. Groupes fioul	66
3.4.2. Groupes charbon	67
3.4.3. Cycles combinés au gaz	67
3.4.4. Parc de turbines à combustion	69
3.4.5. Parc thermique décentralisé	70
3.5. EFFACEMENTS	72
3.6. SYNTHÈSE DU PARC DE PRODUCTION	75
3.6.1. Synthèse des évolutions de l'offre à moyen terme	75
3.6.2. Évolutions du parc de production par rapport au Bilan prévisionnel 2015	77

4. HYPOTHÈSES EUROPÉENNES	79
4.1. ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE	80
4.2. ÉVOLUTION DE L'OFFRE DE PRODUCTION EN EUROPE	85
4.2.1. Énergies renouvelables	85
4.2.2. Filière nucléaire	87
4.2.3. Filière thermique à flamme	88
4.3. CAPACITÉS D'INTERCONNEXION AUX FRONTIÈRES FRANÇAISES	91
4.3.1. Utilisation actuelle des capacités d'interconnexion	91
4.3.2. Évolution des capacités d'interconnexion à moyen terme	93
5. ANALYSE DE RISQUE À MOYEN TERME	101
5.1. INDICATEURS DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	102
5.2. ANALYSE DU RISQUE DE DÉFAILLANCE	103
5.2.1. Diagnostic à moyen terme	103
5.2.2. Comparaison au Bilan prévisionnel précédent	105
5.2.3. Sensibilité aux événements extrêmes	105
5.3. BILANS ÉNERGÉTIQUES	106
5.4. ANALYSES DE SENSIBILITÉ	108
5.4.1. Sensibilité aux hypothèses de consommation	108
5.4.2. Sensibilité aux hypothèses de développement des énergies renouvelables	111
5.4.3. Sensibilités aux hypothèses sur le parc nucléaire	112
5.5. ANALYSE DE LA DÉFAILLANCE	113
5.5.1. Analyse de risque à France isolée	113
5.5.2. Contribution des échanges à la couverture de la défaillance	113
5.5.3. Paysage de la défaillance	114
5.5.4. Relation entre défaillance et marge	115
5.6. MISE EN ŒUVRE DU MÉCANISME DE CAPACITÉ	116
5.6.1. Un mécanisme de marché pour la sécurité d'approvisionnement	116
5.6.2. Influence du mécanisme sur les années 2017-2020	116
5.6.3. Indicateurs prévisionnels sur l'obligation de capacité	117
ANNEXE MÉTHODE DE SIMULATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE	119
A.1 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DURÉE DE DÉFAILLANCE	120
A.2 MODÉLISATION EXPLICITE DE L'OUEST DE L'EUROPE	121
A.3 ANALYSE PROBABILISTE	121
A.4 ÉLABORATION DES COURBES DE CHARGES DE CONSOMMATION	123

Préface

L'année 2016 représente un tournant majeur de la politique climatique et énergétique. Elle est à la croisée de plusieurs décisions dont la conjonction est de nature à impacter durablement la sécurité d'approvisionnement électrique en France.

L'influence grandissante de l'efficacité énergétique conduit pour la première fois à esquisser des perspectives de réduction de la consommation électrique d'ici cinq ans. De 479 TWh en 2015, la consommation nationale passerait à 471 TWh en 2021. L'évolution de la pointe de consommation s'inscrit dans la même tendance. Les mesures d'efficacité énergétique, notamment dans les foyers et l'activité tertiaire, concourent à limiter la consommation en dépit de l'essor de nouveaux usages électriques et d'un retour à un contexte économique plus favorable.

La progression continue du solaire photovoltaïque et de l'éolien se poursuit en France, avec une nouvelle feuille de route en 2016 qui précise les objectifs en hausse aux horizons 2018 et 2023.

L'ensemble de la filière thermique à flamme entre dans une phase charnière au regard des enjeux économiques pesant sur la filière. L'absence de débouchés pour ces moyens de semi-base et de pointe, le manque de visibilité sur les conditions de mise en œuvre du mécanisme de capacité français au regard de l'enquête en cours de la Commission européenne, le débat engagé sur le prix du CO₂ constituent des facteurs d'incertitudes pour les producteurs. Certains d'entre eux

attendent ainsi de mieux connaître les perspectives économiques de la filière pour définir l'avenir de leurs unités de production fonctionnant au gaz et au charbon.

Les implications seront potentiellement différentes selon les stratégies et les portefeuilles de production des acteurs concernés.

Dans ce contexte, RTE a souhaité remanier en profondeur ses hypothèses d'évolution du parc thermique à flamme par rapport à l'édition 2015. Le Bilan prévisionnel 2016 explore un faisceau de trajectoires d'évolutions possibles, encadré par deux scénarios contrastés élaborés en tenant compte des expressions les plus récentes des producteurs. L'évolution sur les cinq prochaines années des différentes filières concernées, au sein de ce faisceau « enveloppe », influe fortement sur les conclusions du diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement.

Une amplitude de plus de 5 GW entre les deux scénarios « encadrants » apparaît sur les marges du système électrique français dès l'hiver 2017-2018 et jusqu'à 2021. Les hivers 2018-2019 et 2019-2020 apparaissent les plus exposés au risque de déséquilibre entre l'offre et la demande dans l'hypothèse du scénario bas du parc thermique (avec un déficit supérieur à 2 GW).

Ces éléments d'analyse apportent un éclairage sur l'importance de l'évolution de la filière thermique pour le système électrique.



PARTIE 1

Cadre et objectifs du Bilan prévisionnel

1.1

Cadre
d'élaboration

1.2

Objectifs de l'analyse
de risque

1.3

Avertissements
aux lecteurs

Cadre et objectifs du Bilan prévisionnel

1.1. Cadre d'élaboration

Conformément aux missions qui lui sont confiées par le législateur et qui ont été récemment réaffirmées dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, RTE établit périodiquement sous l'égide des pouvoirs publics un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France.

Le décret du 24 mars 2016 a précisé le cadre d'élaboration de ce Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons

d'étude¹. Le Bilan prévisionnel constitue l'un des éléments sur lesquels s'appuient le ministre en charge de l'Énergie et, de manière plus générale, les pouvoirs publics pour établir la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Ce document constitue aussi l'analyse de risque confiée à RTE par l'article 24 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité².



COMMISSION « PERSPECTIVES DU RÉSEAU »

La Commission « Perspectives du réseau » (CPR) est une commission du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) qui se réunit périodiquement pour organiser une concertation large sur les enjeux à moyen et long termes du système électrique.

Outre les acteurs économiques du système électrique (producteurs, traders, distributeurs et consommateurs), la CPR accueille des organisations non gouvernementales, des gestionnaires d'infrastructure linéaire et des représentants institutionnels.

Les questions traitées par la CPR s'inscrivent dans le cadre des objectifs européens de réduction durable de l'empreinte carbone, de sécurité d'approvisionnement et de construction d'un marché commun. Elles tiennent également compte des spécificités et débats nationaux. La Commission « Perspectives du réseau » est, depuis sa création en 2011, l'instance privilégiée pour débattre des hypothèses de consommation, d'effacement et de production constituant les scénarios des Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité.



Pour en savoir plus sur les concertations menées par RTE :
<https://cpr.concerte.fr/>

¹ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000032294009&categorieLien=id> ² <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000026786328&dateTexte=&categorieLien=id>

Enfin, le Bilan prévisionnel sert également de cadre d'hypothèses aux études de développement de réseau menées par RTE, dont le Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité qui est annuellement élaboré et rendu public par RTE conformément aux missions qui lui sont confiées par le Code de l'énergie³.

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2016 reposent sur des données produites par RTE ou provenant de multiples acteurs du secteur : données de comptage du réseau de transport, estimations sectorielles sur les réseaux de distribution transmises via Enedis, travaux réalisés par RTE au sein d'ENTSO-E (l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport), informations rendues publiques par les acteurs du marché européen de l'électricité (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux de transport, bourses de l'électricité), travaux menés par différents consultants et organismes de recherche sur les marchés de l'énergie ou par des agences gouvernementales.

En outre, RTE dispose, en application du décret du 20 septembre 2006, d'informations qui lui sont communiquées, sous couvert de confidentialité, par les acteurs du système électrique lors de **consultations bilatérales**.

Au-delà de ces consultations bilatérales et conformément au principe de transparence qui guide son action, RTE a soumis les hypothèses du Bilan prévisionnel 2016 à des **consultations collégiales** en Commission « Perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité, notamment lors de réunions tenues les 15 avril et 10 mai 2016.

Le Bilan prévisionnel publié par RTE est mis en ligne sur son site institutionnel. Ainsi accessible à tous, il constitue un outil de transparence qui a vocation à alimenter le débat public sur l'énergie.

1.2. Objectifs de l'analyse de risque

La sauvegarde de l'intégrité du système français et européen interconnecté oblige au maintien impératif, à tout instant, de l'équilibre entre production et consommation. La défaillance apparaît lorsque la concomitance d'aléas défavorables conduit à une somme de la production et des importations

disponibles inférieure à la consommation réduite des effacements mobilisables. Grâce au plan de sauvegarde du réseau, **la conséquence de la défaillance n'est pas un blackout généralisé**. La coupure de l'alimentation d'une partie seulement des consommateurs permet alors d'éviter l'effondrement de l'ensemble du système européen.

Compte tenu des aléas pouvant peser sur le système, il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Faute de pouvoir garantir avec une certitude absolue la satisfaction de la demande, le **risque de défaillance** doit être maintenu à un niveau socialement et économiquement acceptable. Celui-ci résulte d'un arbitrage d'intérêt général entre, d'une part, les avantages que retirent les consommateurs du fait d'un moindre risque de rupture d'approvisionnement et, d'autre part, le coût des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation qu'il faut développer pour réduire ce risque.

Le risque de défaillance peut être mesuré de différentes manières : la fréquence des délestages, leur durée, le volume d'énergie non délivrée. Pour une demande donnée, ces paramètres sont des fonctions décroissantes de la puissance disponible. Mais les relations qui les lient entre eux sont complexes à déterminer et dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné, eux-mêmes dépendant du mix des productions et de la nature des consommations.

Conformément à l'article 11 du décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans prévisionnels, **le critère retenu est la durée de défaillance**, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an. Il s'agit de la durée pendant laquelle, sur une année, le système électrique est exposé au risque d'une offre insuffisante, indépendamment de la profondeur de ce déficit.

L'espérance de durée de défaillance en France sur les années à venir est évaluée à l'issue des simulations de fonctionnement du système électrique français intégré dans son environnement européen. Si elle est inférieure à trois heures par an, l'offre est jugée suffisante et une **marge de capacité** peut être estimée. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises afin d'évaluer la puissance manquante ou **déficit de capacité**, en ajoutant en France de nouveaux moyens jusqu'à respecter le critère d'une durée de défaillance inférieure à

³ La Directive européenne 2009/72/CE du 13 juillet 2009 prévoit que chaque année les gestionnaires de réseau de transport d'électricité soumettent à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau. L'ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie décline en droit français cette directive et précise que chaque année le gestionnaire du réseau public de transport élabore un schéma décennal de développement du réseau.

trois heures par an. Cette offre complémentaire correspond à une puissance parfaitement disponible et sans contrainte de stock, sans préjuger des moyens (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...) qui la fourniront.

Il convient d'insister sur le fait que le respect du critère de défaillance ne signifie pas une absence totale de risque de défaillance (et donc de délestage), mais que ce risque est contenu dans la limite définie par les pouvoirs publics de trois heures en espérance par an.

D'autres indicateurs sont également fournis dans ce document, parmi lesquels les **soldes d'échange**, et les **productions en énergie** des filières nucléaire, charbon, gaz, fioul, éolien, ainsi que les estimations d'émissions de CO₂ relatives à la production d'électricité. Les tableaux associés présentent les résultats en espérance annuelle (moyenne des productions sur l'ensemble des scénarios simulés).

Le Bilan prévisionnel permet ainsi de faire émerger les messages d'alerte ou de vigilance appropriés en matière de sécurité d'approvisionnement si des **besoins de capacité supplémentaires** nécessaires pour faire face aux pointes de consommation sont identifiés. Les choix des filières d'offre à développer, de production ou d'effacement de consommation n'entrent pas dans le champ du Bilan prévisionnel. Ils relèvent des autres acteurs du système électrique et, en particulier, des orientations définies par les pouvoirs publics.

Pour mener à bien cette analyse de risque, **une démarche prudente est systématiquement adoptée** dans le choix des hypothèses d'offre retenues lorsque les incertitudes ne permettent pas d'arbitrer entre différentes trajectoires.

1.3. Avertissements aux lecteurs

Validité des hypothèses

Le Bilan prévisionnel 2016 repose sur des hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande d'électricité qui sont élaborées par RTE. Ces hypothèses sont celles de RTE et ne prétendent pas à l'exhaustivité en matière de scénarios.

La responsabilité de RTE ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des documents, données et informations contenus dans le « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France – Édition 2016 », et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

Transparence et confidentialité

Dans une démarche de transparence, RTE s'efforce de mettre à disposition l'information la plus complète et détaillée possible concernant les hypothèses sous-jacentes au Bilan prévisionnel, ainsi que les résultats afférents. En complément de ce document, des données détaillées seront disponibles au téléchargement sur le site institutionnel de RTE au cours du second semestre 2016.

Toutefois, certaines informations collectées auprès des acteurs pour les besoins de l'élaboration du Bilan Prévisionnel peuvent revêtir un caractère « commercialement sensible ». Dans ce cas, RTE est engagé à en respecter la confidentialité, conformément aux dispositions des articles L.111-72 à L.111-75 et L.111-80 à L.111-83 du Code de l'énergie, ainsi qu'à leurs décrets d'application.

Afin de respecter cette contrainte, les éléments du Bilan prévisionnel sont pour l'essentiel présentés sous une forme agrégée et anonyme. Certaines informations sont assorties d'une fourchette d'incertitude ou sont des hypothèses propres à RTE. De manière générale, les noms des acteurs concernés ne sont pas mentionnés.

Propriété intellectuelle

Les hypothèses utilisées pour le Bilan prévisionnel sont de la seule responsabilité de RTE. Les informations brutes fournies par les acteurs peuvent être adaptées en fonction de la propre appréciation de RTE et n'engagent donc pas les acteurs concernés. La publication de ces données ne s'accompagne alors d'aucune mention de source spécifique. Au contraire, les données directement issues de sources externes sont systématiquement mentionnées comme telles.



© Silvano Rebai - Fotolia.com

PARTIE 2

Consommation d'électricité en France

2.1

Principaux déterminants de la consommation électrique

2.2

Analyse sectorielle de la demande en énergie

2.3

Analyse en puissance de la consommation d'électricité

Consommation d'électricité en France

Depuis plusieurs années, RTE constate une stabilisation de la consommation d'électricité en France, liée en grande partie aux actions d'efficacité énergétique. Ces actions sont amenées à se renforcer au cours des prochaines années, orientant ainsi les perspectives de consommation d'électricité à la baisse, et ce malgré une démographie soutenue, une reprise de l'activité économique et un contexte favorable aux solutions électriques. L'évolution de la pointe de consommation s'inscrit également dans cette tendance.

La consommation brute d'électricité¹ intègre les fluctuations des conditions climatiques, observées d'une année sur l'autre. Aussi, pour appréhender de manière pertinente les évolutions tendancielle de la consommation électrique, les analyses présentées dans cette partie sont basées sur l'évolution de la **consommation corrigée** des aléas climatiques, des effacements de consommation ainsi que des effets liés aux années bissextiles².

Afin de procéder aux corrections liées aux conditions climatiques, une chronique de températures dites « de référence »

a été construite. Ce référentiel, mis à disposition par Météo-France³ et actualisé sur la base des observations des trois dernières décennies, est représentatif des températures moyennes horaires de chaque jour de l'année. Compte tenu de l'horizon d'étude relativement court, ce référentiel n'anticipe pas d'évolution future du climat.

Après correction, une stabilisation de la consommation électrique de la France continentale est observée depuis 2011, en rupture avec la tendance de la décennie précédente.

Figure 2.1 : Consommation électrique en France continentale
hors activité d'enrichissement d'uranium

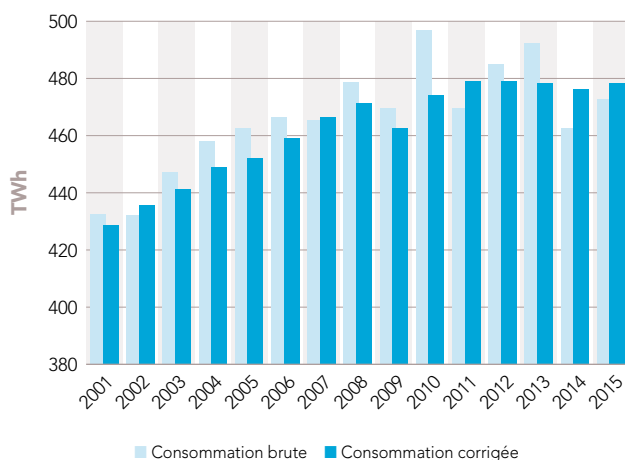
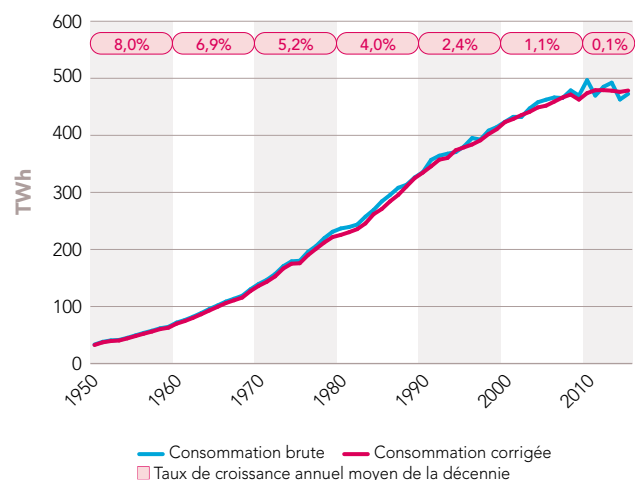


Figure 2.2 : Historique de la consommation d'électricité en France continentale et taux de croissance annuel moyen par décennie
hors activité d'enrichissement d'uranium



¹ La consommation électrique considérée dans ce document concerne la France continentale, en incluant les pertes de transport et de distribution mais en excluant les consommations de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage et celles des auxiliaires des centrales de production. Elle diffère des données du Bilan électrique qui intègrent la Corse et affichent des consommations hors soutirages du secteur de l'énergie sur le réseau public de transport. ² Pour l'analyse des historiques, une correction supplémentaire est appliquée aux consommations du secteur de l'énergie, liée au changement désormais achevé de procédé d'enrichissement d'uranium qui s'est traduit par une forte réduction de la consommation électrique (passage de la diffusion gazeuse à la centrifugation). ³ Référentiel de températures présenté en Commission « perspectives du réseau » du Comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité du 8 mars 2016.

Ces évolutions s'inscrivent dans la continuité du ralentissement progressif de la croissance de la demande depuis plus de 60 ans, particulièrement perceptible dans l'évolution du taux de croissance décennal moyen de celle-ci, en baisse tendancielle. Alors que le taux de croissance annuel moyen de la demande électrique dépassait 7% dans les années 50 et 60, il s'est établi à 1,1% durant la décennie 2000-2010 et est proche de zéro depuis 2011 (cf. Figure 2.2).

Cette tendance est imputable en grande partie :

- à la diffusion des effets de maîtrise de la demande, et en particulier au développement croissant de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements ;
- au ralentissement tendanciel de la croissance économique depuis plusieurs décennies ;
- à l'évolution de la structure de la consommation, due notamment à la tertiarisation de l'activité économique, les services étant moins consommateurs d'électricité que l'industrie⁴ ;
- à la modification du tissu industriel français (délocalisation, recentrage sur une industrie de haute technologie).

2.1. Principaux déterminants de la consommation électrique

Dans le cadre des analyses d'équilibre offre-demande, plusieurs scénarios de consommation sont élaborés pour se prémunir des incertitudes qui pèsent sur l'évolution de la demande. Ces scénarios sont notamment basés sur quatre principaux déterminants de la consommation électrique : l'efficacité énergétique, le PIB, la démographie ainsi que les transferts et nouveaux usages de l'électricité.

Au-delà du scénario de consommation « Référence », le Bilan prévisionnel envisage des variantes encadrantes – « Variante haute » et « Variante basse » (cf. Tableau 2.1).

Tableau 2.1 : Hypothèses principales des scénarios retenus

	Variante basse	Référence	Variante haute
Hypothèses principales	Minorant la consommation globale	Centrales	Majorant la consommation globale
Efficacité énergétique	Centrale	Centrale	Centrale
PIB	Basse	Centrale	Haute
Démographie	Basse	Centrale	Haute
Transferts et nouveaux usages de l'électricité	Défavorable au déploiement de solutions électriques	Centrale	Favorable au déploiement de solutions électriques

⁴ La production d'une unité de valeur ajoutée nécessite quatre à cinq fois moins d'électricité dans le tertiaire que dans l'industrie.

Figure 2.3 : Évolution de la répartition des principaux secteurs dans la consommation d'électricité

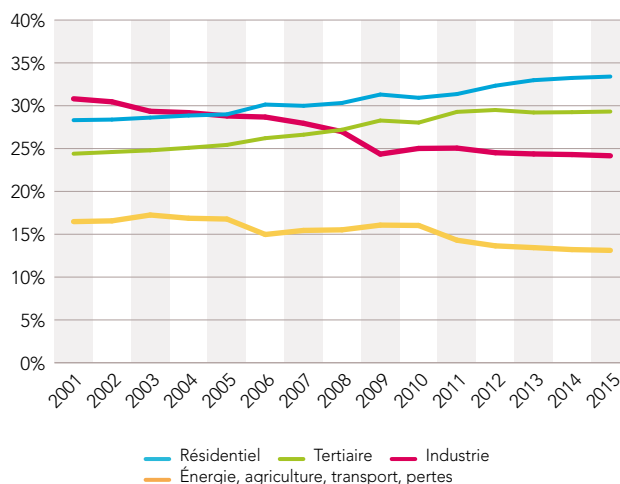
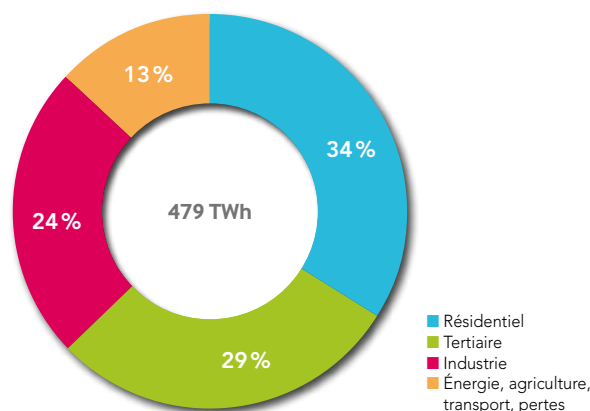


Figure 2.4 : Répartition sectorielle de la consommation d'électricité Année 2015



2.1.1. Efficacité énergétique

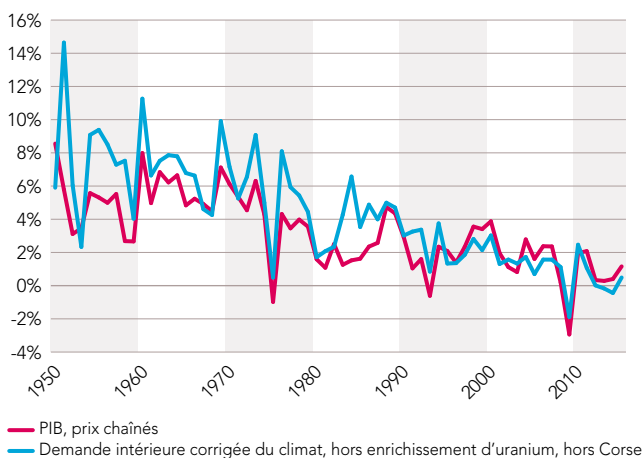
La loi relative à la **transition énergétique pour la croissance verte** (loi n° 2015-992) fixe comme objectifs de réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20% en 2030. Cette loi permet à la France de mettre en œuvre les objectifs de la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 de l'Union européenne, qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre de plus de 80% d'ici 2050 par rapport à 1990.

L'amélioration de l'efficacité énergétique se poursuit notamment sous l'effet des politiques énergétiques européennes :

- la directive sur **l'écoconception** (directive 2009/125/CE) impose des normes de plus en plus contraignantes en matière de performance énergétique pour une vaste gamme de produits et prévoit l'exclusion du marché des produits non conformes à ces prescriptions minimales ;
- la directive sur **l'étiquetage énergétique** (directive 2010/30/UE) a pour objectif d'informer les utilisateurs sur le niveau de performance énergétique des produits mis en vente, ce qui favorise la diffusion des appareils les plus performants.

Au niveau national, la **réglementation thermique** (RT) pour la construction neuve et le **plan de rénovation énergétique de l'habitat** pour le parc existant imposent des normes de réduction de consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment.

Figure 2.5 : Évolution comparée du taux de croissance annuel de la demande intérieure d'électricité et du PIB



De nombreux produits sont déjà soumis à des mesures d'application des directives européennes⁵. Fin 2015, la Commission européenne a publié une étude⁶ dont l'objectif était d'évaluer les économies d'énergie générées par l'application des directives sur l'écoconception et sur l'affichage énergétique des équipements suivis. À l'échelle de l'Union européenne, les efficacités énergétiques sur la consommation primaire d'énergie des appareils concernés sont estimées, en 2020, à 18% dont 469 TWh/an de consommation d'électricité.

Représentant près de la moitié de la consommation d'énergie finale française, le **secteur du bâtiment** constitue un enjeu majeur des politiques d'efficacité énergétique à travers le diagnostic de performance énergétique (DPE) du bâti. L'entrée en vigueur de la RT 2012 se traduit par la diffusion de solutions de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire énergétiquement plus performantes comme les pompes à chaleur (PAC) et les chauffe-eau thermodynamiques⁷ (CET).

2.1.2. Croissance économique

La **croissance économique**, tant en niveau qu'en structure, constitue un déterminant important de la demande électrique, notamment industrielle et tertiaire.

Une corrélation forte existe entre les évolutions du PIB et de la demande (cf. Figure 2.5). La croissance de la consommation électrique était, jusqu'au milieu des années 90, supérieure à la croissance du PIB. Depuis, ce rapport s'est globalement inversé et on observe un ralentissement de la croissance de la demande d'électricité au cours de ces dernières années.

Dans une moindre mesure, le contexte macroéconomique et sa déclin en matière de pouvoir d'achat ou de confiance des ménages peuvent peser sur les achats d'équipements électroménagers des particuliers ou sur les travaux d'isolation de leur logement, voire induire des effets comportementaux sur les modes de consommation.

Dans la conjoncture actuelle, la fourchette d'évolution du PIB retenue est relativement large et fondée sur des analyses récentes, afin d'intégrer au mieux les effets du contexte économique actuel sur l'appareil productif et la croissance française.

⁵ La liste des produits concernés est en permanente évolution et intègre désormais des produits comme les luminaires ou les pneus. ⁶ Étude réalisée par VHK, disponible sous <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Ecodesign%20Impacts%20Accounting%20-%20-%20final%2020151217.pdf>

⁷ Pompes à chaleur dédiées à la production d'eau chaude sanitaire

Ainsi, la plage d'évolution possible du PIB français retenue pour 2016 et 2017 est fondée sur un panel de prévisions récentes, émanant de sources externes reconnues⁸. Dans une approche prudentielle, compte tenu de la variabilité des prévisions antérieures, la trajectoire basse a été légèrement minorée. Au-delà de deux ans, les hypothèses de croissance économique sont basées, comme dans le précédent exercice, sur un rapport de l'INSEE⁹ qui trace trois scénarios de croissance française, avec des niveaux tendanciels moyens allant de 1,2% à 1,9% et une valeur médiane de 1,5% (cf. Figure 2.6).

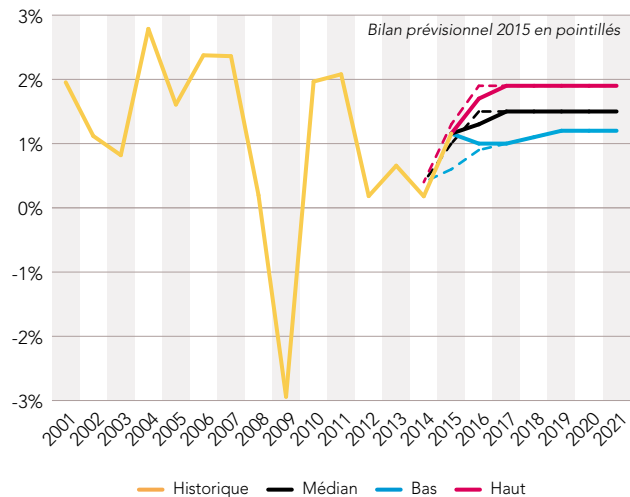
2.1.3. Démographie

L'évolution démographique constitue un déterminant essentiel des consommations du secteur résidentiel et du secteur tertiaire, elle influe également sur la croissance économique potentielle.

Pour définir les évolutions possibles de la population, les valeurs retenues dans cette actualisation du Bilan prévisionnel se fondent sur les dernières projections de l'INSEE¹⁰.

Plus que la population, le **nombre des ménages** a un effet direct sur le nombre de résidences principales, donc sur la consommation résidentielle. L'évolution du nombre de ménages retenue dans cet exercice s'appuie sur une étude du Commissariat général au développement durable¹¹. Du fait des évolutions sociologiques, le nombre de personnes par ménage tend à diminuer, rendant la croissance du nombre de ménages plus dynamique que celle de la population.

Figure 2.6 : Cône d'incertitude pour la croissance du PIB français



La consommation électrique du secteur tertiaire dépend, quant à elle, de l'évolution de la population active. Les hypothèses retenues s'appuient sur les dernières projections disponibles de l'INSEE¹².

2.1.4. Transferts et nouveaux usages de l'électricité

Les **transferts entre énergies** des usages thermiques dans le bâtiment (chauffage, production d'eau chaude sanitaire) sont à même de peser sensiblement sur l'évolution de la demande électrique, en énergie et en puissance. En plus du coût d'investissement, le coût d'utilisation est souvent un

Tableau 2.2 : Évolution par scénario du nombre de ménages et de la population active

	Basse	Médian	Haute
Population en 2021 (<i>en millions</i>) et taux de croissance annuel moyen entre 2015 et 2021	65,1 (+0,2%)	65,9 (+0,4%)	66,8 (+0,7%)
Nombre de ménages en 2021 (<i>en millions</i>) et taux de croissance annuel moyen entre 2015 et 2021	29,3 (+0,6%)	29,7 (+0,8%)	30,1 (+1,0%)
Population active en 2021 (<i>en millions</i>) et taux de croissance annuel moyen entre 2015 et 2021	29,4 (+0,3%)	29,7 (+0,4%)	30,3 (+0,8%)

Sources : INSEE, CGDD

⁸ OCDE, FMI, Commission européenne, BIPE, Consensus Forecasts, organismes bancaires, etc. ⁹ « Évaluer la productivité globale des facteurs : l'apport d'une mesure de la qualité du capital et du travail » (INSEE, 2013) : http://www.insee.fr/fr/themes/document.asp?reg_id=0&id=3980 ¹⁰ INSEE Première n° 1320 – Projections de populations à l'horizon 2060 (octobre 2010) ¹¹ CGDD – « Le point sur » n° 135 – « La demande potentielle de logements à l'horizon 2030 : une estimation par la croissance attendue du nombre des ménages » (août 2012) ¹² INSEE Première n° 1345 – Projections de population à l'horizon 2060 – Des actifs plus nombreux et plus âgés (avril 2011)

facteur important dans la prise de décision de rénover ou de modifier un système de chauffe. Au-delà des considérations économiques, des facteurs sociologiques et technologiques peuvent également induire des transferts entre énergies. Ainsi, on assiste depuis plusieurs années à une évolution des pratiques de cuisson, avec un recours accru à l'électricité au détriment du gaz.

Les petits équipements électroniques (domotique, objets connectés...) sont amenés à poursuivre leur développement dans les années à venir. Cependant, ces appareils sont peu énergivores, conduisant à une consommation totale de ces usages relativement faible.

Le marché des **véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables** constitue un vecteur de développement dont le rythme de déploiement reste à préciser. La transition vers le véhicule électrique pourrait s'opérer à long terme avec l'évolution nécessaire des industries et des infrastructures.

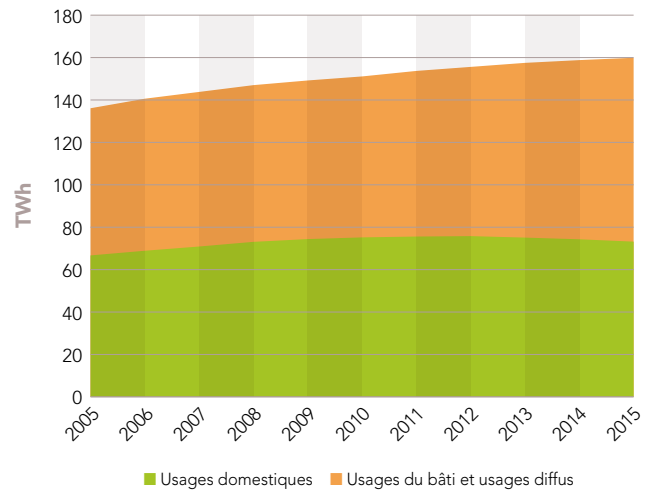
2.2. Analyse sectorielle de la demande en énergie

2.2.1. Secteur résidentiel

Depuis plusieurs années, la croissance de la **consommation résidentielle** s'infléchit. Les progrès d'efficacité énergétique enregistrés sur les appareils électriques des **usages domestiques**¹³ conduisent, depuis 2012, à une baisse de la consommation de ces usages. Par ailleurs, la consommation des **usages du bâti**¹⁴ se stabilise grâce au développement de solutions électriques performantes comme les **pompes à chaleur** (PAC) et les **chauffe-eau thermodynamiques**¹⁵ (CET).

La consommation du secteur résidentiel est appelée à décroître du fait de l'efficacité énergétique.

Figure 2.7 : Consommation d'électricité du secteur résidentiel



L'évolution de la consommation résidentielle est liée à :

- la croissance de la démographie et du nombre de ménages ;
- la diffusion des efficacités énergétiques sur les équipements domestiques et le bâti ;
- l'évolution du parc de logements utilisant l'électricité pour le chauffage, l'eau chaude et la cuisson.

La réglementation thermique impose des solutions électriques sur le bâti de plus en plus performantes.

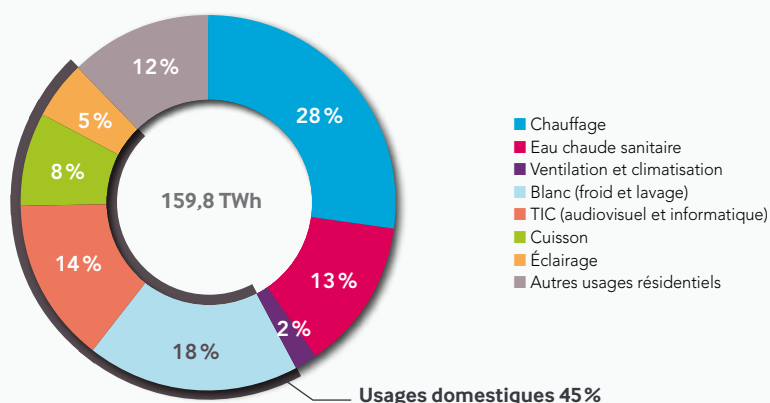
Les logements neufs construits en France sont soumis à la réglementation thermique en vigueur imposant des limites de consommation énergétique des usages liés au bâti. Ainsi, sous l'effet de la RT 2012 impliquant la diffusion des solutions les plus performantes pour le bâti et l'amélioration des performances thermiques des bâtiments (isolation, orientation...), les besoins des **usages liés au bâti** des nouveaux logements diminuent en particulier sur le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS).

¹³ Les usages domestiques regroupent les usages froid & lavage (blanc), TIC (technologies de l'information et de la communication), cuisson, éclairage ¹⁴ Les usages du bâti regroupent les usages chauffage, eau chaude sanitaire (ECS), ventilation et climatisation ¹⁵ Le CET est une pompe à chaleur dédiée à la production d'eau chaude sanitaire

+ STRUCTURE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DU SECTEUR RÉSIDENTIEL

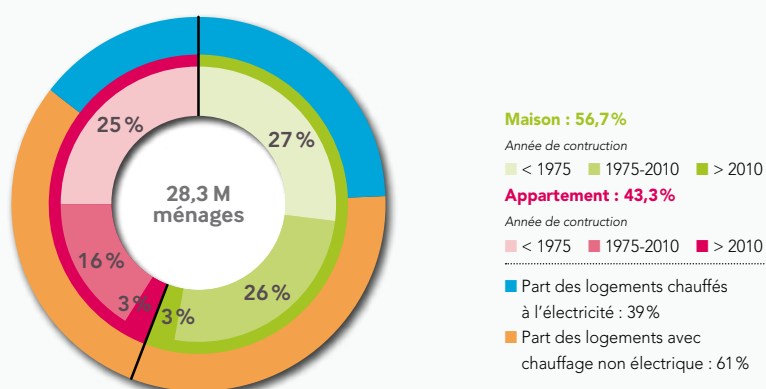
La consommation corrigée d'électricité du secteur résidentiel s'élève à 159,8 TWh en France continentale en 2015 dont 45% représentent les usages « domestiques »*.

Figure 2.8 : Répartition par usage de la demande électrique résidentielle pour l'année 2015



Sur le parc des résidences principales, 52% des logements ont été construits avant 1975 (parc ancien), soit avant la première réglementation thermique de 1974. Aujourd'hui, 39% des ménages sont chauffés à l'électricité (dont biénergie) en notant une disparité entre les maisons et les appartements avec respectivement 44% et 33% de chauffage électrique installé.

Figure 2.9 : Répartition du parc de résidences principales pour l'année 2015



En établissant le diagnostic de performance énergétique théorique d'un logement, les **besoins thermiques de chauffe** du parc ancien sont évalués annuellement à $148 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ contre $32 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$ pour le parc neuf (construit après 2010). Pour autant, les consommations constatées sont moindres et dépendent de la capacité des ménages à financer les charges de chauffage. Dans un parc ancien souvent mal isolé, équipé de convecteurs électriques, la consommation annuelle de chauffage est estimée à $52 \text{ kWh}_{\text{e}}/\text{m}^2$.

L'installation d'une pompe à chaleur réduit drastiquement la consommation électrique de chauffage. En combinant l'effet d'un bâti mieux isolé aux normes actuelles et d'une solution performante comme une pompe à chaleur, la consommation de chauffage peut être réduite à $13 \text{ kWh}_{\text{e}}/\text{m}^2$.

* Les usages domestiques regroupent les usages froid & lavage (blanc), TIC, cuisson, éclairage. Les autres usages résidentiels regroupent l'agrégation des usages diffus comme les aspirateurs, fer à repasser, piscines, aquariums...

Figure 2.10 : Logements neufs selon l'énergie de chauffage

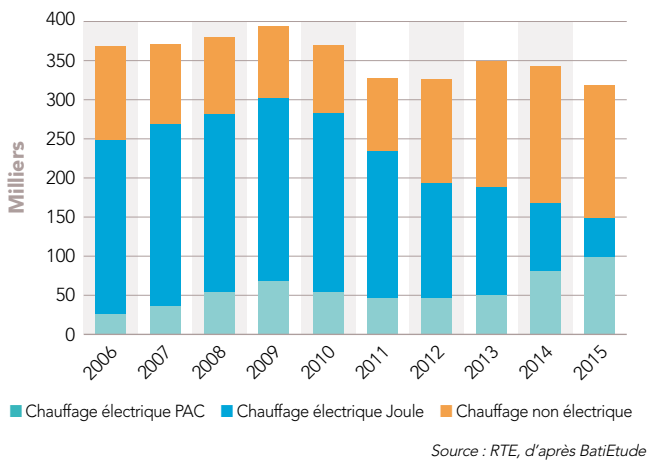


Figure 2.11 : Parc de résidences principales selon l'énergie de chauffage

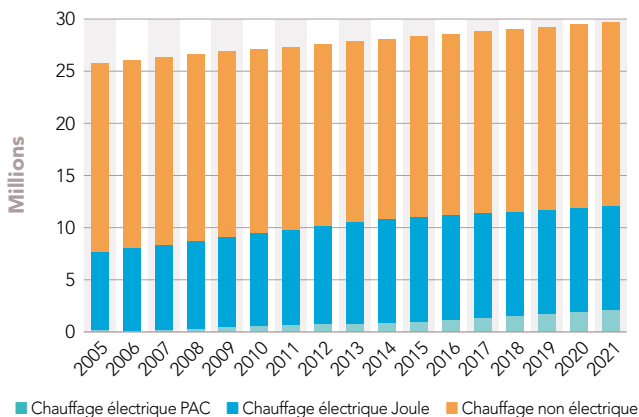
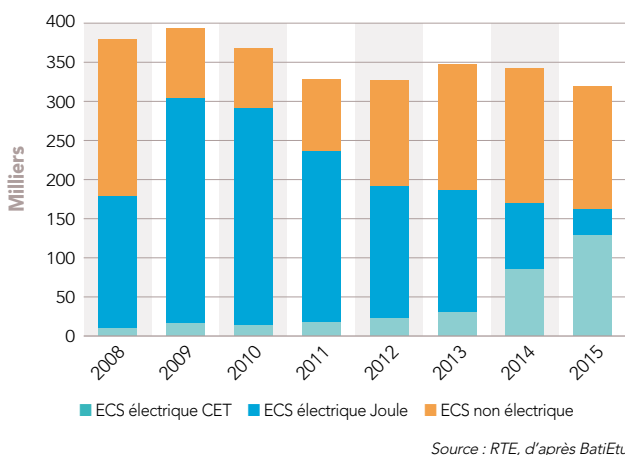


Figure 2.12 : Logements neufs selon l'énergie pour l'eau chaude sanitaire



¹⁶ Pompes à chaleur fonctionnant pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire

→ La mise en place de la RT 2012 a conduit à une forte baisse des parts de marché du **chauffage** électrique dans la construction neuve. Si la part d'électricité se maintient dans les maisons neuves via l'installation de pompes à chaleur, cette solution n'est pas privilégiée pour les appartements neufs (difficulté d'installation) (cf. Figure 2.10). Sur le chauffage, l'installation d'une pompe à chaleur induit en moyenne une réduction de la consommation unitaire estimée de 58 % par rapport à des solutions classiques.

Pour autant, l'évolution de la réglementation thermique est incertaine et peut conduire à une dynamique de retour de la solution électrique dans la construction neuve. En effet, la prise en compte de contraintes environnementales, en particulier sur les émissions de CO₂, peut contribuer à renforcer, à l'avenir, le marché des solutions électriques pour le chauffage.

Globalement, le nombre de logements chauffés à l'électricité continue à progresser : aux logements neufs chauffés à l'électricité viennent s'ajouter des logements existants qui basculent d'une solution combustible vers une solution électrique performante.

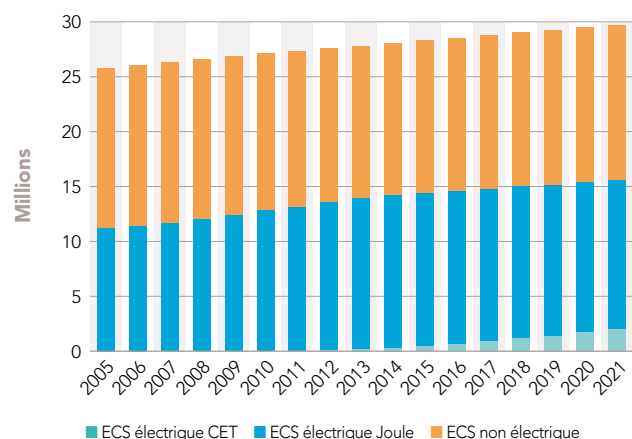
L'effet sur le niveau de consommation d'électricité est compensé par la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique. Les opérations de réhabilitations du bâti contribuent à réduire les besoins de chauffage notamment grâce à une meilleure isolation thermique (cf. hypothèses Tableau 2.4).

Ainsi, les perspectives à moyen terme sur la consommation totale de chauffage sont à la stabilisation.

→ La production d'**eau chaude sanitaire** évolue également. Du fait de la RT 2012, la part de la solution électrique recule dans la construction neuve, notamment au profit du gaz. Les chauffe-eau thermodynamiques sont en pleine expansion, en substitution des ballons électriques à accumulation (cf. Figure 2.12). Néanmoins, comme pour le chauffage, des évolutions de la réglementation thermique peuvent, à terme, favoriser un recours accru aux solutions électriques.

Aujourd'hui, le remplacement d'une solution classique par un chauffe-eau thermodynamique réduit en moyenne la consommation unitaire de 43%. De manière concomitante à la diffusion du CET et des PAC double service¹⁶, les ballons neufs vendus sont de plus en plus performants avec à la clé une réduction des pertes statiques. Ces effets contribuent à abaisser la consommation électrique des ménages équipés d'eau chaude sanitaire électrique.

Figure 2.13 : Parc de résidences principales selon l'énergie pour l'eau chaude sanitaire



La performance énergétique des équipements électriques s'améliore fortement.

→ L'isolation thermique performante du bâti dans le neuf nécessite l'installation de **VMC¹⁷** afin d'assurer un renouvellement permanent de l'air, alors que la ventilation naturelle suffit à assurer une bonne qualité de l'air intérieur dans le parc ancien mal isolé. Ainsi, la construction de logements neufs contribue à l'augmentation de la consommation d'électricité pour la **ventilation**. Les logements français sont peu équipés en systèmes de **climatisation**, ce secteur est en croissance même si les perspectives de consommation de cet usage sont relativement modérées en volume.

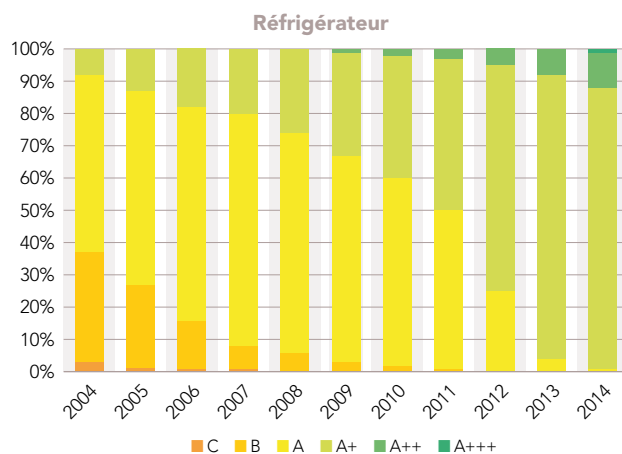
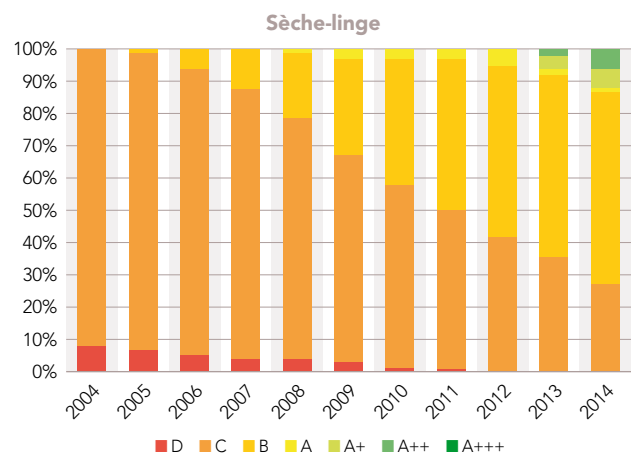
Pour les **usages domestiques**, la plupart des équipements électriques des ménages sont soumis aux directives européennes sur l'**écoconception** et l'**affichage**

énergétique. Des progrès significatifs ont été réalisés ces dernières années sur les motorisations équipant l'électroménager, les puissances appelées sur les appareils en veille, les affichages électroniques à travers le passage des technologies plasma vers celle des **LED**.

Le rythme de remplacement des équipements dépend de leur durée de vie. Dans l'éclairage, les lampes à incandescence ont une durée de vie moyenne de 1000h contre environ 20000h pour les LED, faisant apparaître des disparités importantes de renouvellement selon les technologies. Si les TIC sont marquées par une obsolescence forte grâce à des améliorations technologiques importantes, le gros électroménager suit un remplacement en fonction de son état de fonctionnement.

→ Sur les usages électroménagers de froid et de lavage, le **blanc**, les appareils éneergivores sont de moins en moins vendus (cf. Figure 2.14) faisant place à des équipements performants, ce qui a pour effet de réduire la consommation de cet usage.

Figure 2.14 : Évolution des ventes de réfrigérateurs et de sèche-linge en France



Source : TopTen

¹⁷ Ventilation mécanique contrôlée

→ Avec la révolution numérique des **TIC** et l'arrivée d'internet dans les foyers, les années 2000-2010 ont été caractérisées par la diffusion importante de nouveaux équipements informatiques. Dans le même temps, l'avènement de la technologie LCD a permis la mise sur le marché de téléviseurs à écran plat de grande dimension, très énergivores. Cependant, depuis quelques années, le développement de la technologie LED pour les écrans et téléviseurs réduit drastiquement la consommation de ces appareils. De même, les ordinateurs portables puis les tablettes, moins énergivores, ont tendance à remplacer les postes fixes. Les progrès importants enregistrés sur la veille des équipements TIC permettent d'envisager une réduction importante de la consommation électrique des périphériques audiovisuels. Ainsi, les perspectives de consommation de cet usage sont à la baisse malgré la multiplication des terminaux et équipements.

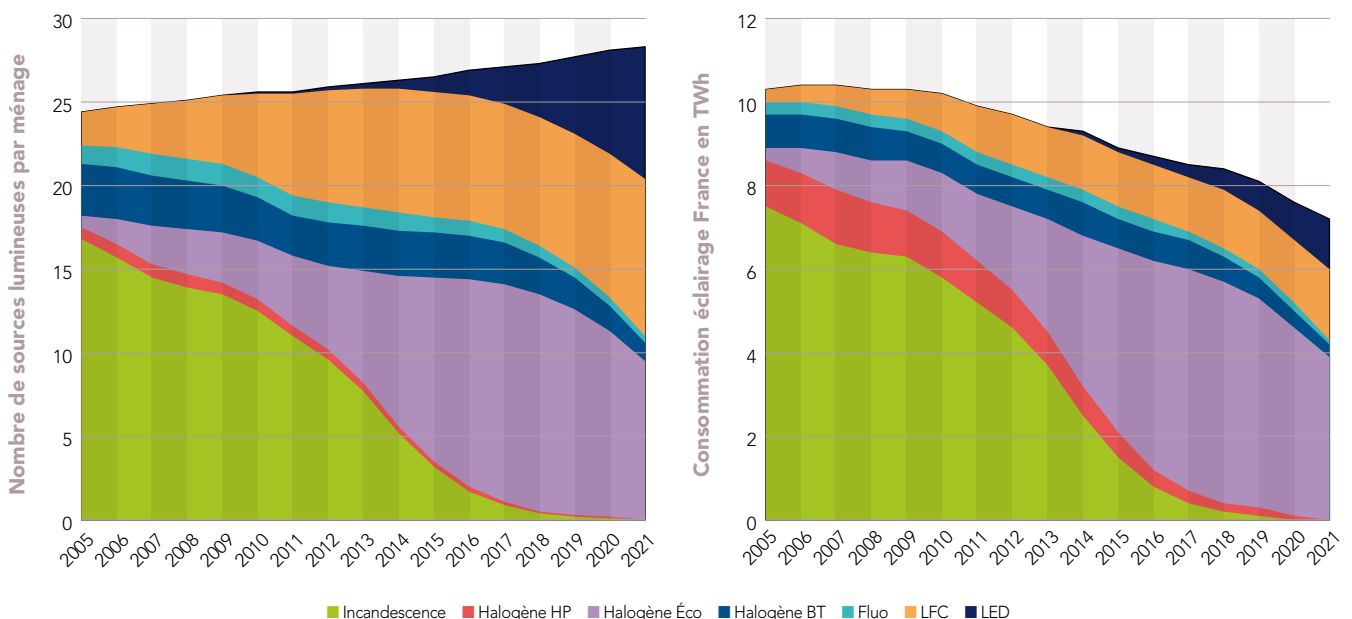
→ La **cuisson** électrique prend continuellement des parts de marché sur la cuisson au gaz avec l'avènement de l'induction qui combine un confort de cuisson similaire au gaz à la sécurité de l'électricité. L'électrification de cet usage est contrebalancée par des progrès importants d'efficacité énergétique, en particulier sur les fours. Ainsi, les perspectives sont à la stagnation de la consommation unitaire

des ménages de l'usage cuisson. En revanche, par effet volume, la démographie soutenue fait croître la consommation totale de cet usage.

→ Le développement des LED est source de réduction drastique des consommations électriques dans **l'éclairage**. Les directives européennes interdisant progressivement la vente des sources lumineuses énergivores se sont traduites par une lente érosion des lampes à incandescence équipant les ménages et à un remplacement ces dernières années par les lampes halogènes ECO à consommation réduite au détriment des lampes fluocompactes (LFC) encore plus économes. La consommation d'éclairage est en baisse continue, l'arrivée massive des LED en remplacement de toutes les autres technologies permet de prolonger la tendance à la baisse. Même si les lampes LFC et LED représenteront en 2021 une majorité du nombre de lampes, la part de ces technologies dans la consommation d'éclairage sera plus faible (cf. Figure 2.15).

À l'échelle d'un ménage, si le fort développement des TIC a contribué jusqu'à 2010 à la croissance de la consommation électrique des ménages, l'essor de technologies énergétiquement plus efficaces a un effet baissier sur la consommation d'électricité des ménages sur ces usages (cf. Figure 2.16).

Figure 2.15 : Évolution de l'éclairage selon les technologies dans le scénario « Référence » en sources par ménage et en énergie¹⁸













¹⁸ Incandescence : Lampe à filament de tungstène/Halogène HP : Halogène de haute puissance/Halogène Éco : Halogène à économie d'énergie/Halogène BT : Spot à halogène basse tension/Fluo : Tubes fluorescent/LFC : Lampe fluo compacte/LED : Lampe à diode électroluminescente

+ EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LA CONSOMMATION DOMESTIQUE DES MÉNAGES

La consommation annuelle moyenne d'un ménage pour les usages domestiques* est estimée à 2 600 kWh en 2015. En fonction de l'étiquette énergie ou de la technologie, l'efficacité énergétique peut être importante et source d'économies substantielles sur la facture énergétique des ménages.

Ainsi, un ménage possédant aujourd'hui uniquement des équipements performants (classe A+++, tablettes, éclairage LED) consommerait en moyenne 1 300 kWh par an contre 3 400 kWh par an pour un ménage équipé uniquement d'appareils énergivores (classe C, plaques de cuisson en fonte, lampes à incandescence).

Tableau 2.3 : Estimation de la consommation annuelle par ménage équipé selon la technologie

Consommation unitaire des équipements					Efficacité énergétique	
Blanc		Réfrigérateur	C 473 kWh	A+ 221 kWh	A+++ 119 kWh	-75%
		Congélateur indépendant	C 492 kWh	A+ 247 kWh	A+++ 135 kWh	-73%
		Lave-linge	C 251 kWh	A+ 183 kWh	A+++ 154 kWh	-39%
		Sèche-linge	C 434 kWh	A+ 242 kWh	A+++ 142 kWh	-67%
		Lave-vaisselle	C 303 kWh	A+ 216 kWh	A+++ 172 kWh	-43%
TIC		TV 42"	C 138 W	A+ 54 W	A+++ 24 W	-83%
		Informatique	Fixe 250 kWh	Portable 50 kWh	Tablette 10 kWh	-96%
Cuisson		Plaques électriques	Fonte 300 kWh	Vitrocéramique 230 kWh	Induction 180 kWh	-40%
		Four 60 L	C 315 kWh	A+ 155 kWh	A+++ 84 kWh	-73%
Éclairage		Lampe 800 lumens	Incandescent 60 W	Halogène Éco 43 W	LED 10 W	-83%

* La consommation unitaire d'un ménage prend en compte les taux d'équipement et de multi-équipement moyens des ménages ainsi que les durées d'utilisation moyennes associées (estimations RTE). Les usages domestiques regroupent les usages froid & lavage (blanc), TIC, cuisson, éclairage.

Figure 2.16 : Évolution de la consommation moyenne annuelle d'un ménage pour les usages domestiques dans le scénario «Référence»

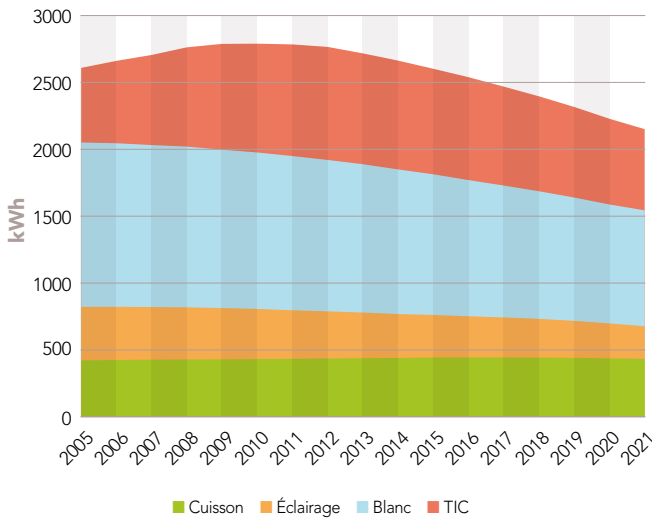
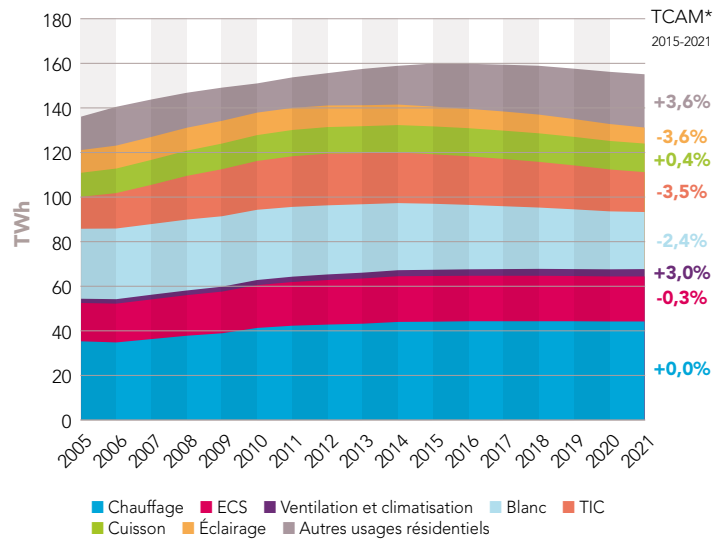


Figure 2.17 : Évolution de la consommation des usages résidentiels dans le scénario «Référence»



*TCAM : taux de croissance annuel moyen

Malgré une démographie soutenue et une diffusion croissante des usages de l'électricité, les perspectives de consommation totale des usages domestiques sont fortement orientées à la baisse du fait des mesures d'efficacité énergétique.

En additionnant l'ensemble des usages identifiés, la consommation du secteur résidentiel s'infléchit (cf. Figure 2.17).

Les effets de l'efficacité énergétique décomposés par usages montrent que les efforts d'efficacité énergétique sont concentrés sur les usages domestiques (cf. Figure 2.19). Le rythme annuel de réhabilitations du bâti, de l'ordre de 1% du parc de logements, se traduit par une lente progression de l'efficacité énergétique moyenne du bâti.

Figure 2.18 : Prévisions de la demande électrique du secteur résidentiel

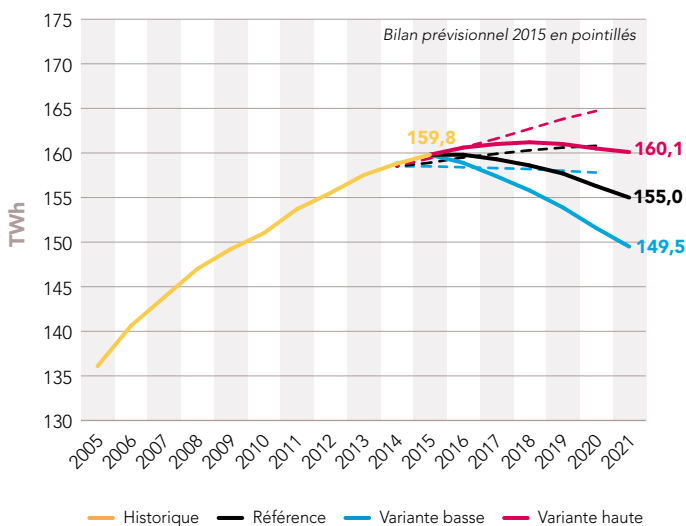


Figure 2.19 : Impact de l'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel sur la consommation dans le scénario «Référence»

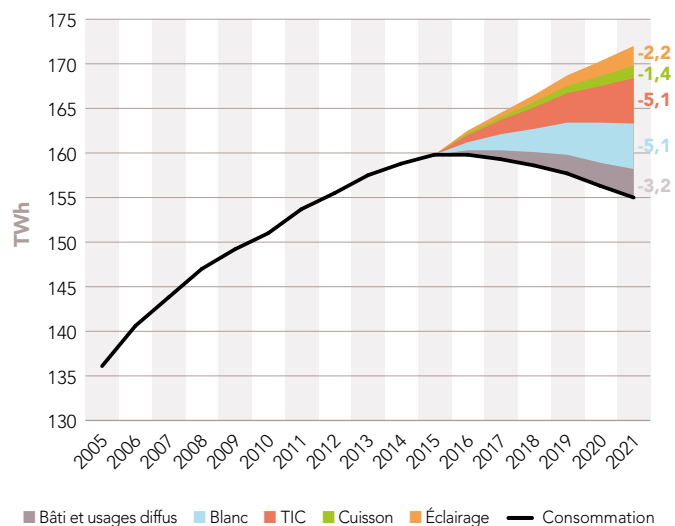


Tableau 2.4 : Principales hypothèses et résultats dans le secteur résidentiel par scénario à l'horizon 2021

	2015*	2021		
		Basse	Référence	Haute
Nombre de résidences principales (millions)	28,3	29,3	29,7	30,1
Part avec chauffage électrique	39%	40%	41%	42%
Part avec chauffage PAC électrique	4%	6%	7%	9%
Part avec ECS électrique	51%	51%	52%	53%
Part avec CET électrique pour l'ECS	2%	6%	7%	8%
Nouveaux logements annuels (milliers)	318	203	301	391
Part avec chauffage électrique	47%	40%	55%	68%
Part avec chauffage PAC électrique	31%	31%	46%	61%
Part avec ECS électrique	51%	47%	58%	68%
Part avec CET électrique pour l'ECS	40%	41%	50%	59%
Réhabilitations annuelles du bâti (milliers)	400	400	400	500
Consommation d'électricité – TWh	159,8	149,5	155,0	160,1
Croissance annuelle moyenne		-1,1%	-0,5%	0,0%
Efficacité énergétique – TWh		-16,5	-16,9	-17,8

* données provisoires

Figure 2.20 : Consommation d'électricité du secteur tertiaire

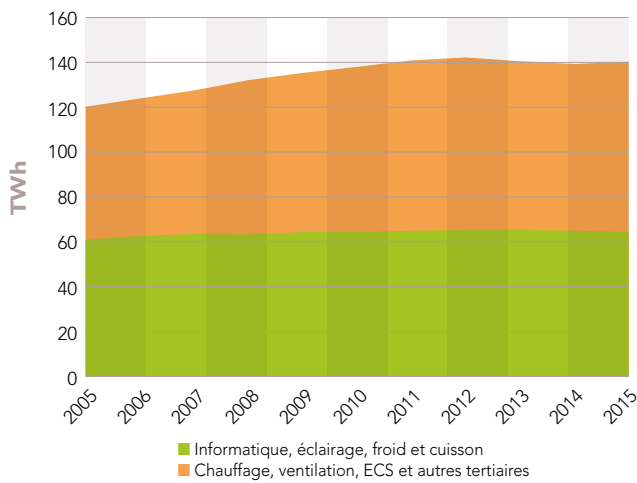
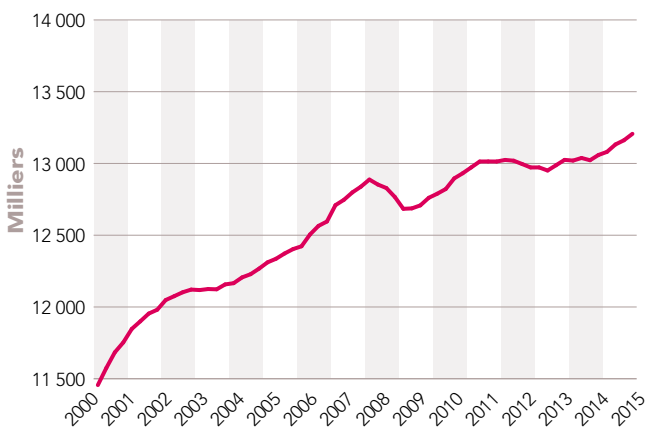
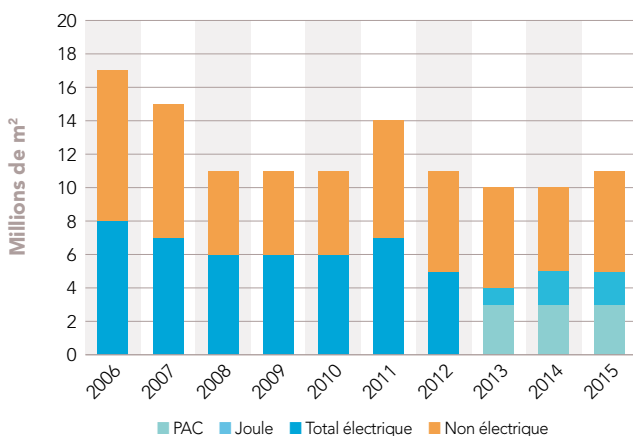


Figure 2.21 : Évolution trimestrielle du nombre de salariés du secteur tertiaire



Source : INSEE

Figure 2.22 : Surfaces tertiaires neuves par énergie de chauffage



Source : RTE, d'après BatiEtude

2.2.2. Secteur tertiaire

Le **secteur tertiaire** est le principal vecteur de la croissance économique et un facteur important de la dynamique de la consommation d'électricité française. La demande électrique de ce secteur est longtemps restée particulièrement soutenue, avec un taux de croissance annuel moyen de 2,7% entre les années 2005 et 2011. Cependant, les chiffres de consommation se sont stabilisés sur la période de 2011 à 2015, et laissent ainsi entrevoir une inflexion de cette tendance.

L'efficacité énergétique contrebalance les effets économiques et démographiques dans le secteur tertiaire.

Les principaux facteurs d'évolution de la consommation tertiaire sont :

- la croissance de la démographie et de la population active ;
- le dynamisme de l'activité économique et le taux d'emploi du secteur (cf. Figure 2.21) ;
- la diffusion de l'efficacité énergétique des équipements et du bâti ;
- l'évolution des surfaces tertiaires ayant recours à l'électricité pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la climatisation et la cuisson.

Les effets de la réglementation thermique 2012 dans les bâtiments tertiaires sont moins marqués que dans le secteur résidentiel. La part de marché du **chauffage électrique** dans le neuf, estimée à 46% en 2015, a peu évolué ces dernières années (cf. Figure 2.22). En effet, l'essentiel des surfaces chauffées à l'électricité sont des bureaux et commerces qui ont largement recours depuis plusieurs années aux pompes à chaleur air-air, appareils réversibles permettant de bénéficier de la climatisation. En revanche, la part de marché du chauffage par effet Joule a diminué, elle ne représente plus que 16% environ de l'ensemble des permis de construire.

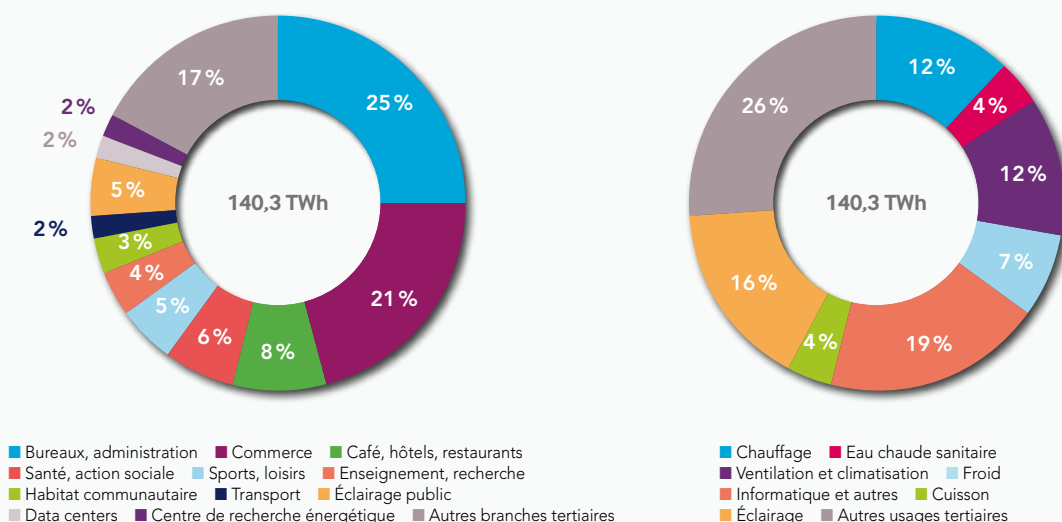
Les systèmes énergétiques qui se substituent au chauffage par effet Joule sont essentiellement les chaudières à gaz ou les pompes à chaleur. Dans les branches traditionnellement

STRUCTURE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DU SECTEUR TERTIAIRE

Les consommations d'électricité du secteur tertiaire constituent un ensemble particulièrement hétérogène. Il s'agit d'une part des consommations dans les bâtiments que l'on distingue par branche (bureaux, commerces, maisons de retraite, hôpitaux, établissements d'enseignement, activités de restauration...) et, d'autre part, des consommations dites « autres tertiaires » (télécommunications, éclairage public, armée, centres de recherche, parties communes d'immeubles, artisanat, centres de traitement de données, agriculture basse tension).

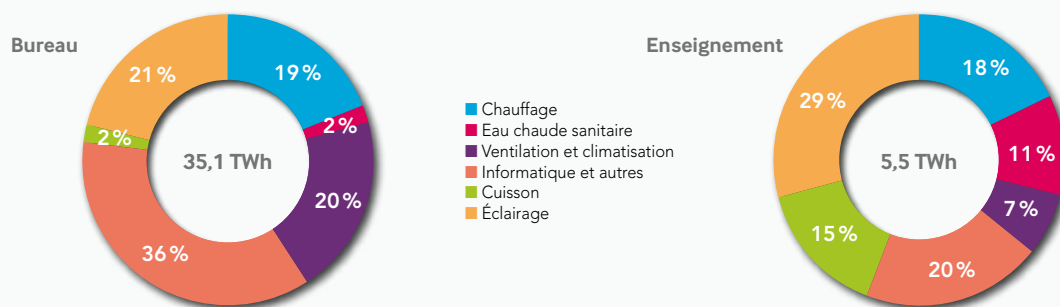
Les graphiques suivants illustrent la part des différents usages et branches dans la consommation du secteur tertiaire, qui représente 140,3 TWh en 2015.

Figure 2.23 : Répartition par branches et par usages de la demande électrique tertiaire pour l'année 2015



Près de la moitié de l'électricité est consommée dans les bureaux et les commerces, et près de la moitié concerne les usages liés à l'éclairage, aux technologies de l'information et de la communication et au chauffage.

Figure 2.24 : Disparités de consommation par usages de la demande électrique tertiaire en 2015
illustration dans les bâtiments de bureaux et d'enseignement en 2015



affiliées au gaz (habitat communautaire, santé, enseignement, sport-loisirs-culture, transports), les substitutions ont été favorables aux solutions gaz. À l'inverse, dans les autres branches, essentiellement chauffées à l'électricité (cafés-hôtels-restaurants, bureaux et commerces), la perte de part de marché du chauffage par effet Joule est compensée par la croissance des ventes de pompes à chaleur.

Figure 2.25 : Taux de croissance annuel moyen des consommations d'électricité au m² des usages tertiaires entre 2015 et 2021 dans le scénario «Référence»

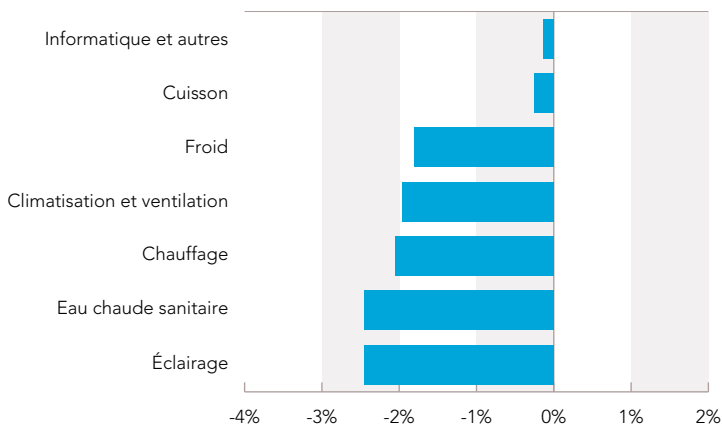
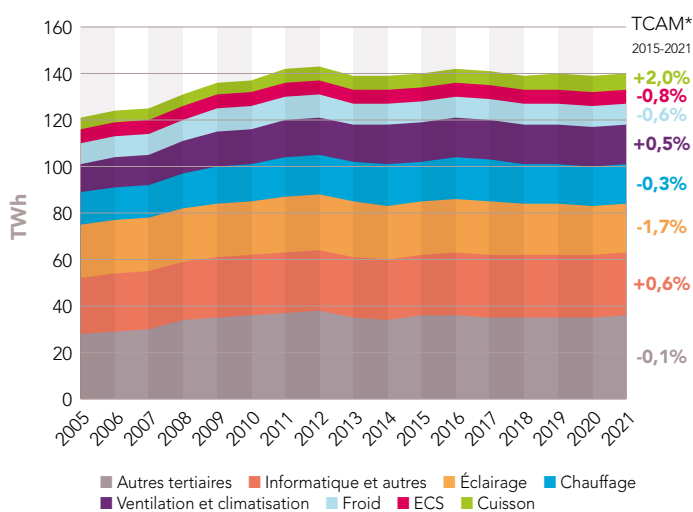


Figure 2.26 : Évolution de la consommation des usages tertiaires dans le scénario «Référence»



*TCAM : taux de croissance annuel moyen

À l'évolution des surfaces chauffées et climatisées à l'électricité du secteur s'ajoute également le développement des centres de traitement de données (ou « data centers ») et des usages spécifiques de l'électricité (éclairage, technologies de l'information et de la communication, systèmes de surveillance et de sécurité). Ces usages font l'objet d'un développement très dynamique, qui tire à la hausse certaines consommations d'électricité de l'économie servicielle, mais ils recèlent surtout un fort gisement d'efficacité énergétique (cf. Figure 2.25).

Les **systèmes d'éclairage** sont amenés à gagner considérablement en performance dans les prochaines années. En effet, la généralisation de la technologie LED est favorisée depuis peu par la vente de lampes compatibles avec les systèmes actuels¹⁹ qui nécessitaient jusqu'à présent une opération de remplacement lourde. L'éclairage public nécessite de plus fortes puissances, segment dans lequel les LED sont moins matures, leur diffusion est supposée moins rapide que dans les bâtiments.

Dans l'**informatique**, les nouvelles technologies sont de plus en plus performantes mais elles se diffusent à un rythme soutenu, en raison de la multiplication des appareils, en particulier mobiles, de l'informatisation des salles d'enseignement, et de la forte dynamique des appareils médicaux (scanner, imagerie, robots, etc.), ce qui masque une grande part de l'efficacité énergétique générée.

Les **centres de traitement de données** font l'objet d'évolutions très contrastées, entre efficacité énergétique et intensification de l'usage, portée par la diffusion des technologies mobiles et de la dématérialisation des données. La facture énergétique de ces sites (environ 40% des charges) incite particulièrement à améliorer la performance des installations. L'amélioration de la résistance des matériels leur permet de fonctionner de manière optimale avec une température ambiante de 23°C aujourd'hui contre 16°C à la fin des années 1980, et les progrès à venir dans ce domaine permettent d'envisager des méthodes de rafraîchissement bien plus économes en énergie.

L'efficacité énergétique est partiellement compensée par la croissance du parc de bâtiments tertiaires. La consommation de certains usages se développe, car ils bénéficient d'une dynamique d'équipement particulièrement favorable, c'est le cas de la cuisson, de la ventilation, de la climatisation et de l'informatique. La répartition entre les usages du secteur tertiaire évolue peu à l'horizon 2021 (cf. Figure 2.26).

¹⁹ Les luminaires actuels des bâtiments tertiaire sont bien souvent équipés de ballast interne ferromagnétique ou électronique.

Figure 2.27 : Prévisions de la demande électrique du secteur tertiaire

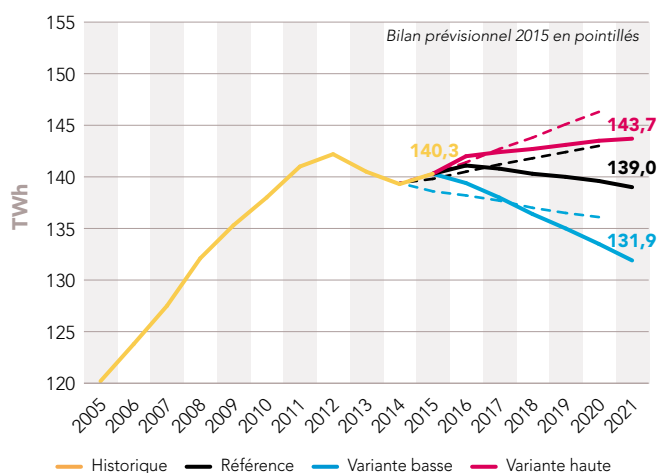


Figure 2.28 : Impact de l'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire sur la consommation du scénario «Référence»

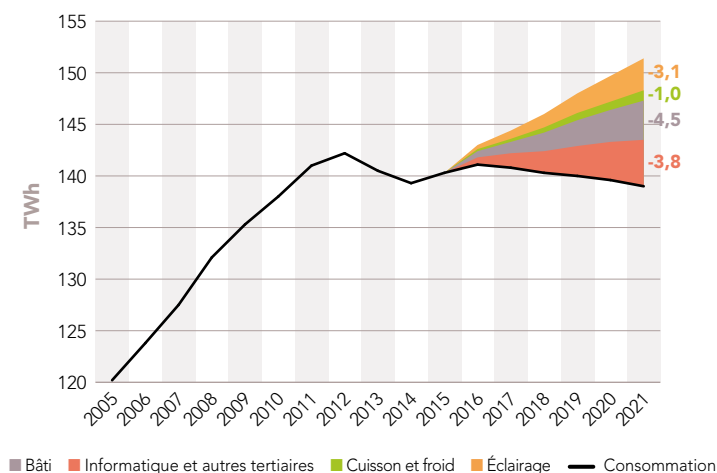


Tableau 2.5 : Principales hypothèses et résultats dans le secteur tertiaire par scénario à l'horizon 2021

	2015*	2021		
		Basse	Référence	Haute
PIB – croissance annuelle moyenne	+1,2%	+1,2%	+1,5%	+1,9%
Population active – millions	28,9	29,4	29,7	30,3
Surface tertiaire – millions de m ²	947	981	989	999
<i>dont part chauffée à l'électricité</i>	27%	29%	29%	30%
<i>dont part climatisée</i>	29%	32%	33%	33%
Construction annuelle – millions de m ²	10	11	12	12,5
<i>dont part chauffée à l'électricité</i>	46%	45%	47%	48%
<i>dont part climatisée</i>	38%	38%	38%	39%
Rénovation annuelle du bâti – millions de m ²		10	15	10
Rénovation annuelle du système de chauffage électrique – millions de m ²		4,5	5,5	5,0
Consommation d'électricité – TWh	140,3	131,9	139,0	143,7
<i>Croissance annuelle moyenne</i>		-1,0%	-0,2%	+0,4%
Efficacité énergétique – TWh		-16,5	-12,4	-10,8

* données provisoires

Figure 2.29 : Consommation d'électricité du secteur industriel

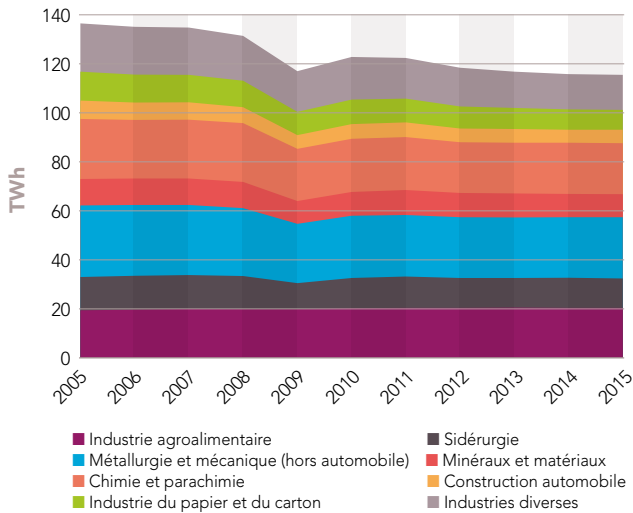


Figure 2.30 : Évolutions comparées de la production industrielle et du PIB

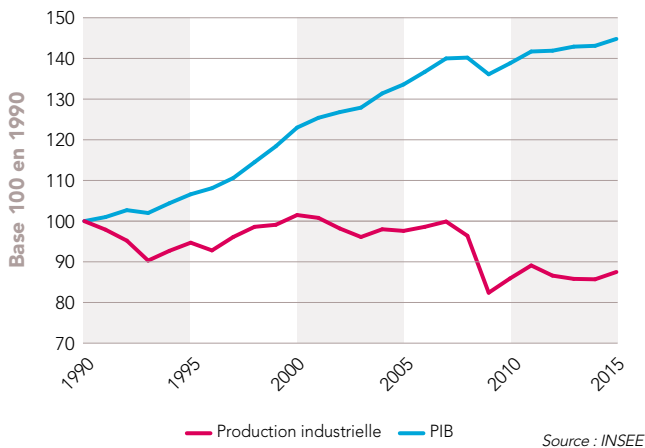
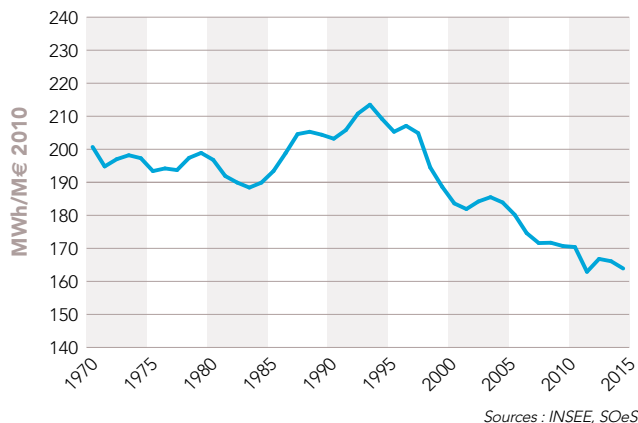


Figure 2.31 : Intensité énergétique (électricité) de l'industrie



2.2.3. Secteur industriel

La consommation d'électricité dans le **secteur industriel** est en baisse quasi-continue depuis le début de la décennie précédente.

Cette baisse s'explique par les effets conjugués :

- d'une dynamique de la production industrielle en volume relativement atone, bien moindre que celle du PIB (cf. Figure 2.30) ;
- du déplacement de l'activité des industries lourdes fortement consommatrices d'énergie vers des industries plus légères à forte valeur ajoutée ;
- des actions d'efficacité énergétique qui ont contribué à faire décroître l'intensité électrique de l'industrie²⁰ (la baisse a été de 1,2% par an en moyenne sur vingt ans, entre 1994 et 2014 – cf. Figure 2.31).

La consommation d'électricité du secteur industriel reste orientée à la baisse.

La tendance baissière de la consommation d'électricité s'est en outre fortement amplifiée avec la dégradation du **contexte économique** en 2009 qui a induit une contraction de la demande de plus de 14 TWh, soit 11% environ, entre 2008 et 2009.

Cette tendance baissière est également perceptible sur la quasi-totalité des **grandes branches industrielles** (cf. Figure 2.34), en lien avec celles de leur activité économique.

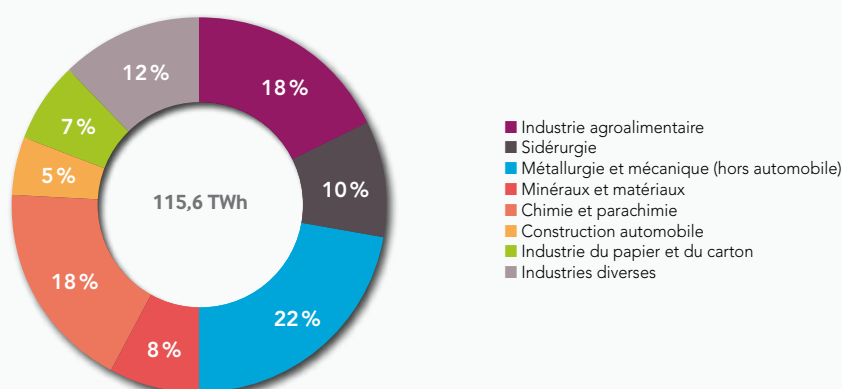
Une branche se distingue largement des autres : celle de l'**industrie agroalimentaire**, qui est restée relativement peu affectée par les effets de la crise économique, grâce à une bonne tenue de la consommation et des exportations, et dont la consommation a été soutenue par une électrification des procédés. La production devrait, sur les prochaines années, être soutenue par le dynamisme de la demande externe, en particulier asiatique. Cependant, l'industrie agroalimentaire française est de plus en plus fortement

²⁰ Ratio de la consommation électrique industrielle sur la valeur de production de l'industrie manufacturière (prix chaînés, base 2010)

STRUCTURE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DU SECTEUR INDUSTRIEL

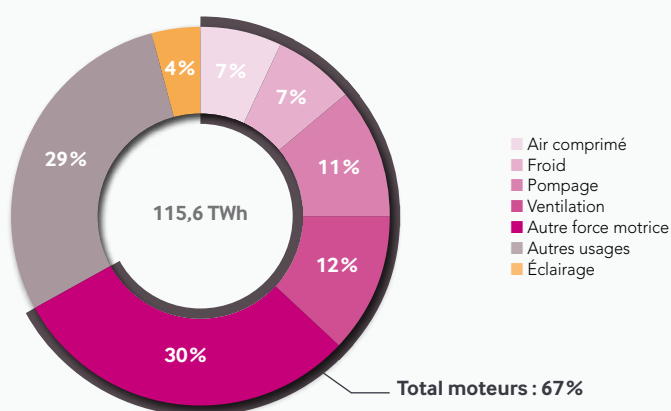
La consommation d'électricité de l'industrie en France continentale s'est élevée en 2015 à 115,6 TWh, dont près de 60% concentrés sur les secteurs d'activité de la métallurgie et la mécanique (hors automobile), de la chimie et de l'industrie agroalimentaire.

Figure 2.32 : Répartition par branches de la demande électrique industrielle pour l'année 2015



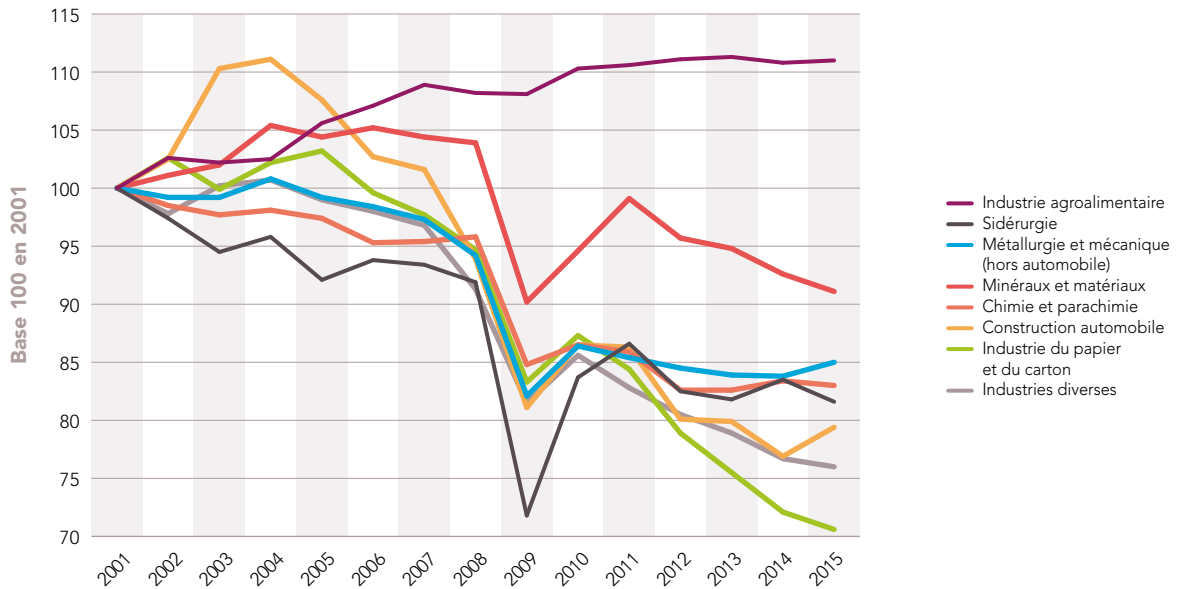
Les moteurs électriques représentent à eux seuls les deux tiers environ de la consommation d'électricité de l'industrie, à des fins de pompage, de ventilation, de production d'air comprimé, de froid ou pour assurer un besoin de force motrice dans les procédés de fabrication. L'éclairage pèse à hauteur de 4% environ de la demande. Enfin, les autres usages (fours à arc, électrolyse, etc.) représentent un peu moins de 30% de l'électricité consommée.

Figure 2.33 : Répartition par usages de la demande électrique industrielle pour l'année 2015



Sources : CEREN, RTE

Figure 2.34 : Évolutions comparées de la demande électrique des grandes branches industrielles



confrontée à une concurrence intra-européenne qui devrait limiter cet effet haussier.

À l’opposé, l’industrie du **papier-carton** a été très largement affectée par les effets de la crise, avec en corollaire une consommation d’électricité réduite de plus de 40% sur les dix dernières années. Au-delà des effets conjoncturels, le secteur a connu de fortes restructurations (fermetures de plusieurs sites de production) et est confronté à la concurrence croissante des supports numériques. Le ralentissement de la production devrait toutefois être partiellement freiné au cours des prochaines années sous l’effet d’une reprise de l’activité industrielle et de nouvelles tendances du marché (développement du e-commerce, favorable à l’usage emballage).

Le secteur de la **construction automobile** s’est également inscrit à la baisse, avec un nombre de véhicules produits en France en contraction d’environ 40% par rapport à celui de 2007²¹, imputable à la fois à une baisse du nombre d’immatriculations sur la même période, à une perte de parts de marché des marques françaises à l’étranger, et une délocalisation de la production engagée dès 2005²², année où les exportations françaises ont commencé à décrocher. Au-delà d’une légère reprise en 2015, les perspectives demeurent

incertaines, avec l’évolution des modes d’utilisation (flottes partagées, covoiturage, etc.).

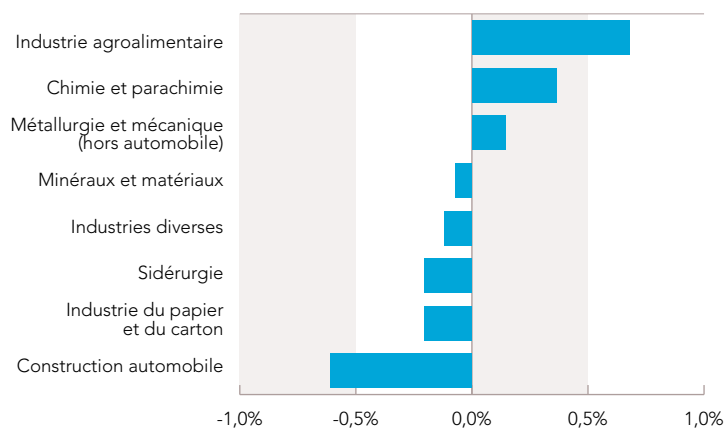
Les évolutions de ce secteur sont d’autant plus significatives que son poids économique demeure important de par les débouchés qu’il offre à d’autres secteurs d’activité (sidérurgie, plasturgie, caoutchouc, verre, etc.). Via les consommations intermédiaires produites en France, chaque euro de valeur ajoutée dans le secteur de la construction automobile génère quatre euros de valeur ajoutée dans le reste de l’économie²³.

Les secteurs de la **sidérurgie** et de la **métallurgie et mécanique** ont ainsi été lourdement affectés par la réduction des débouchés dans leurs principaux secteurs clients que sont l’automobile et la construction et leur évolution demeura largement liée à celle de ces deux secteurs. Toutefois, la construction aéronautique se distingue par ses bonnes performances, portées par la croissance soutenue du trafic aérien.

Enfin, la **chimie** demeure en France le premier secteur industriel exportateur. Soutenue par l’allègement de sa facture énergétique et de la dépréciation de l’euro, la production de l’industrie chimique a retrouvé et dépassé son niveau de 2007 et devrait rester dynamique sur l’horizon de moyen terme.

²¹ Source : Comité des constructeurs français d’automobiles (CCFA) ²² Un quart des véhicules particuliers et utilitaires légers de marque française ont été produits en France en 2014 contre 54% en 2005 (source INSEE) ²³ Source INSEE

Figure 2.35 : Taux de croissance annuel moyen de la production industrielle en volume entre 2015 et 2021 dans le scénario «Référence»



Au global, l'interclassement des dynamiques d'évolution de la production par branches projetées à l'horizon 2021 devrait demeurer inchangé (cf. Figure 2.35).

L'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique se diffuse, dont la moitié est portée par l'usage force motrice.

Figure 2.37 : Prévisions de la demande électrique du secteur industriel

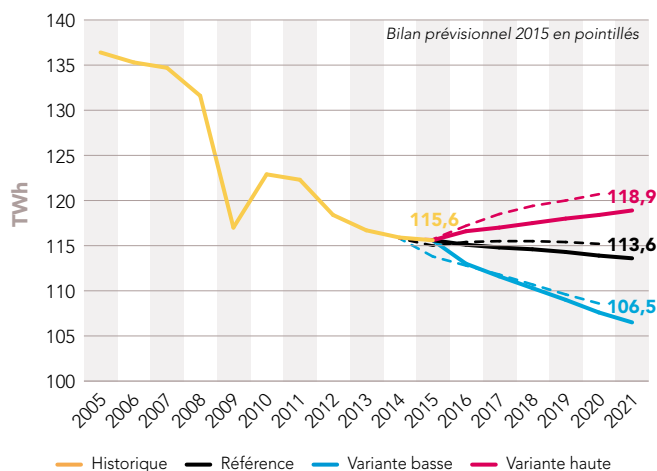
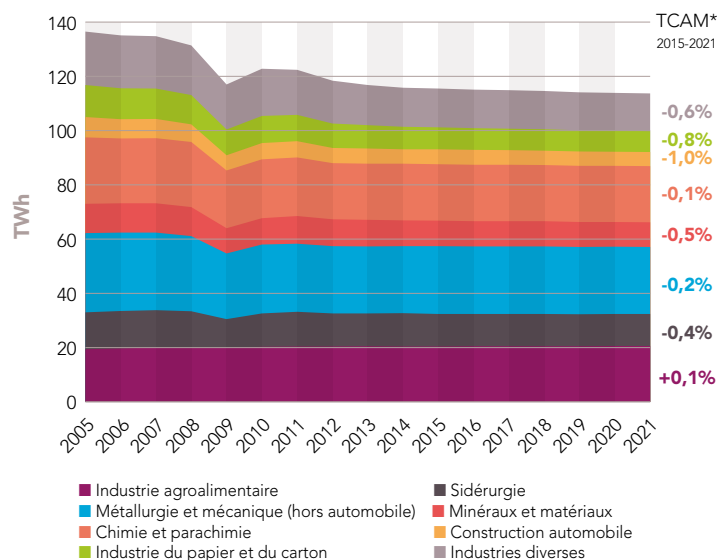


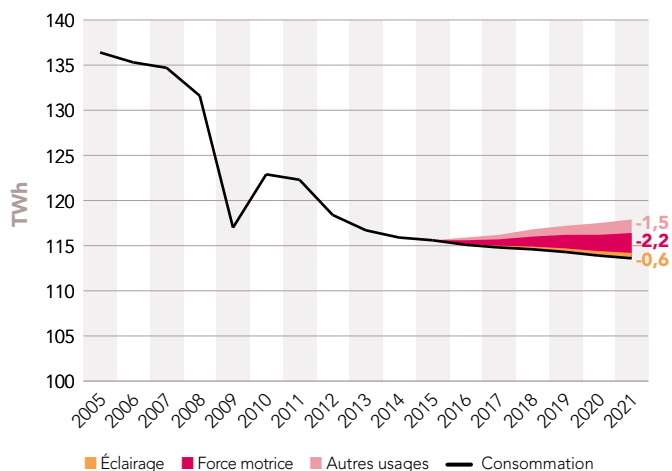
Figure 2.36 : Évolution de la consommation du secteur industriel dans le scénario «Référence»



*TCAM : taux de croissance annuel moyen

Cette plus grande efficacité énergétique, en partie contrebalancée par l'accroissement des usages électriques dans les procédés (+1,5 TWh en 2021 dans le scénario «Référence»), conduit à des taux de croissance moyen de la demande électrique moins élevés que ceux de la production en volume (cf. Figure 2.36). Au global, la consommation d'électricité devrait rester relativement peu dynamique à l'horizon 2021 (cf. Figure 2.37).

Figure 2.38 : Impact de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel sur la consommation du scénario «Référence»



2.2.4. Secteurs transport, énergie et agriculture

La consommation d'électricité des secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture, hors pertes et hors enrichissement de l'uranium, est légèrement décroissante depuis dix ans (cf. Figure 2.39).

Cette légère baisse masque des tendances différenciées selon les trois secteurs :

- la consommation électrique du transport a été globalement en hausse sur les dix dernières années (+0,6% par an en moyenne), tirée par les transports ferroviaires urbains et interurbains de passagers ;
- celle de l'agriculture est restée quasiment stable sur la même période ;
- en revanche, la consommation d'électricité du secteur énergie (hors enrichissement d'uranium) s'inscrit plus nettement à la baisse (-2,1% par an en moyenne entre 2005 et 2015), sous l'effet notamment de fermetures de raffineries (la France a perdu le quart environ de ses capacités de raffinage depuis 2008).

En dépit d'un léger accroissement de sa part modale sur l'horizon de prévision, la croissance de la consommation du **transport ferroviaire** devrait être limitée par l'amélioration de l'efficacité énergétique, via l'amélioration du matériel roulant (aérodynamisme, allègement, fonctions auxiliaires), la récupération de l'énergie de freinage, la généralisation de compteurs embarqués, le développement de l'éco-conduite ferroviaire, la gestion des trains à l'arrêt (baisse des panto-

La consommation d'électricité du transport est tirée à la hausse par l'essor de l'électromobilité.

graphes). Ainsi, la SNCF a lancé un plan pour réduire sa consommation d'énergie de 20% d'ici à 2022²⁴. Cet effort s'inscrit dans le plan stratégique de réduction de la consommation énergétique et des émissions de CO₂ mis en place par l'Union internationale ferroviaire (UIC) et la Communauté européenne des chemins de fer (CER)²⁵.

Le développement des **véhicules électriques** (VE) et des **véhicules hybrides rechargeables** (VHR) se poursuit, stimulé par plusieurs dispositions récentes : loi du 4 août 2014, loi ALUR, mise en place d'un super-bonus, éligibilité aux certificats d'économies d'énergie de l'installation de bornes de recharge, etc. La loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit ainsi l'installation de sept millions de points de charge (offres publique et privée confondues) à l'horizon 2030. Dans ce contexte porteur, l'année 2015 confirme l'essor des VE dont les ventes ont dépassé la barre des 20 000 unités, et celui des VHR, avec des chiffres de ventes quasiment triplés par rapport à 2014 (cf. Figure 2.40).

Figure 2.39 : Consommation totale d'électricité du transport, de l'énergie et de l'agriculture
(hors pertes et hors enrichissement de l'uranium)

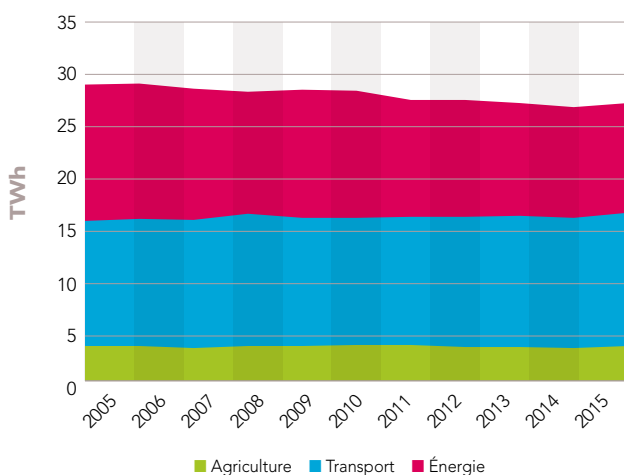
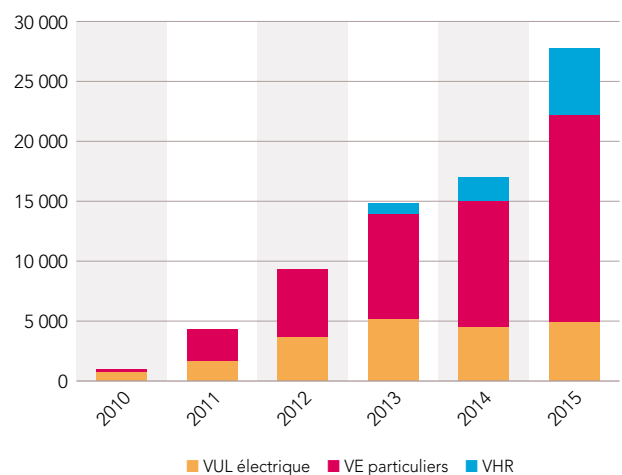


Figure 2.40 : Immatriculations neuves de véhicules électriques et hybrides rechargeables en France



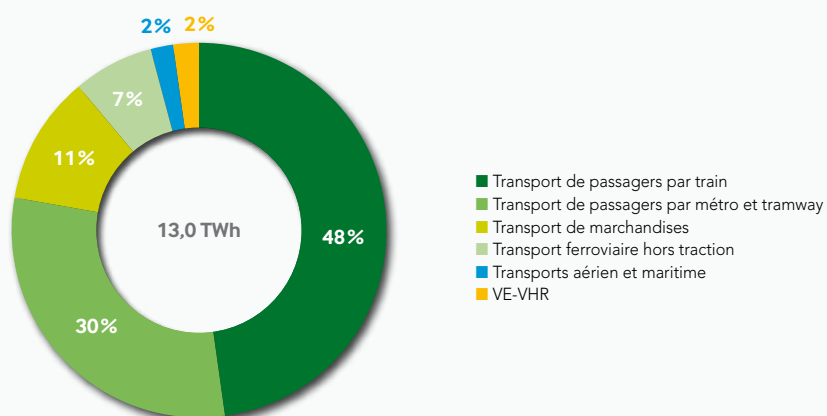
²⁴ <http://www.sncf.com/fr/rse/bilan-carbone>

²⁵ "Moving towards sustainable mobility : A strategy for 2030 and beyond for the European railway sector", CER, UIC, novembre 2012

+ STRUCTURE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DU TRANSPORT ET DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

La consommation d'électricité du transport en France continentale s'est élevée en 2015 à 13,0 TWh. Ce chiffre est à près de 80% lié au transport ferroviaire de passagers, que ce soit par train ou par transport urbain.

Figure 2.41 : Répartition par usage de la demande électrique du transport pour l'année 2015



Le secteur de l'énergie a consommé, hors pertes, 11,2 TWh en 2015. Au sein de ce secteur relativement disparate, on peut noter le poids important de la production et distribution d'eau (37%) et des raffineries (27%).

Figure 2.42 : Répartition par usage de la demande électrique du secteur de l'énergie pour l'année 2015

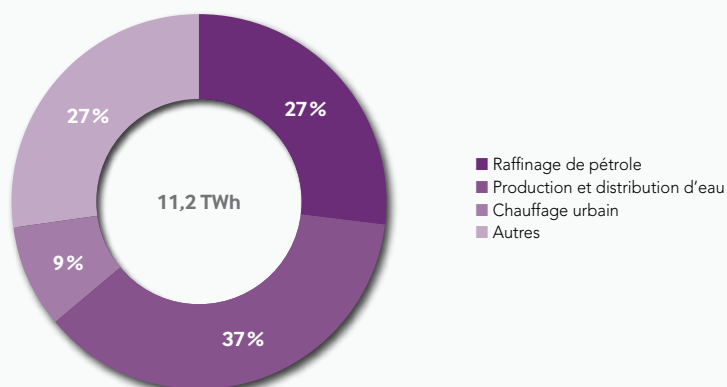


Figure 2.43 : Parc projeté de véhicules électriques ou hybrides rechargeables

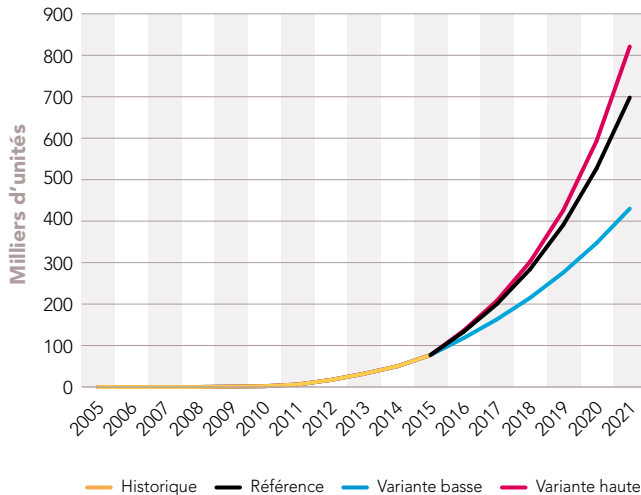
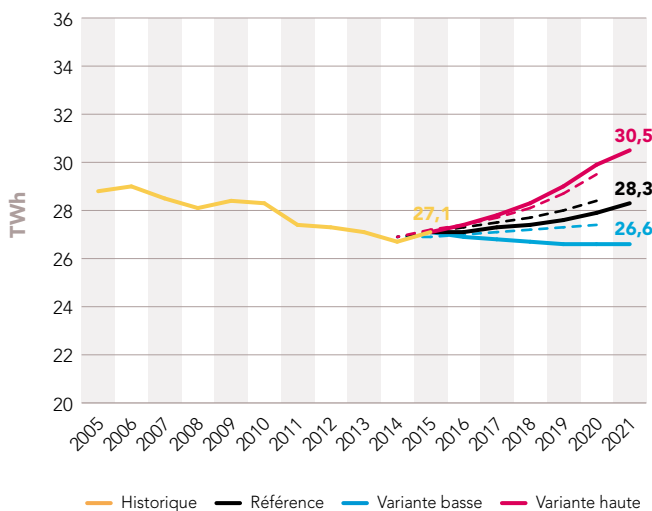


Figure 2.44 : Prévisions de la demande électrique des secteurs transport, énergie et agriculture (hors pertes et hors enrichissement d'uranium)



Compte tenu de l'incertitude encore forte sur la dynamique de diffusion de l'électromobilité, des scénarios contrastés sont retenus, avec des parts de marché des VE/VHR dans les ventes annuelles qui atteignent de 4 à 10% en 2021 selon les scénarios.

Le parc cumulé de VE/VHR compte ainsi de 400 000 à 800 000 unités à cet horizon selon les scénarios, soit de 1 à 2% du parc automobile total (cf. Figure 2.43). Ce parc projeté se répartit de façon quasi équitable entre VE et VHR.

L'essor de l'électromobilité passe également par le déploiement de modes de transport en commun électriques, notamment les **bus et cars électriques**. Ainsi, la RATP s'est fixé l'objectif de convertir 80% de son parc de bus à l'électricité à l'horizon 2025²⁶. Une généralisation de cette démarche à l'échelle nationale est retenue, mais avec des dynamiques très contrastées selon les scénarios.

La « directive soufre »²⁷ de 2012 vise à réduire la nocivité du **transport maritime** pour les populations côtières. Aussi, de plus en plus de ports mettent au point avec les compagnies maritimes des systèmes de branchement électrique des navires à quai qui évitent l'utilisation de leurs moteurs auxiliaires. Leur généralisation pourrait représenter jusqu'à 400 GWh de consommation électrique.

La consommation d'électricité du **secteur de l'énergie** devrait s'inscrire en légère baisse sur l'horizon de prévision sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Enfin, la consommation électrique de l'**agriculture** devrait poursuivre la tendance légèrement baissière enregistrée depuis cinq ans.

Au global, l'évolution de la consommation électrique des secteurs transport, énergie et agriculture dans les différents scénarios à l'horizon 2021 devrait se stabiliser ou croître selon les scénarios, sous l'effet principal de l'essor progressif des VE/VHR (cf. Figure 2.44).

²⁶ <http://www.ratp.fr/bus2025/> ²⁷ Cette directive (2012/33/UE), qui transpose l'annexe VI de la convention Marpol dans le droit européen, est en vigueur depuis janvier 2015. Elle régleme la pollution de l'air par les navires, avec à la clé un abaissement drastique des taux d'émissions de soufre des navires à 0,1% dans des zones spécifiques dites SECA (Sulfur Emission Control Area - zones de contrôles des émissions de soufre : Baltique, Manche et mer du Nord) au 1^{er} janvier 2015 et, pour l'ensemble des eaux, à 0,5% en 2020 ou en 2025.

Tableau 2.6 : Principales hypothèses et résultats dans les secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture par scénario à l'horizon 2021

	2015*	2021		
		Basse	Référence	Haute
PIB – croissance annuelle moyenne	-	+1,1%	+1,5%	+1,9%
Besoin annuel moyen de transport par personne – km	15 650	15 650	15 650	15 650
Trafic total passagers – Gpkm	1 005	998	1 031	1 045
<i>dont part modale du train</i>	8,7%	8,8%	8,8%	9,0%
<i>dont part modale métro et tramway</i>	1,5%	1,7%	1,7%	1,9%
Trafic total de marchandises – Gtkm	236	229	246	266
<i>dont part modale du train</i>	14,5%	14,5%	14,5%	15,6%
Parc total de VE – milliers	69	271	354	397
Parc total de VHR – milliers	8	158	344	423
Consommation raffinage de pétrole – TWh	3,0	2,8	3,1	3,1
Consommation production et distribution d'eau – TWh	4,1	4,0	4,0	3,9
Consommation chauffage urbain – TWh	1,0	0,9	0,9	0,9
Consommation autres secteurs de l'énergie – TWh	3,1	2,9	3,0	3,1
Consommation agriculture moyenne tension – TWh	3,4	3,2	3,2	3,3
Consommation d'électricité – TWh	27,1	26,6	28,3	30,5
<i>Croissance annuelle moyenne</i>		-0,3%	+0,8%	+2,0%

* données estimatives

+ LES PERTES RÉSEAU

Les pertes électriques sur les réseaux de transport et de distribution sont liées principalement à l'effet Joule. Sur le plan national, le taux de pertes sur l'ensemble des réseaux de transport et de distribution représente environ 8% de la consommation intérieure nette dont 2% sur le réseau de transport. Ce taux de pertes dépend de la structure de réseau, de la technologie des ouvrages et du niveau de consommation (transits sur les ouvrages). À structure de réseau (niveau de tension, technologie des conducteurs) et transit comparables, les pertes sont plus faibles sur un réseau dense.

Le taux de pertes moyen annuel évolue en fonction du niveau de consommation. Pour un territoire donné, il est plus élevé en période de forte consommation.

2.2.5. Bilan des perspectives de la consommation d'électricité

L'agrégation des prévisions sectorielles montre l'emprise des actions d'efficacité énergétique sur la consommation d'électricité malgré une démographie soutenue, un retour de l'activité et un contexte favorable au développement des solutions électriques. La contraction de la consommation intérieure d'électricité de la France continentale entre 2015 et 2021 s'établit à 7,4 TWh dans le scénario «Référence» (cf. Figure 2.45).

Cette évolution de la consommation peut être décomposée en trois parties :

- une part « efficacité énergétique », qui évalue l'impact sur la demande totale de la réduction des consommations unitaires des équipements ;
- une part « nouveaux usages et transferts », qui quantifie l'effet sur la demande du développement d'usages nouveaux (VE et VHR par exemple) ou venant se substituer à d'autres formes d'énergie (PAC en substitution de chaudières fioul par exemple) ;
- une part « volume », qui estime l'effet de la croissance du nombre de ménages et de l'activité économique, à consommation unitaire constante.

La consommation d'électricité de la France continentale est durablement orientée à la baisse sous l'effet de l'efficacité énergétique.

Sous l'effet principal de nouvelles estimations sur les efficacités énergétiques se diffusant plus rapidement que prévues, la prévision en énergie de la demande d'électricité de la France continentale s'élève à 473,0 TWh à l'horizon 2020 dans le scénario «Référence», contre 483,7 TWh dans le Bilan prévisionnel 2015, soit une révision à la baisse de 10,7 TWh.

Figure 2.45 : Consommation intérieure annuelle d'électricité de la France continentale
(à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)

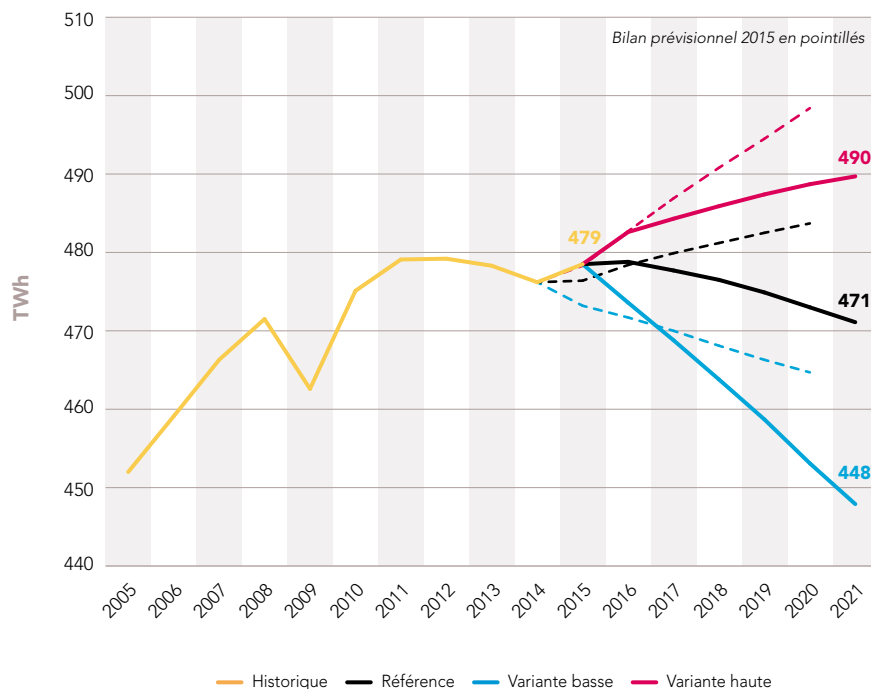


Figure 2.46 : Décomposition de l'évolution de la consommation intérieure France continentale



Tableau 2.7 : Principales hypothèses et résultats dans les secteurs du transport, de l'énergie et de l'agriculture par scénario à l'horizon 2021

en 2020, en TWh	BP 2015	BP 2016	Écarts	Observation
France continentale	483,7	473,0	-10,7	
dont résidentiel	160,8	156,3	-4,5	Plus forte efficacité énergétique, dynamique du chauffage électrique dans le bâti
dont tertiaire	143,1	139,6	-3,5	Plus forte efficacité énergétique
dont industrie	115,3	113,8	-1,5	Révision des perspectives dans l'agroalimentaire
dont transport, énergie et agriculture	28,4	28,0	-0,4	Plus forte efficacité énergétique
dont pertes	36,1	35,3	-0,8	Baisse de la consommation prévisionnelle

2.3. Analyse en puissance de la consommation d'électricité

Les données historiques d'appels de puissance sont issues de comptages, et donc s'entendent à conditions climatiques réalisées avec prise en compte de l'effet des effacements de consommation. Les analyses prévisionnelles reposent en revanche sur des appels de puissance modélisés sur les deux cents chroniques annuelles de températures du référentiel climatique élaboré par Météo-France, et ne prennent pas en compte les effacements de consommation²⁸.

Figure 2.47 : Historique des pointes de consommation annuelles

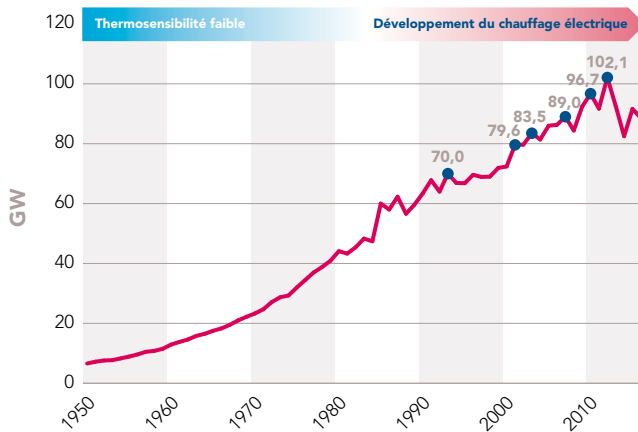
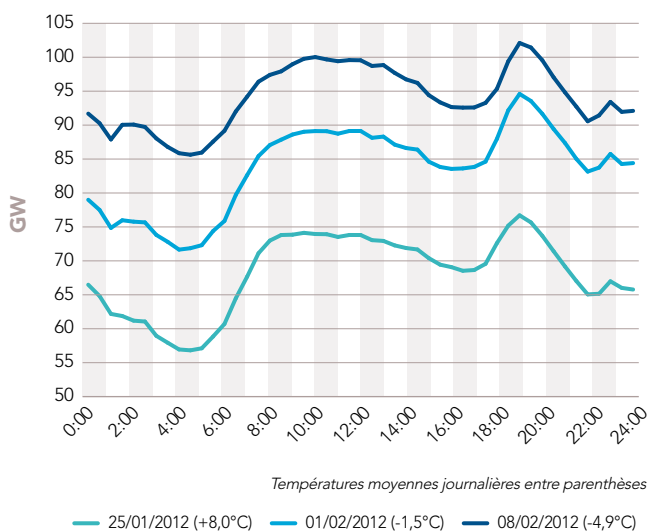


Figure 2.48 : Courbes de charges journalières autour de la vague de froid de février 2012



2.3.1. Thermosensibilité de la consommation électrique

Le chauffage électrique, très développé en France, rend le système électrique particulièrement sensible aux températures extrêmes.

Les puissances maximales annuelles appelées ont historiquement suivi la croissance annuelle de la consommation en énergie. Cependant, le développement massif du **chauffage électrique** depuis la fin des années 70 a introduit une forte **volatilité de la pointe** liée aux aléas de température (cf. Figure 2.47). Ainsi, lors d'une vague de froid, les besoins de chauffe beaucoup plus importants contribuent à augmenter significativement les appels de puissance.

La décennie 2000-2010 a été marquée par une augmentation des pics de consommation deux fois plus rapide que celle de la consommation annuelle en énergie, liée à un marché du chauffage électrique alors très dynamique.

La sensibilité de la consommation à la température est aujourd'hui estimée à **2 400 MW/°C** à 19h²⁹. La **thermosensibilité** de la consommation d'électricité est bien plus importante en France que dans les autres pays d'Europe. À elle seule, la France représente plus de 40% de la thermosensibilité européenne.

Le système électrique français est particulièrement sollicité pendant les périodes de grand froid. Ainsi, le niveau de consommation a été beaucoup plus élevé sur l'ensemble de la journée du 8 février 2012 que quelques jours plus tôt. Le creux de nuit du 8 février 2012 est au même niveau que la consommation observée le matin de la semaine précédente, et bien supérieur à la pointe du soir de la semaine encore antérieure (cf. Figure 2.48).

Aujourd'hui, à **températures de référence**, 14% de la consommation annuelle en énergie est imputable au chauffage électrique, ce volume thermosensible se concentre

²⁸ En termes d'équilibre offre-demande du système électrique, il est équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation. Les effacements de consommation sont donc considérés dans nos analyses comme un moyen de production (cf. partie 3 « Évolution de l'offre en France ») ²⁹ La baisse d'un degré de température entraîne une croissance de la puissance appelée de 2 400 MW à 19h.

sur la période hivernale et représente 29% de la puissance moyenne appelée entre décembre et février soit une bande d'environ 20 GW sur l'ensemble de l'hiver.

En appliquant un scénario hivernal présentant de fortes fluctuations de température, la bande thermosensible est fortement déformée et son amplitude peut être doublée (cf. Figure 2.49). Ainsi, lors d'une vague de froid, la consommation électrique liée au chauffage sur la pointe de 19h peut dépasser 40% de la consommation totale ; cette part peut même atteindre 50% sur certaines plages horaires pendant la nuit.

Cette sensibilité de la consommation à la température (gradient hivernal) devrait peu évoluer au cours des prochaines années du fait de la stabilisation de la consommation en énergie du chauffage électrique. La puissance thermosensible³⁰ moyenne appelée pendant l'hiver est amenée à rester relativement constante (cf. Figure 2.50).

La sensibilité de la consommation électrique à la température se stabilise.

2.3.2. Analyse de la courbe de charge

La forme de la courbe de charge résulte de l'addition de profils contrastés sur les différents secteurs et usages, qui présentent des composantes saisonnières et des variations d'activité au sein de la journée et de la semaine très diverses.

Cette partie illustre la décomposition de la courbe de charge selon les secteurs et usages³¹. L'accent est mis sur les usages présentant soit une **saisonnalité** forte (chauffage et climatisation), soit une **variation infrajournalière** importante (cuisson résidentielle, éclairage résidentiel et public, eau chaude sanitaire résidentielle).

L'évolution en énergie de chaque usage projetée en puissance³² conduit à une déformation progressive de la courbe de charge nationale.

Figure 2.49 : Illustration de la consommation thermosensible hivernale

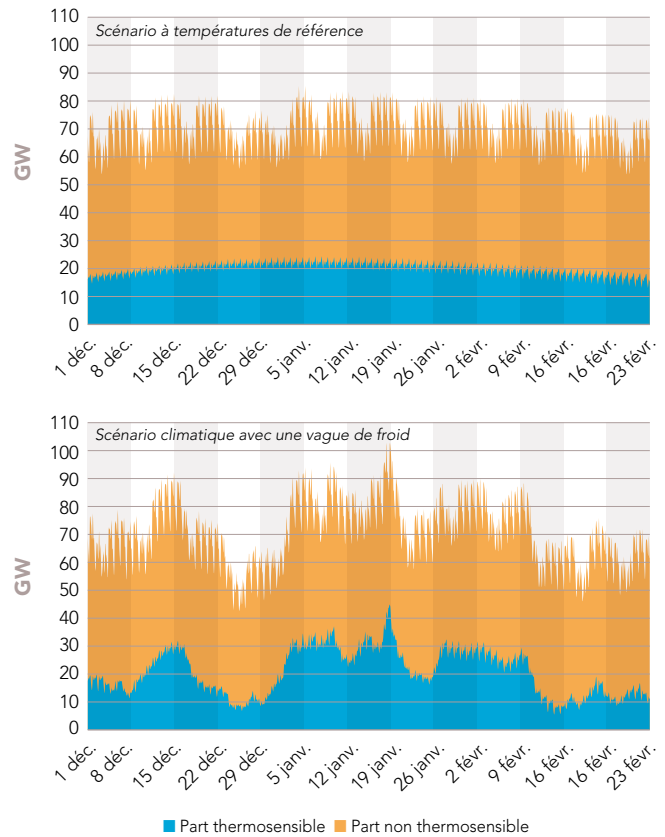
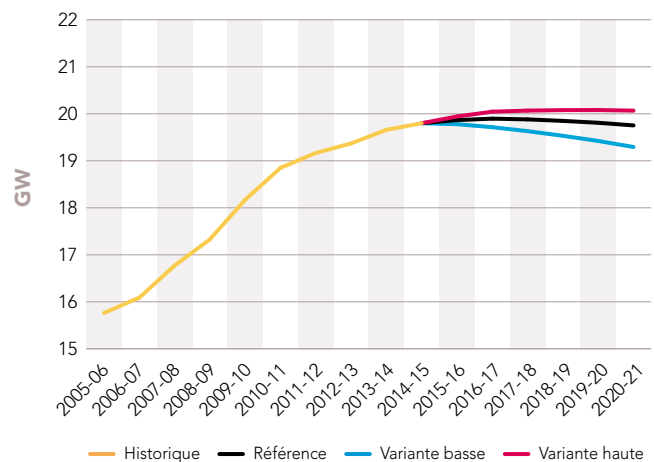


Figure 2.50 : Prévisions de la puissance thermosensible moyenne appelée pendant l'hiver à températures de référence (du 1^{er} décembre au 28 février)



³⁰ Puissance appelée par l'ensemble des systèmes de chauffage, y compris les pertes de transport et de distribution induites ³¹ Les profils des usages thermosensibles sont ici présentés à températures de référence, afin de s'affranchir de l'aléa climatique. ³² La courbe de charge prévisionnelle d'un usage est calculée à partir de la consommation en énergie de l'usage et de son profil (cf. Annexe)

Le chauffage électrique induit une forte saisonnalité de la demande.

Le **chauffage** est centré sur la période hivernale, il explique la majeure partie de la saisonnalité de la consommation française (cf. Figure 2.51). À températures de référence, la consommation liée au chauffage évolue peu d'un jour à l'autre, autour d'une valeur moyenne de 20 GW. À climat réel en revanche, la puissance appelée par le chauffage peut fortement varier de 5 GW à 45 GW entre une journée froide et une journée douce d'hiver.

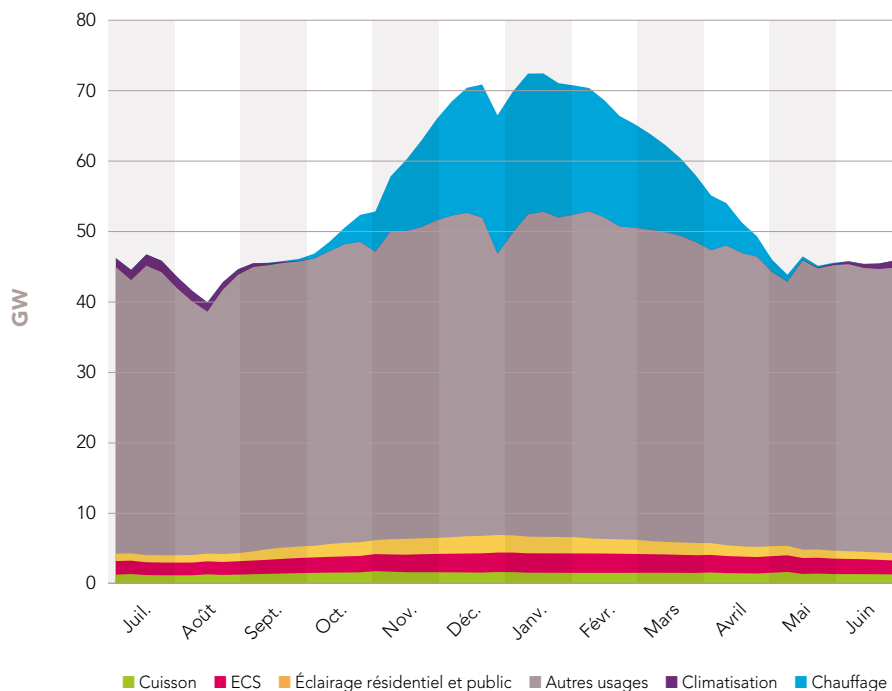
Le développement des pompes à chaleur a des conséquences sur les consommations en énergie mais également sur les appels en puissance. En effet, le profil de charge des pompes à chaleur est différent de celui du

chauffage par effet Joule : leur coefficient de performance (COP), rapport entre l'énergie restituée et l'énergie consommée, diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution des calories augmente.

La technologie de la pompe à chaleur a toutefois connu des progrès importants sur les dernières années. Les anciens modèles étaient dotés de résistances thermiques d'appoint, ce qui pouvait conduire à une consommation équivalente à celle de convecteurs électriques lors de vagues de froid. Aujourd'hui, elles sont en voie de disparition, car elles ne respectent pas les exigences requises par les labels de qualité ; la dégradation du COP à températures très froides est ainsi limitée.

Le niveau actuel de **climatisation** d'été introduit un appel de puissance moyen de l'ordre de 1,5 GW, bien inférieur à celui du chauffage. Le développement de cet usage contribue à renforcer légèrement l'appel de puissance l'été mais reste marginal dans les années à venir. La climatisation atteint son niveau le plus élevé en milieu d'après-midi durant l'été.

Figure 2.51 : Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence par usage



+ DÉCOMPOSITION SECTORIELLE DE LA SAISONNALITÉ ET DE LA VARIABILITÉ INFRAJOURNALIÈRE

L'analyse sectorielle de la courbe de charge montre :

- une intensité électrique marquée l'hiver principalement en raison de la saisonnalité du chauffage électrique se retrouvant dans le secteur résidentiel et tertiaire ;
- une courbe de charge tertiaire dépendante de l'activité plus intense en semaine que le week-end ainsi qu'une pointe hivernale marquée le matin par le démarrage du chauffage ;
- une faible amplitude saisonnière et journalière du secteur de l'industrie ;
- une pointe du secteur résidentiel située en hiver à 20h avec les effets combinés de la cuisson et l'éclairage contre une pointe à 23h, en été, avec le démarrage de l'ECS asservie au signal tarifaire et l'éclairage.

Figure 2.52 : Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence par secteur

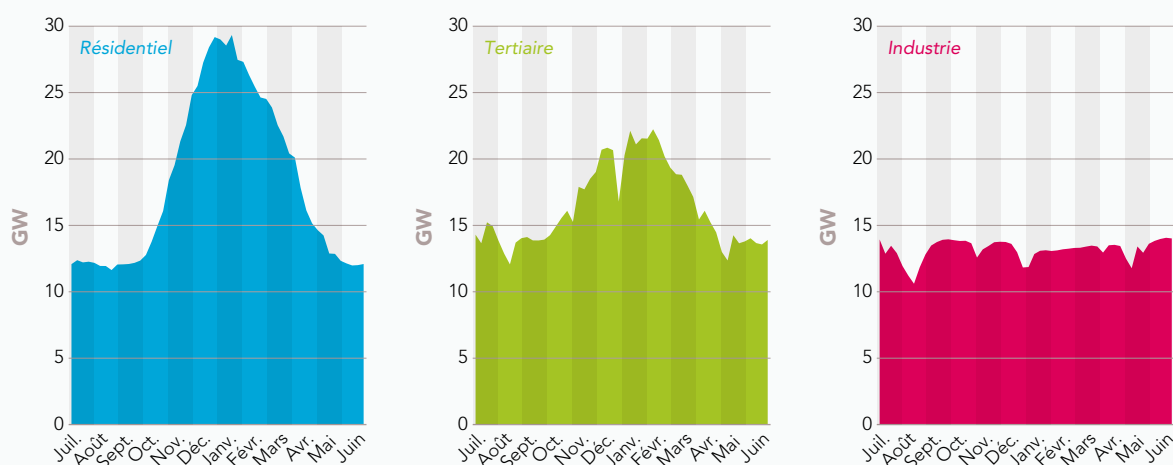


Figure 2.53 : Puissances horaires appelées par secteur à températures de référence (3^e semaine de janvier en plein / 3^e semaine de juin en pointillés)

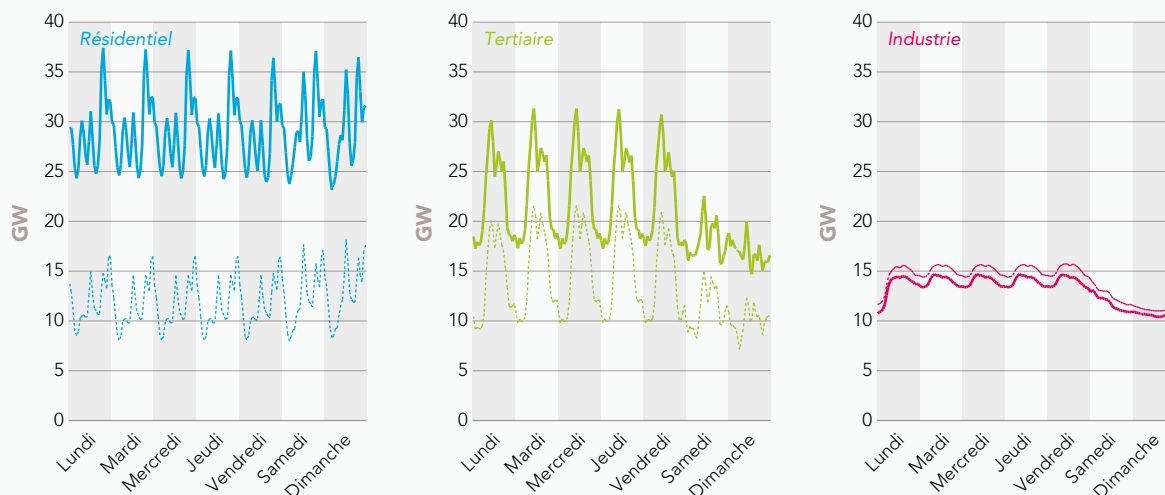
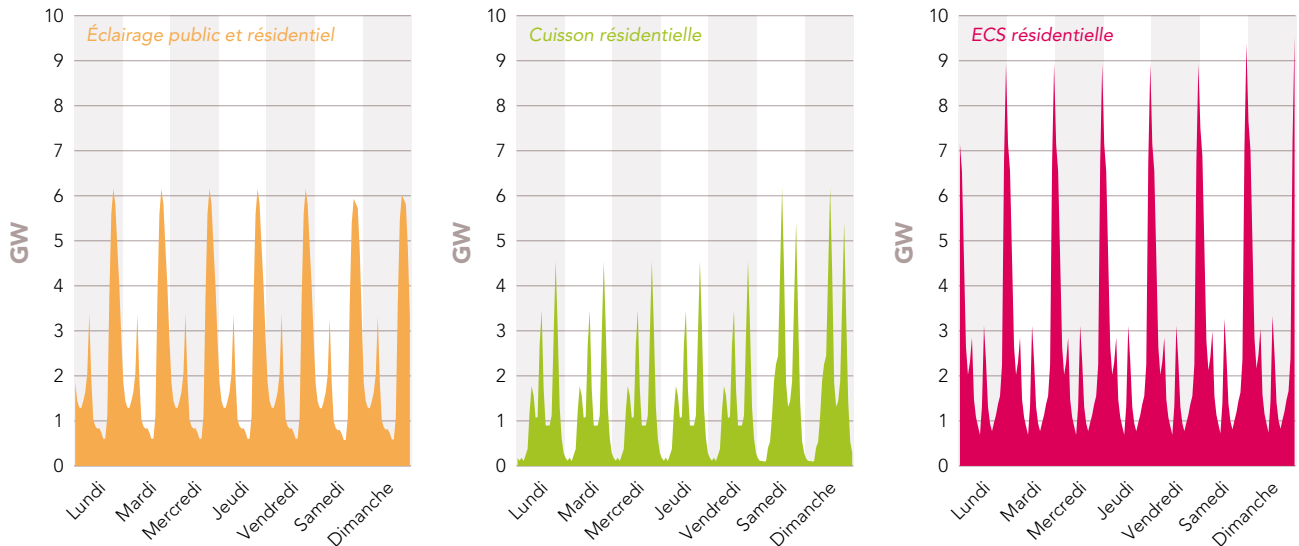


Figure 2.54 : Puissances horaires appelées pendant une semaine de janvier



Les profils journaliers de consommation sont intimement liés aux modes de vie.

Le profil de l'**éclairage** est fortement lié à la présence de lumière naturelle. L'éclairage public fonctionne en bande la nuit tandis que la partie résidentielle est principalement activée en soirée. La saisonnalité de l'usage est importante mais son amplitude est beaucoup plus faible que celle du chauffage. L'hiver, la pointe de consommation de l'éclairage atteint plus de 6 GW à 20h (cf. Figure 2.54). Avec l'allongement de la durée du jour en été, la pointe se déplace à 23h et diminue à 3,5 GW. De plus, l'éclairage résidentiel est sollicité les matins d'hiver, ce qui n'est plus le cas l'été avec la présence de la lumière naturelle.

L'efficacité énergétique enregistrée dans l'éclairage conduit à réduire à terme la contribution de l'éclairage à la pointe (cf. Figure 2.56).

Pour la **cuisson résidentielle**, les appels de puissance sont centrés sur les périodes des repas quotidiens. La pointe de l'usage cuisson est centrée à 20h et atteint jusqu'à 4,5 GW. Pendant le week-end, la pointe du matin disparaît avec une

dispersion de l'heure de la prise du petit déjeuner et laisse place à une pointe maximale hebdomadaire à 13h supérieure à 6 GW (cf. Figure 2.54). Par ailleurs, la cuisson est légèrement moins sollicitée en été qu'en hiver.

La contribution de la cuisson est amenée à se renforcer légèrement dans les prochaines années du fait de la diffusion des systèmes électriques de cuisson et de la croissance en énergie de cet usage.

La puissance appelée pour la production d'**eau chaude sanitaire** résidentielle possède une amplitude horaire très importante. Les chauffe-eau à accumulation sont actuellement largement asservis aux signaux tarifaires pour une puissance estimée à plus de 8 GW en pointe à minuit (cf. Figure 2.54). L'ECS possède néanmoins une relative saisonnalité liée aux températures de soutirage de l'eau plus froides l'hiver que l'été nécessitant une chauffe plus importante.

Le développement du chauffe-eau thermodynamique (CET) et des pompes à chaleur (PAC) en double service pour l'ECS, en particulier depuis la RT 2012, pourrait réduire, à plus long terme, la part des systèmes asservis au signal tarifaire :

- ces solutions étant performantes sur le plan énergétique, la souscription à ce signal tarifaire peut s'avérer économiquement moins intéressante ;
- ces systèmes nécessitent des temps de chauffe plus longs que les plages « heures creuses » telles qu'elles sont définies actuellement, ce qui les rend incompatibles avec le signal tarifaire existant.

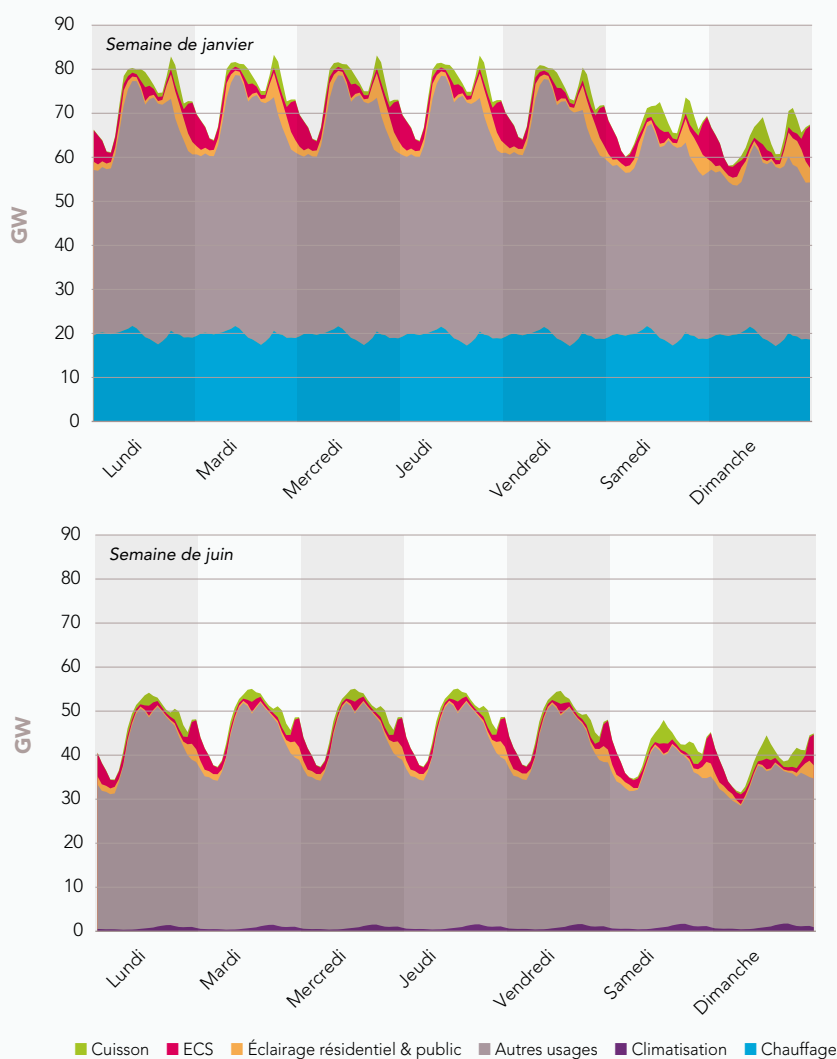
+ DÉCOMPOSITION DE LA COURBE DE CHARGE HEBDOMADAIRE PAR USAGE

L'analyse hebdomadaire de la courbe de charge fait apparaître une variation importante de la charge pendant la journée. La variabilité horaire de la consommation de chauffage est relativement faible, et l'amplitude journalière s'explique essentiellement par l'activité de la population, en particulier du secteur tertiaire, illustrée par les « autres usages »*.

Le phénomène de pointe à 19h, observé en hiver, s'explique principalement par la contribution cumulée de l'éclairage et de la cuisson. Avec une lumière naturelle encore présente à 19h en été, l'éclairage est en revanche peu présent sur cette plage horaire ce qui estompe la pointe du soir. Ainsi, la pointe journalière d'été est située sur la plage horaire méridienne.

Les variations de la charge infrajournalière sont de l'ordre de 20 GW en hiver comme en été.

Figure 2.55 : Puissances horaires appelées à températures de référence (hiver/été)



* Par souci de clarté, l'ensemble des usages non répertoriés ci-dessus sont agrégés dans une rubrique « autres usages ».

Or sans asservissement tarifaire, les périodes de chauffe auraient lieu au plus près des activités culinaires et sanitaires consommatrices d'eau chaude, en matinée et autour de 19h (cf. Figure 2.57). Elles accentueraient alors les appels de puissance aux pointes de consommation électrique. Cette problématique de pilotage constitue un enjeu fort sur l'évolution de la pointe de consommation.

Hors usages thermosensibles, la pointe de consommation hivernale est située à 19h au moment où les usages résidentiels sont de plus en plus sollicités et où le secteur tertiaire reste encore assez actif.

Sous l'action de l'efficacité énergétique, la contribution à la pointe de 19h des usages non thermosensibles est amenée à se réduire progressivement dans les prochaines années. Le scénario «Référence» présente un léger renforcement de la consommation de cuisson (diffusion des systèmes électriques contrebalancée par l'efficacité énergétique) et une baisse importante de la consommation d'éclairage (cf. Figure 2.58). Selon les scénarios, l'évolution de l'appel de puissance à 19h évolue en cohérence avec les perspectives globales en énergie (cf. chapitre 2.2.5 et Figure 2.59).

La baisse importante de la consommation de l'éclairage réduit durablement la pointe à 19h.

Figure 2.58 : Évolution de la contribution des usages non thermosensibles à la pointe à 19h dans le scénario «Référence» (3^e jeudi de janvier)

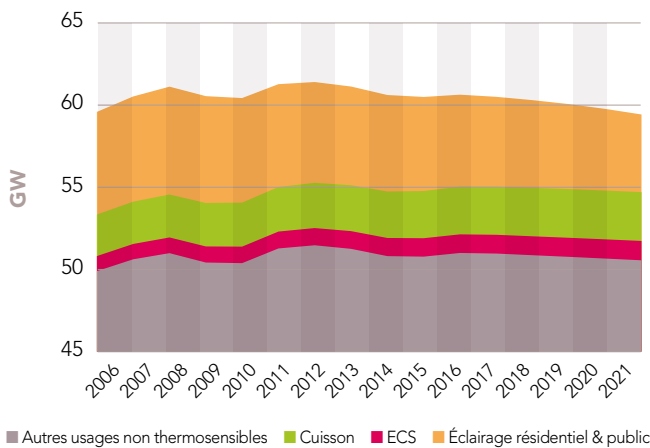


Figure 2.56 : Évolution du profil journalier de l'éclairage résidentiel et public d'un jour de janvier dans le scénario «Référence»

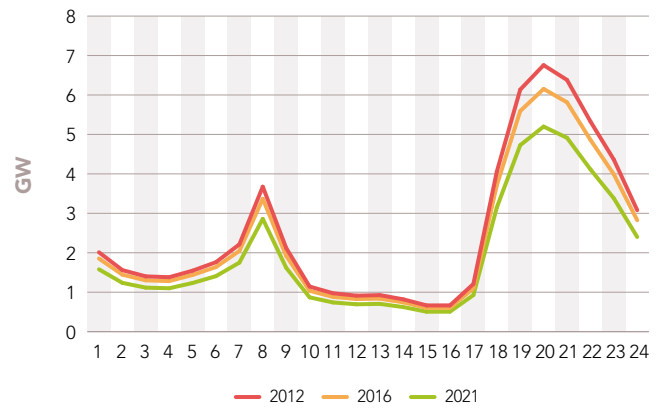


Figure 2.57 : Profil normé³³ de consommation pour l'eau chaude sanitaire selon le mode d'asservissement

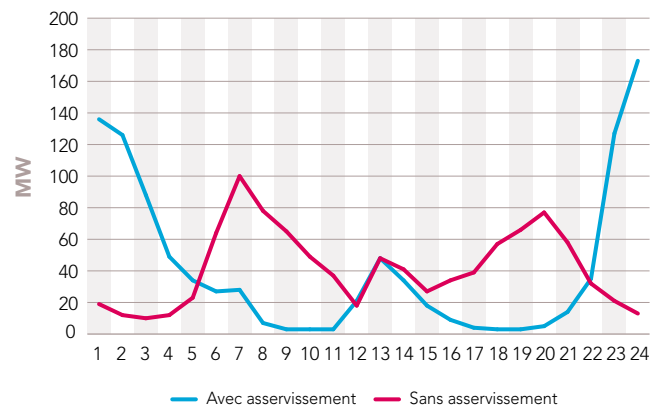
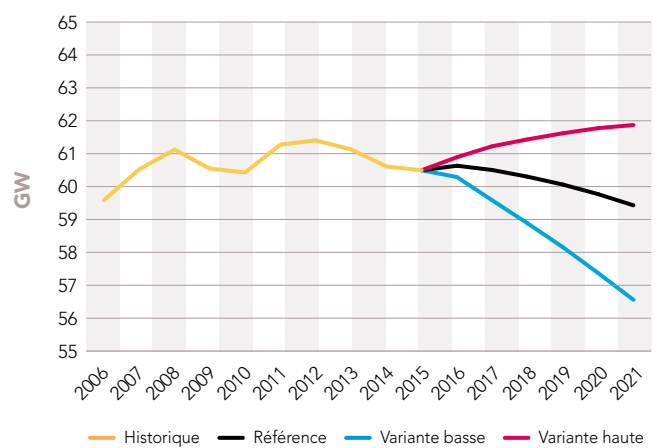


Figure 2.59 : Évolution de la contribution des usages non thermosensibles à la pointe à 19h (3^e jeudi de janvier)

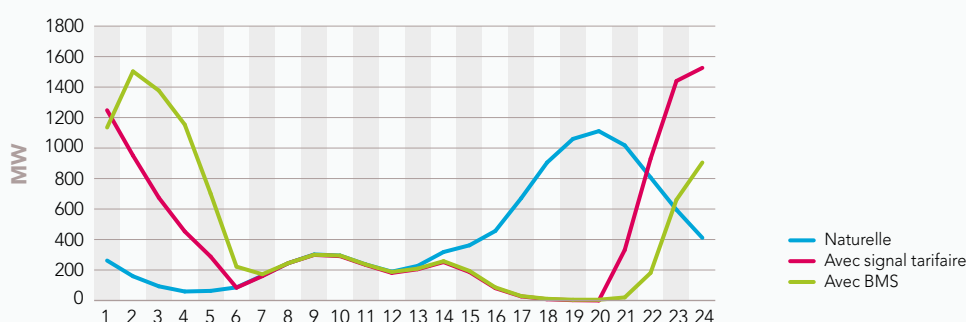


³³ Le profil normé est le profil correspondant à une énergie moyenne journalière égale à 1 GWh

+ ENJEUX SUR LA CHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES ET HYBRIDES RECHARGEABLES

Au-delà de l'énergie consommée, l'impact en puissance de la charge des véhicules électriques représente un enjeu important pour la sûreté du système électrique. Il s'agit d'inciter, par exemple via des signaux tarifaires, au rechargement des véhicules électrique en dehors des périodes de pics de consommation.

Figure 2.60 : Courbe de charge d'un jour ouvrable de janvier pour un parc d'un million de VE/VHR



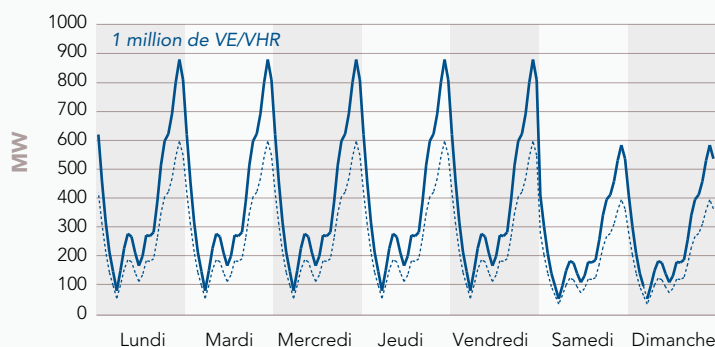
- Profil « charge naturelle » : les véhicules sont rechargés en fonction du besoin, sans contrainte réglementaire ni incitation tarifaire pour décaler les heures de recharge ; dans ce cas, l'impact sur la pointe journalière est particulièrement marqué ;
- Profil « signal tarifaire » : les véhicules sont rechargés pendant les heures creuses à la réception d'un signal tarifaire par simple incitation tarifaire ;
- Profil « BMS » : par rapport au scénario "signal tarifaire", une partie des recharges est effectuée en mode BMS (Battery Management System), avec un report encore plus marqué sur les heures nocturnes.

Selon le mode de charge ou, plus probablement, la combinaison de modes de charge qui émergera, l'impact sur l'équilibre du système électrique pourra être fortement contrasté. Les scénarios présentés reposent sur un mode de recharge à 60% naturelle et 40% au signal tarifaire.

En prenant l'hypothèse d'une recharge d'un parc d'un million de VE/VHR, on observe une pointe de l'usage à 23h de 0,9 GW en hiver contre 0,6 GW en été. La saisonnalité s'explique par les besoins d'éclairage et de chauffage du véhicule supérieurs en hiver.

Figure 2.61 : Courbe de charge hebdomadaire pour un million de VE/VHR

(3^e semaine de janvier en plein / 3^e semaine de juin en pointillés)



2.3.3. Perspectives sur la pointe de consommation d'électricité

Les niveaux de puissance appelée atteignent leur valeur maximale en hiver du fait de la thermosensibilité de la consommation d'électricité française.

L'efficacité énergétique oriente durablement la pointe de consommation à la baisse.

La **pointe «à une chance sur dix»** est un indicateur du Bilan prévisionnel en puissance représentatif du niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver. Cet indicateur peut être assimilé à la puissance maximale appelée au cours d'une **vague de froid décennale**.

L'évolution de cet indicateur est conforme aux perspectives des différents scénarios de consommation et leur progression en énergie (cf. Figure 2.62).

Pour la première fois dans l'exercice du Bilan prévisionnel, les prévisions dans le scénario «Référence» montrent une baisse de la pointe «à une chance sur dix». Elle s'explique par une stabilisation du chauffage électrique et par la progression de l'efficacité énergétique dans de nombreux secteurs, notamment celui de l'éclairage.

Cette baisse s'inscrit dans la continuité du ralentissement de la croissance observé dans les précédents Bilans prévisionnels.

L'indicateur «pointe à une chance sur dix» ne constitue néanmoins pas un maximum absolu : des températures plus rigoureuses que celles enregistrées lors d'une vague de froid décennale peuvent aboutir à un niveau de consommation plus élevé. Ainsi, la puissance «à une chance sur vingt» s'établit pour l'hiver 2016-2017 à 105,9 GW dans le scénario «Référence», soit une valeur plus élevée de 4,8 GW à celle de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix» (cf. Figure 2.63).

Figure 2.62 : Prévisions de l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix»

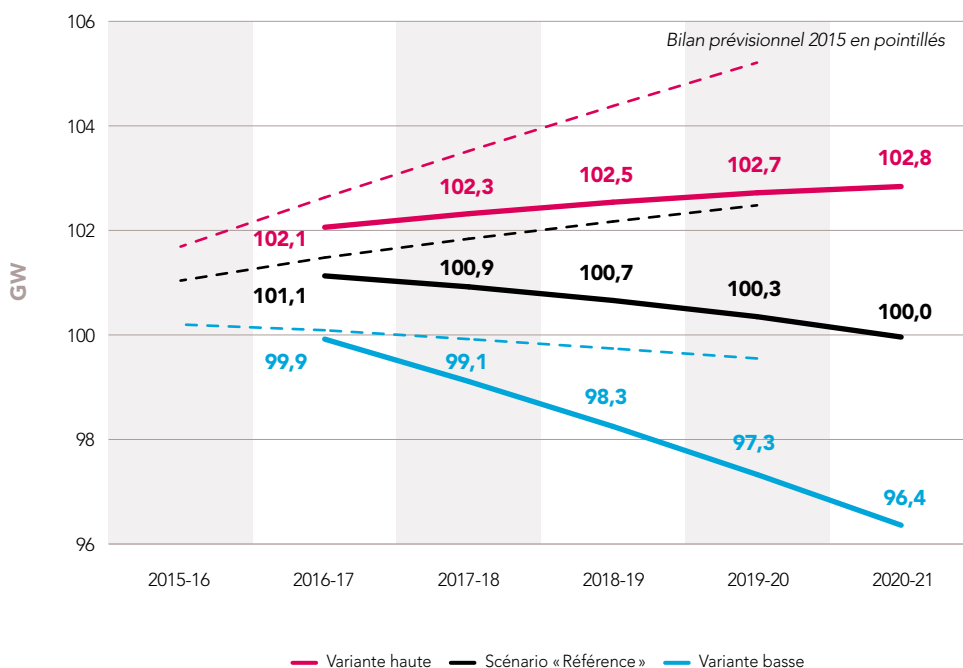
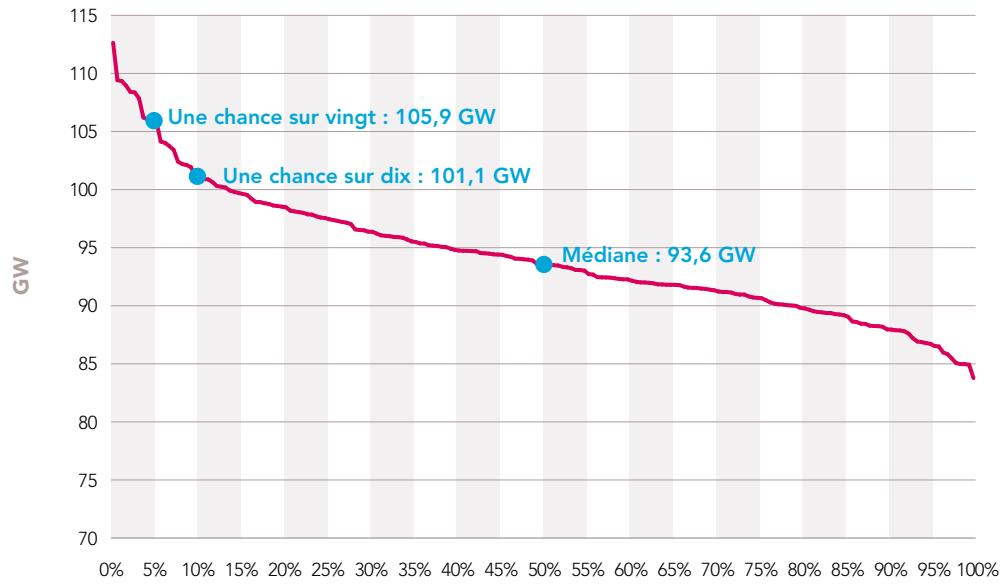


Figure 2.63 : Monotone des pics annuels d'appel de puissance par scénario climatique
 Scénario « Référence » pour l'hiver 2016-2017



PARTIE 3

Évolution de l'offre en France

3.1

Parc actuel

3.2

Énergies
renouvelables

3.3

Parc nucléaire

3.4

Parc thermique
à flamme

3.5

Effacements

3.6

Synthèse du parc
de production

Évolution de l'offre en France

La mise en œuvre de la transition énergétique entraîne une profonde mutation du mix énergétique.

La progression continue des énergies renouvelables se poursuit, avec une nouvelle feuille de route qui précise les objectifs en hausse aux horizons 2018 et 2023.

Le parc nucléaire est amené à évoluer avec la mise en service de l'EPR de Flamanville et l'arrêt simultané d'une capacité historique équivalente.

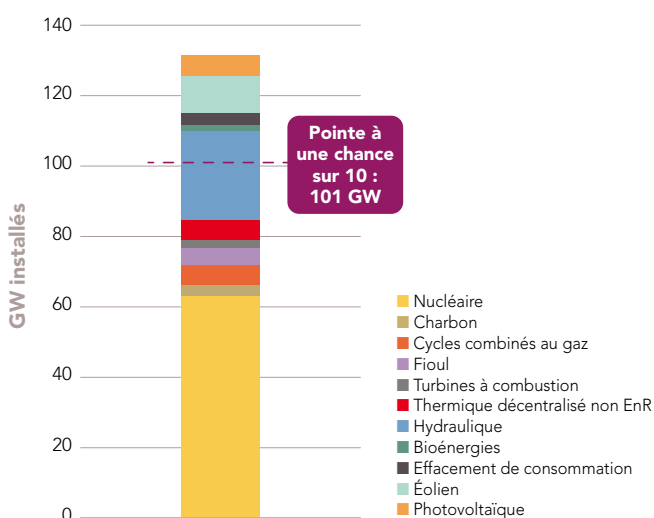
L'ensemble de la filière thermique à flamme entre dans une phase charnière au regard des enjeux économiques pesant sur la filière. L'absence de débouchés, le manque de visibilité sur les conditions de mise en œuvre du mécanisme de capacité, le débat engagé sur le prix du CO₂, constituent des facteurs d'incertitudes pour les producteurs. Certains d'entre eux attendent ainsi de mieux connaître les perspectives économiques de la filière pour définir l'avenir de leurs unités de production fonctionnant au gaz et au charbon.

Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2016 explore un faisceau de trajectoires d'évolutions possibles, encadré par deux scénarios contrastés.

3.1. Parc actuel

Pour couvrir sa consommation, le système électrique français s'appuie sur une offre constituée d'installations de production, situées en France comme à l'étranger, et de capacités d'effacements de consommation. La France

Figure 3.1 : Parc de production en France au 1^{er} janvier 2016



continentale dispose ainsi d'un parc de production constitué, au 1^{er} janvier 2016, d'un peu plus de 129 GW installés, auxquels s'ajoutent 3 GW d'effacements. Cette puissance totale est répartie entre des filières aux caractéristiques et contraintes de fonctionnement diverses (cf. Figure 3.1).

Les énergies renouvelables fatales atteignent près de 26 GW installés. Elles rassemblent des productions intermittentes telles l'éolien ou le solaire photovoltaïque et des filières au comportement plus régulier comme l'hydraulique au fil de l'eau ou les bioénergies.

Certaines installations fournissent une production pouvant être qualifiée de « base », destinée à fonctionner toute l'année. C'est le cas de la filière nucléaire qui constitue la part la plus importante du mix avec un peu plus de 63 GW installés.

D'autres centrales sont dites de « semi-base » (centrales au charbon et cycles combinés au gaz pour l'essentiel¹) ou de « pointe » (groupes fioul et turbines à combustion). Ces centrales flexibles s'ajustent à une demande résiduelle² dont les variations sont plus ou moins prévisibles et rapides. La puissance cumulée de ce parc est de plus de 20 GW.

¹ Les centrales thermiques décentralisées sont comptabilisées dans cette catégorie ² La demande résiduelle correspond à la demande électrique diminuée des productions fatales

Enfin, un complément de flexibilité est apporté par le parc hydraulique modulable (éclusée, lac et STEP³) pour une puissance installée d'environ 18 GW ainsi que par les effacements de consommation dont le volume est de l'ordre de 3 GW.

En termes d'énergie produite, la filière nucléaire est également très majoritaire avec une part d'environ 75%. Les énergies renouvelables représentent 17% du mix de production en 2015. Les 8% restants sont issus de moyens thermiques classiques fonctionnant principalement au gaz et au charbon.

En 2015, la filière nucléaire a fonctionné environ 6700 heures⁴, tandis que les moyens de semi-base (groupes charbon et cycles combinés au gaz) ont été sollicités respectivement 3600 et 2300 heures environ. Enfin, les groupes fioul ont été utilisés moins de 50 heures.

3.2. Énergies renouvelables

À la maille régionale, des objectifs à l'horizon 2020 ont été fixés dans le cadre de l'élaboration des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Au 1^{er} janvier 2015, ces schémas étaient publiés.

Au niveau national, dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), de nouveaux objectifs de croissance des capacités de production d'énergies renouvelables ont été prescrits par les pouvoirs publics. Ils fixent les valeurs cibles des capacités renouvelables à horizon 2018 et leur fourchette d'évolution à horizon 2023.

Figure 3.2 : Mix de production en France en 2015

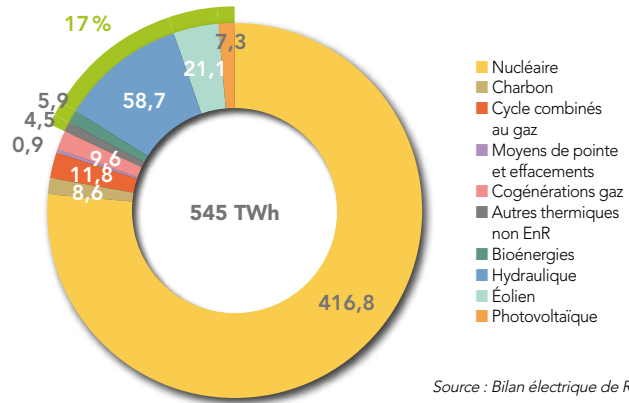


Figure 3.3 : Ambitions des SRCAE à 2020 sur l'ensemble France métropolitaine (hors Corse)

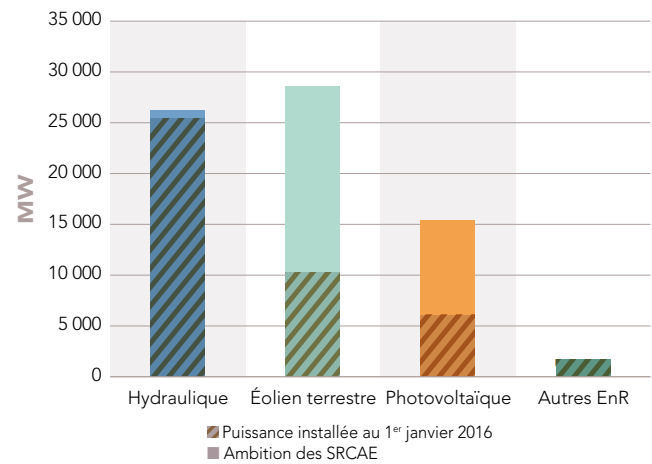


Figure 3.4 : Ambitions des SRCAE pour l'éolien terrestre à 2020

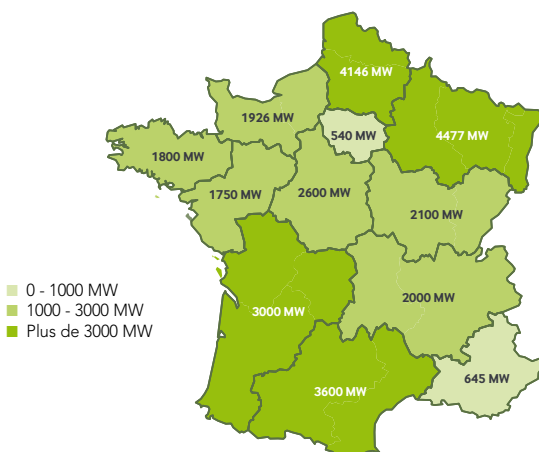
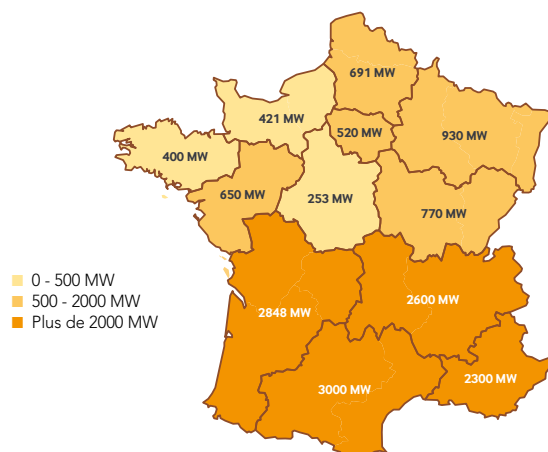


Figure 3.5 : Ambitions des SRCAE pour le photovoltaïque à 2020



³ STEP : station de transfert d'énergie par pompage ⁴ Il s'agit d'heures équivalentes pleine puissance (hepp)

3.2.1. Éolien terrestre

Dans le cadre de la PPE, l'objectif de développement de la filière est de 15 GW installés à fin 2018 et la capacité cible à 2023 est située entre 21,8 et 26 GW.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie fixe de nouveaux objectifs de développement des énergies renouvelables.

État des lieux de la filière

Au 1^{er} janvier 2016, la puissance cumulée du parc éolien en France s'élevait à 10,3 GW, dont environ 1000 MW de capacités mises en service au cours de l'année 2015⁵. La reprise d'une dynamique forte de la filière, entamée en 2014 après plusieurs années de baisse, s'explique par une amélioration globale des conditions de réalisation des projets :

- les conditions de financement très favorables du fait du niveau durablement bas des taux d'intérêt et la maturité de la filière qui facilitent la confiance des investisseurs ;
- la pérennisation du mécanisme de soutien (dispositif d'obligation d'achat), jusqu'en 2018 au moins, qui sécurise les projets ;
- diverses mesures de simplifications administratives (procédure d'autorisation unique, fin des zones de développement éolien...) mises en place depuis 2013, qui réduisent les délais d'instruction et de réalisation des projets.

Le dynamisme des demandes de raccordement des puissances éoliennes depuis 2014 témoigne également de la bonne santé de la filière.

Cependant, ces signaux favorables à la réalisation des projets sont à tempérer par des difficultés d'acceptabilité qui constituent toujours un enjeu clé du développement de la filière.

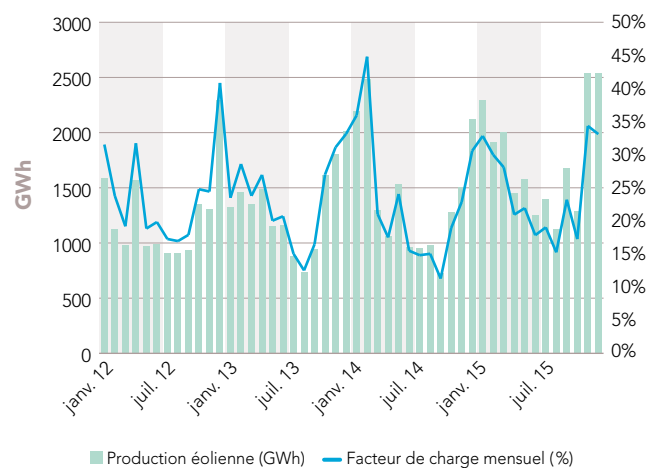
Facteur de charge éolien

Le parc éolien a produit 21,1 TWh au cours de l'année 2015. Le facteur de charge annuel moyen s'élève à 24,3%, en hausse par rapport à l'année précédente, ce qui équivaut, en énergie, à 2000 heures environ de fonctionnement à pleine puissance. Globalement, le facteur de charge annuel moyen présente une bonne stabilité au cours des dernières années avec une moyenne de 23,1% et un écart type de 1%.

Le facteur de charge mensuel moyen de l'ensemble du parc français est volatil et fortement saisonnalisé, avec des valeurs plus faibles pendant l'été (entre 15 et 19%) et des valeurs plus importantes l'hiver (30 à 33%).

Pour l'appréciation du risque d'équilibre offre-demande, le facteur de charge durant les mois d'hiver joue un rôle majeur. Le facteur de charge moyen du mois de janvier était de l'ordre de 30% sur les cinq dernières années, avec un écart type d'environ 5%.

Figure 3.6 : Facteur de charge mensuel moyen et production éolienne mensuelle en France depuis 2012



Source : Panorama de l'électricité renouvelable

Tableau 3.1 : Historique du facteur de charge éolien annuel moyen en France

Année	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Facteur de charge annuel moyen	22,5%	21,7%	24,0%	23,2%	22,6%	24,3%

⁵ Source : Panorama de l'électricité renouvelable de RTE – http://www.rte-france.com/sites/default/files/panorama_des_energies_renouvelables_2015.pdf

La prise en compte de l'aléa qui pèse sur les conditions de vent est donc nécessaire dans une analyse de risque sur l'équilibre offre-demande. Le modèle probabiliste utilisé pour le Bilan prévisionnel intègre désormais 200 chroniques de facteurs de charge au pas horaire, issues du référentiel climatique élaboré par Météo-France⁶ en partenariat avec RTE.

Hypothèses sur l'évolution de la filière à moyen terme

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2016 pour la croissance de l'éolien terrestre sont de 1000 MW par an, dans la continuité de l'exercice 2015.

Une variante visant à atteindre une capacité d'environ 24 GW en 2023 (valeur intermédiaire entre les options haute et basse de la PPE) est aussi étudiée. Elle implique de doubler la capacité annuelle raccordée à partir de 2018 pour atteindre 2000 MW par an.

La raréfaction des zones de vent les plus favorables est présumée compensée par l'évolution technologique des machines permettant de capter des vents plus faibles. Ainsi, sur l'horizon de l'étude, le facteur de charge éolien est supposé stable et conforme à l'historique observé.

3.2.2. Éolien en mer et énergies marines

Dans le cadre de la PPE, l'objectif de développement de la filière éolienne en mer est d'atteindre une capacité de 500 MW à fin 2018 et de 3000 MW à fin 2023. À cet objectif s'ajoutent entre 500 et 3000 MW de projets supplémentaires en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous conditions de prix.

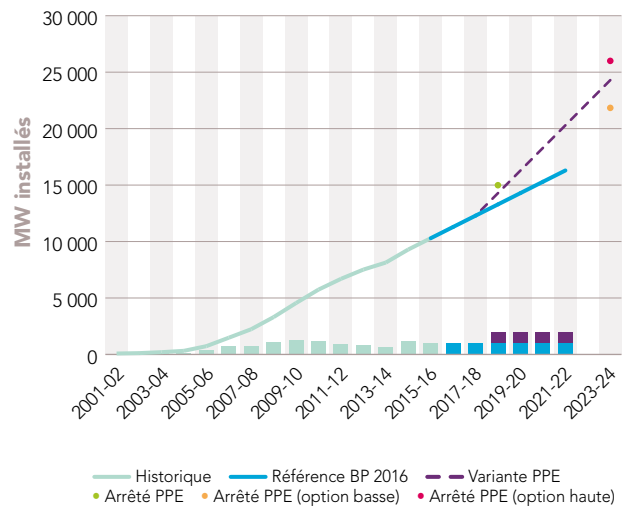
Le volume visé pour les énergies marines est de 100 MW installés en 2023, avec 200 à 2000 MW de plus, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix.

État des lieux de la filière

Deux appels d'offres ont déjà permis de lancer la planification de six parcs éoliens en mer, pour une puissance totale de près de 3000 MW.

Les projets retenus à l'occasion du premier appel d'offres totalisent environ 2000 MW sur quatre sites : 480 MW à Saint-Nazaire (Loire-Atlantique), 450 MW à Courseulles-sur-Mer (Calvados), 498 MW à Fécamp (Seine-Maritime)

Figure 3.7 : Hypothèses d'évolution du parc éolien terrestre en France



et 500 MW à Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor). Ces projets présentent un certain nombre de défis à relever : environnementaux, d'acceptabilité mais aussi technologiques avec la mise en place de turbines de nouvelle génération. Leur mise en service est prévue, selon les termes de l'appel d'offres, entre 2018 et 2020.

Les projets retenus dans le cadre du second appel d'offres représentent environ 1000 MW répartis sur deux sites : 496 MW au Tréport et 496 MW à Noirmoutier. La mise en service de ces parcs est prévue à l'horizon 2023.

Hypothèses sur le parc installé à moyen terme

Sur le moyen terme, l'hypothèse retenue dans le cadre du Bilan prévisionnel est celle d'une mise en service progressive des projets retenus dans le cadre du premier appel d'offres, avec l'installation de 1000 MW au cours de l'année 2019, et de 1000 MW supplémentaires courant 2020. Cette hypothèse est cohérente avec les objectifs de la PPE.

La mise en service des capacités correspondant au deuxième appel d'offres interviendra après 2022, soit au-delà de l'horizon étudié. De même, pour les énergies marines, la mise en services des premières unités étant prévue à des échéances similaires, aucune capacité n'est prise en compte dans les hypothèses du Bilan prévisionnel 2016.

⁶ Cf. annexe « Méthode de simulation de l'équilibre offre-demande »

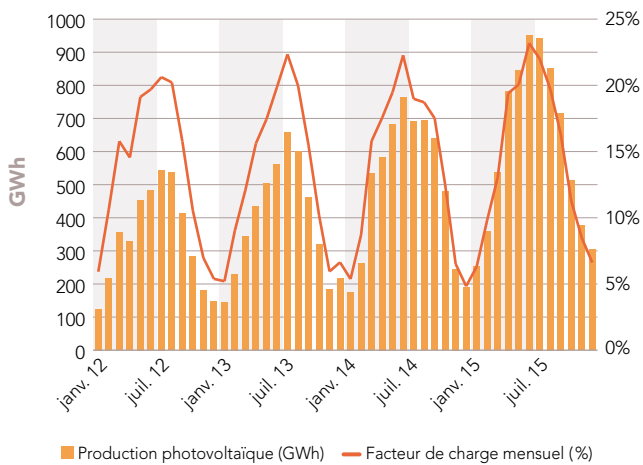
3.2.3. Solaire photovoltaïque

Dans le cadre de la PPE, l'objectif de développement de la filière est de 10,2 GW installés en 2018 et une cible à 2023 située entre 18,2 et 20,2 GW.

État des lieux de la filière

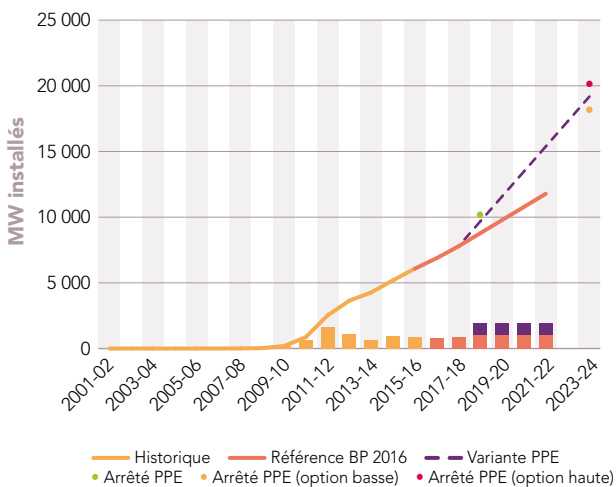
Au 1^{er} janvier 2016, la puissance installée du parc photovoltaïque en France s'élevait à 6,1 GW. Un volume d'un peu plus de 890 MW a été raccordé durant l'année 2015, dont

Figure 3.8 : Facteur de charge mensuel moyen et production photovoltaïque moyenne en France depuis 2012



Source : Panorama de l'électricité renouvelable

Figure 3.9 : Hypothèses d'évolution du parc solaire photovoltaïque en France



230 MW correspondent au projet de centrale au sol mis en service à Cestas.

Cette filière a été marquée successivement par des cycles d'accélération et de retournement importants, en France comme dans le reste des pays de l'Union européenne, au gré de l'évolution des dispositifs de soutien. Les baisses de coût ont été significatives ces dernières années, ce qui a facilité l'émergence de nombreux projets. Elles sont liées à l'effet prix sur les modules, à la baisse des coûts d'installation induit par la plus grande maturité de la filière et enfin à la réduction des coûts de financement permis par la baisse des taux d'intérêt.

Enfin, les orientations données par les objectifs de développement de la PPE envoient un signal positif aux acteurs de la filière, en particulier par l'annonce de l'organisation d'appels d'offres triannuels pour des projets de centrales au sol ou pour de l'intégré au bâtiment, pour un volume total de plus de 4 GW sur trois ans⁷.

Facteur de charge photovoltaïque

Le facteur de charge moyen en 2015 a été de 15 % (en légère hausse par rapport à l'année précédente) avec un pic horaire à 83,5 % en avril. Le photovoltaïque a produit 7,4 TWh, en augmentation de 25 % par rapport à 2014.

La production photovoltaïque se caractérise par une saisonnalité très marquée, son facteur de charge mensuel moyen évoluant de 6 % en décembre à 20 % lors des mois d'été.

Comme pour la production éolienne, le modèle probabiliste utilisé pour le Bilan prévisionnel intègre 200 chroniques de facteurs de charge au pas horaire, dans chaque pays, corrélées géographiquement entre elles⁸.

Hypothèses sur le parc installé à moyen terme

Sur le moyen terme, l'hypothèse retenue pour le développement de la filière solaire photovoltaïque est d'environ 1000 MW par an, légèrement supérieure à celle du Bilan prévisionnel 2015.

Une variante visant à atteindre une capacité de 19,2 GW en 2023 (valeur intermédiaire entre les options haute et basse de la PPE) est également étudiée. Elle implique de doubler la capacité annuelle raccordée à partir de 2018 pour atteindre un rythme annuel d'environ 2000 MW.

⁷ http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/1-2015-11-13_DP_TEPCV.pdf ⁸ Cf. annexe « Méthode de simulation de l'équilibre offre-demande »

3.2.4. Bioénergies

La filière des bioénergies est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables. Elle comprend des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse (bois, paille, marc de raisin...), de biogaz ou de déchets ménagers⁹ ou de papeterie.

Dans le cadre de la PPE, l'objectif de développement de la filière bois-énergie (au sein de la filière biomasse) est de 540 MW installés en 2018 et une cible à 2023 située entre 790 et 1040 MW. Pour la méthanisation (au sein de la filière biogaz), la cible est de 137 MW en 2018 et de 237 à 300 MW en 2023.

État des lieux de la filière

Toutes filières confondues, le parc bioénergies s'élève à 1,7 GW au 1^{er} janvier 2016. Il est constitué essentiellement d'installations brûlant des déchets ménagers. La capacité installée a connu une croissance de 105 MW en 2015, principalement répartie entre le parc biogaz et le parc bois-énergie.

Le projet de conversion à la biomasse¹⁰ de la centrale de Provence 4 est en cours de finalisation avec une mise en service industrielle prévue à l'été 2016 pour une pleine disponibilité l'hiver prochain. La puissance installée est de 170 MW, et l'objectif de durée annuelle de fonctionnement d'environ 7 500 h.

Au-delà de cette conversion, les projets susceptibles d'être mis en service sur l'horizon de moyen terme sont de taille unitaire plus modeste.

La filière biogaz est constituée de nombreuses unités, de capacité unitaire faible et variable selon les technologies : la méthanisation (agricole ou territoriale), les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) et les stations d'épuration.

En ce qui concerne l'incinération des déchets, aucun projet significatif n'est en cours et aucune évolution réglementaire n'est identifiée à ce jour.

En 2015, la part renouvelable de l'énergie produite par la filière bioénergies s'est élevée à 5,9 TWh. Celle-ci est relativement stable au cours de l'année.

⁹ En accord avec la réglementation en vigueur, l'électricité produite à partir des déchets ménagers n'est considérée comme renouvelable qu'à hauteur de 50%.
¹⁰ Projet retenu dans le cadre du quatrième appel à projets biomasse de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Figure 3.10 : Répartition de la capacité installée par combustible en France au 1^{er} janvier 2016

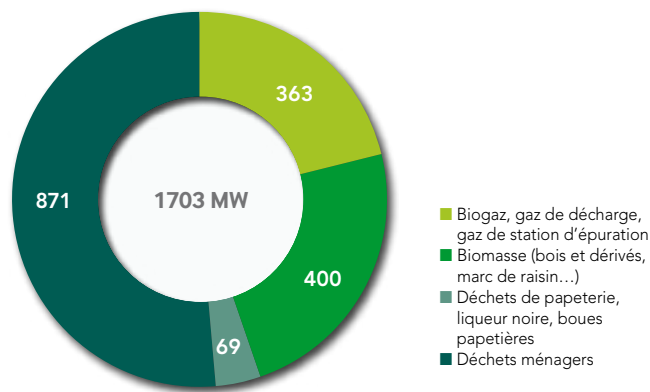


Figure 3.11 : Production mensuelle de la filière bioénergies de 2013 à 2015 en France

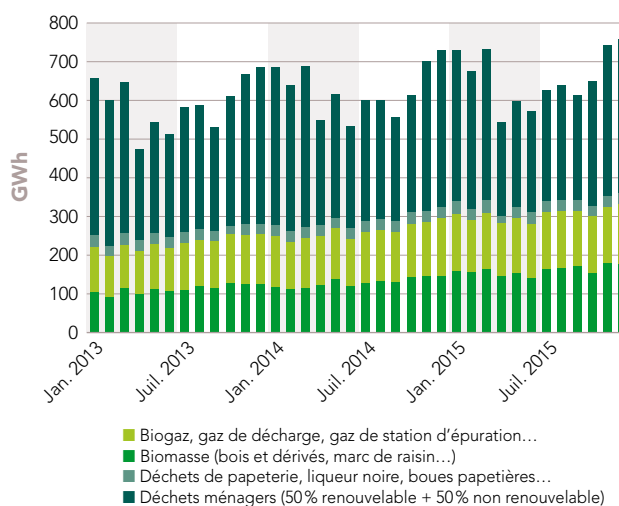
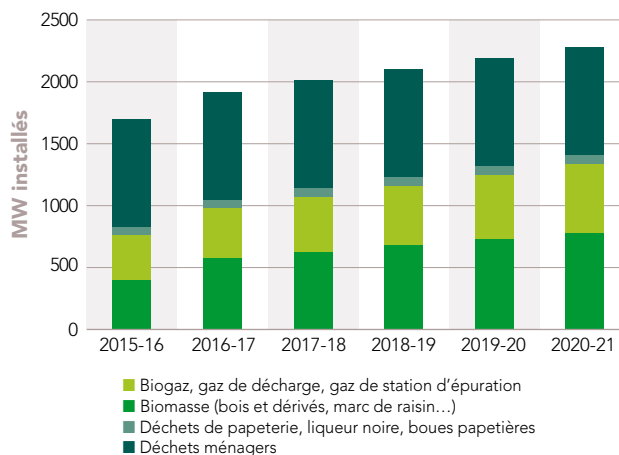


Figure 3.12 : Hypothèses d'évolution du parc bioénergies en France



Hypothèses sur le parc installé à moyen terme

Les hypothèses de rythme d'installation retenues sont d'environ 50 MW par an à partir de 2017 pour la filière biomasse et 40 MW par an pour la filière biogaz, en cohérence avec les objectifs gouvernementaux.

La production d'électricité par incinération de déchets est supposée stable sur tout l'horizon de moyen terme.

3.2.5. Hydraulique

Dans le cadre de la PPE, l'objectif de développement de la filière hydroélectrique est de 25,3 GW installés en 2018 correspondant à une production de 61 TWh (hors STEP) et une cible à 2023 située entre 25,8 et 26 GW correspondant à une production respective de 63 TWh et 64 TWh. De plus, l'arrêté prévoit d'engager des projets de STEP d'ici 2023 pour développer 1 à 2 GW de capacités supplémentaires entre 2025 et 2030.

+ STATIONS DE TRANSFERT D'ÉNERGIE PAR POMPAGE (STEP)

Les STEP sont des installations qui présentent de multiples caractéristiques :

- la puissance de turbinage traduit la puissance maximale pouvant être injectée par l'installation ;
- la puissance de pompage correspond à la puissance maximale soutirée par l'installation lorsqu'elle remonte de l'eau du bassin inférieur au bassin supérieur. Cette valeur peut être en pratique inférieure à la puissance de turbinage lorsque l'installation présente des turbines non réversibles fonctionnant uniquement en injection ;
- le rendement de ces installations est de l'ordre de 75% : une consommation des pompes de 1 MWh permet de remonter d'aval en amont un volume d'eau qui, une fois turbiné, délivre une production de 0,75 MWh ;
- les tailles des réservoirs à l'amont et à l'aval de la STEP qui conditionnent le volume d'énergie pouvant être stocké. Ces réservoirs peuvent être le cas échéant alimentés par des apports naturels significatifs ;
- la constante de temps est le rapport entre l'énergie stockable* et la puissance en pompe. En pratique, les STEP de Grand Maison et Montezic sont dites « hebdomadaires ». Elles permettent par exemple de stocker l'énergie le week-end ou des jours fériés pour la restituer aux heures de pointe sur plusieurs jours ouvrés. Les autres STEP, dites « journalières », sont utilisées pour stocker l'énergie en heures creuses (la nuit typiquement) et la restituer aux heures de pointe.

Compte tenu du rendement et des coûts variables d'utilisation, la rentabilité et l'exploitation d'une STEP suppose des coûts de l'électricité suffisamment contrastés entre les heures creuses et les heures pleines.

La puissance de pompage des six principales STEP est de 4,2 GW contre 5,0 GW de puissance de turbinage.

Tableau 3.2 : Principales STEP en France

Centrale	Puissance de turbinage	Puissance de pompage	Constante de temps
Le Cheylas	485 MW	480 MW	6 h
La Coche	320 MW	310 MW	3 h
Grand Maison	1 690 MW	1 160 MW	30 h
Montezic	910 MW	870 MW	40 h
Revin	808 MW	720 MW	5 h
Super Bissorte	742 MW	630 MW	5 h

* Valeur établie selon le volume du réservoir inférieur

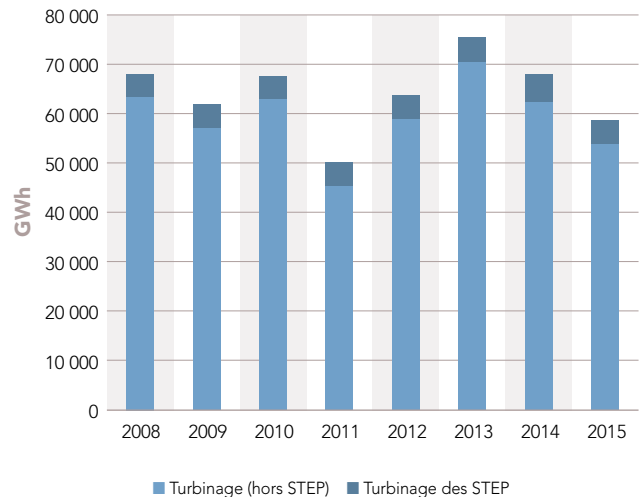
État des lieux de la filière

Le parc hydroélectrique français n'a que très peu évolué au cours des 25 dernières années. La puissance totale des installations est de 25,4 GW en France et se décompose comme suit :

- 7,7 GW d'usines au fil de l'eau, dont la capacité du réservoir amont est très réduite (inférieure à deux heures) et ne permet pratiquement pas de stockage : la production de ces usines dépend uniquement des apports hydrauliques instantanés ;
- 3,9 GW de type « éclusée », qui disposent d'un réservoir amont de taille moyenne (compris entre 2h et 400h), permettant de stocker l'eau en période de faible consommation selon des cycles journaliers (stockage la nuit, turbinage en journée) ou hebdomadaires (stockage la nuit et les jours de week-end, turbinage en jours ouvrables) mais guère au-delà ;
- 9,6 GW d'usines de lac, dont la capacité du réservoir permet un stockage sur une période beaucoup plus longue (durée de plus de 400 heures), offrant, sauf circonstances exceptionnelles, la garantie de pouvoir disposer de la puissance de l'usine indépendamment des conditions hydrologiques du moment ;
- 4,2 GW de STEP¹¹, où le remplissage du réservoir amont à l'aide de pompes, en période de faible consommation résiduelle, permet de garantir la disponibilité de puissance de l'usine au moment des fortes consommations.

La production hydraulique connaît des variations importantes d'une année sur l'autre, en fonction de la pluviométrie. La production hydraulique moyenne (hors supplément

Figure 3.13 : Historique de la production hydraulique en France

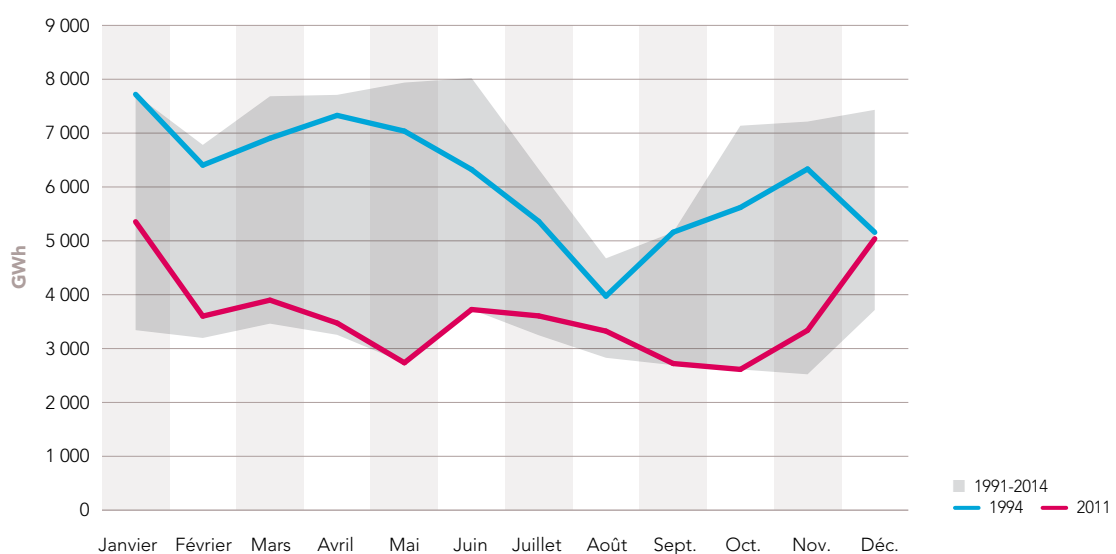


de production lié aux STEP) a été d'environ 60 TWh sur les dernières années. Celle-ci s'avère très variable d'une année sur l'autre avec des écarts de plus ou moins 10 TWh par rapport à la moyenne. En revanche, le volume d'injection des STEP reste stable d'une année sur l'autre (cf. Figure 3.13).

Hypothèses sur le parc installé à moyen terme

Le parc hydroélectrique français a été construit en très grande majorité avant les années 1990. Depuis, les travaux portent

Figure 3.14 : Production hydraulique mensuelle de 1991 à 2014 (hors STEP)



¹¹ Les STEP comportent des turbines non réversibles (d'une puissance de l'ordre de 0,8 GW) comptabilisées dans les catégories « lac » et « éclusée »

principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts. Globalement, la puissance du parc hydraulique devrait évoluer très légèrement à la hausse (+200 MW en 2023) d'après les objectifs de la PPE.

Pour prendre en compte l'aléa climatique, le Bilan prévisionnel s'appuie sur un historique de 25 années de productions hydrauliques mensuelles¹² (cf. Figure 3.14) permettant de modéliser les variations de production disponible des années à venir. Les chroniques d'énergies mensuelles utilisées ont une distribution statistique comparable à celle de l'historique. Les années 1994 et 2011 illustrent l'impact d'années respectivement « humides » et « sèches » sur la production hydraulique.

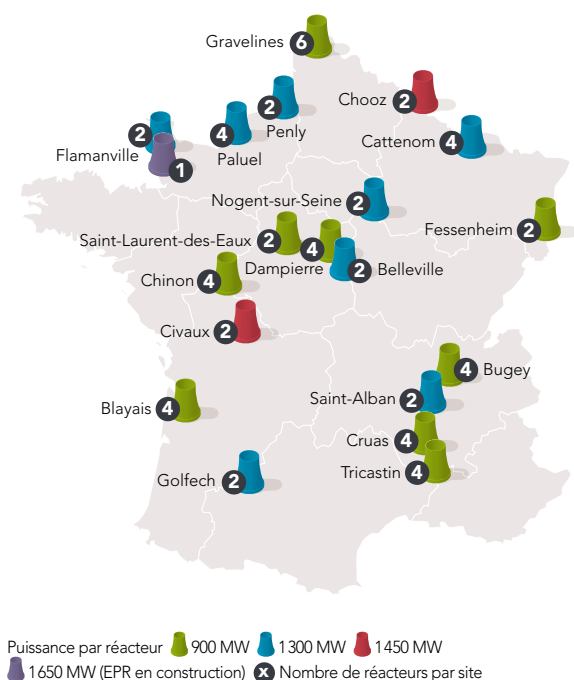
3.3. Parc nucléaire

3.3.1. Capacité installée

État des lieux de la filière

Le parc actuellement en exploitation comporte 19 centrales nucléaires composées de 58 réacteurs REP (réacteurs à eau pressurisée) pour une puissance totale installée de 63,1 GW.

Figure 3.15 : Carte des centrales nucléaires au 1^{er} janvier 2016



Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- le palier « 900 MW » comprenant 34 réacteurs, dont notamment les réacteurs de Fessenheim ;
- le palier « 1300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- le palier « 1450 MW » ou « N4 » comprenant 4 réacteurs.

Le développement du parc nucléaire a fait l'objet d'un investissement très concentré sur la période 1980-1990, avec des pointes d'installations pouvant atteindre jusqu'à 7000 MW par an (cf. Figure 3.16).

Ce parc sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR (European Pressurised Water Reactor) d'une puissance nominale de 1650 MW, sur le site de Flamanville. La date de mise en service de l'EPR est annoncée par EDF à fin 2018. Conformément à l'hypothèse prudente prise dans le Bilan prévisionnel 2015, la disponibilité du groupe est supposée réduite de moitié au cours du premier hiver complet de son cycle de vie, à savoir l'hiver 2019-2020, avant d'atteindre une pleine disponibilité à l'hiver suivant. Dans le même temps, l'arrêt d'une capacité nucléaire historique intervient afin de respecter le plafonnement du parc à 63,2 GW.

La tranche 2 de la centrale de Paluel est quant à elle déclarée indisponible par le producteur jusqu'au printemps 2017, suite à l'accident de manutention ayant conduit à la chute d'un générateur de vapeur dans le bâtiment du réacteur.

À moyen terme, deux tranches atteindront le cap de la quatrième visite décennale. Le producteur a confirmé son intention de prolonger la durée d'exploitation des tranches concernées. Pour chaque tranche, cette prolongation sera conditionnée à la réalisation d'éventuels travaux d'adaptation et *in fine* à l'autorisation de l'Autorité de sûreté nucléaire.

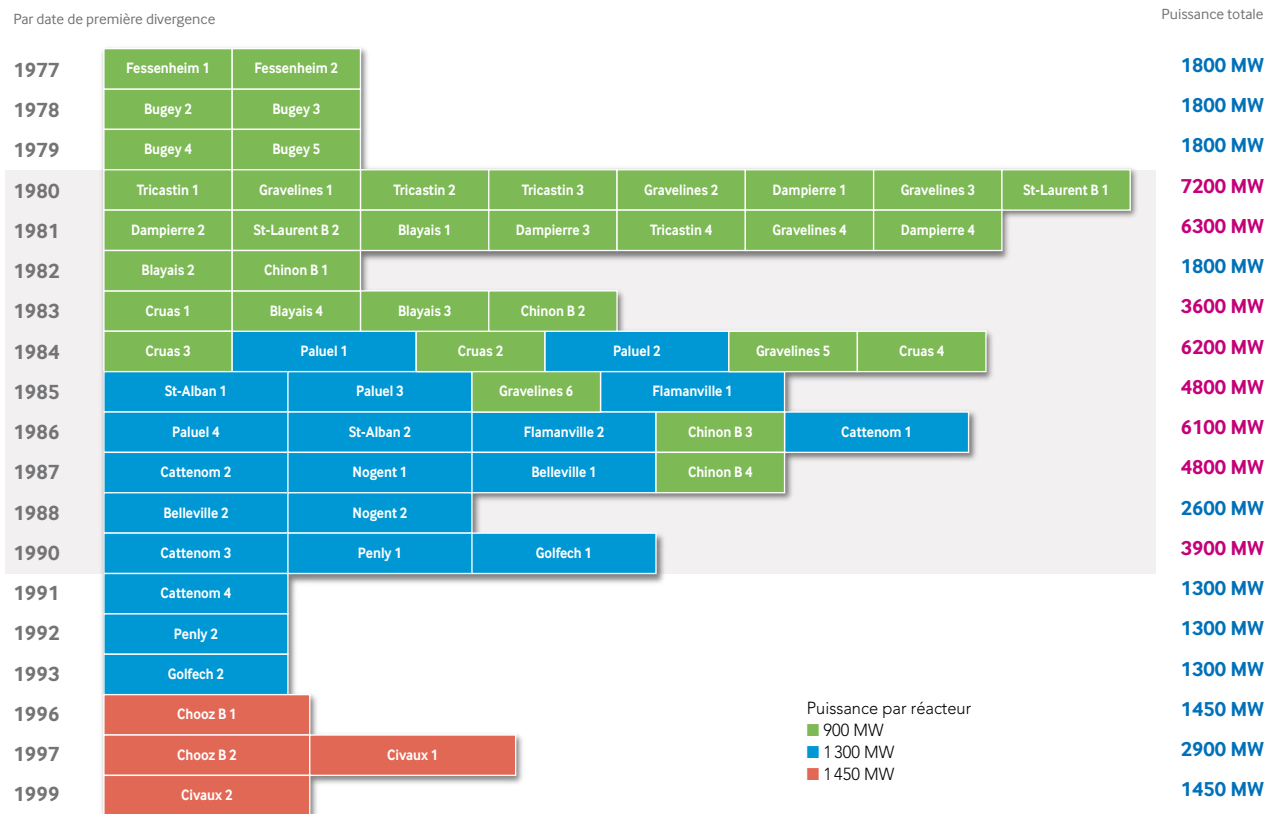
Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

L'hypothèse de référence retenue pour la filière nucléaire est celle d'une stabilité globale de la capacité installée, puis une légère décroissance de 200 MW¹³ à partir de l'hiver 2019-2020.

La loi de transition énergétique a pour objectif d'abaisser à 50% la part du nucléaire dans la production d'électricité à horizon 2025.

¹² Les données sont disponibles sur le site d'ENTSO-E : <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/Pages/default.aspx> ¹³ La légère décroissance de 200 MW représente l'écart entre la puissance de l'EPR et celle de deux tranches de palier 900 MW

Figure 3.16 : Historique des mises en services du parc nucléaire en France



Source : ASN – décembre 2013

+ VISITES DÉCENNALES OU « RÉEXAMEN PÉRIODIQUE DES INSTALLATIONS »

Les éléments suivants reprennent des informations publiées par l'Autorité de sûreté nucléaire*.

« En France, l'autorisation d'exploiter un réacteur nucléaire ne précise pas de limite dans le temps. En contrepartie, l'article 29 de la loi "Transparence et sécurité en matière nucléaire" du 13 juin 2006 (loi TSN) impose que l'exploitant d'un réacteur nucléaire réalise tous les dix ans un réexamen de la sûreté de son installation ».

« Le code de l'environnement impose aux exploitants de réaliser, tous les dix ans, un réexamen périodique de leur installation. Toutes les installations nucléaires de base françaises, y compris les installations en démantèlement, doivent répondre à cette obligation réglementaire. Ce réexamen consiste à examiner en profondeur la conformité aux référentiels applicables, à réaliser un examen approfondi des effets du vieillissement, à remédier aux écarts détectés, et à améliorer le niveau de sûreté au regard des meilleures pratiques disponibles.

L'exploitant transmet le rapport comportant les conclusions de ce réexamen au ministre chargé de la sûreté nucléaire et à l'ASN ; l'ASN analyse ce rapport, se prononce sur l'aptitude de l'installation à poursuivre son exploitation. L'ASN conditionne cette poursuite de fonctionnement à la mise en œuvre des prescriptions qu'elle a ordonnées à l'exploitant. »

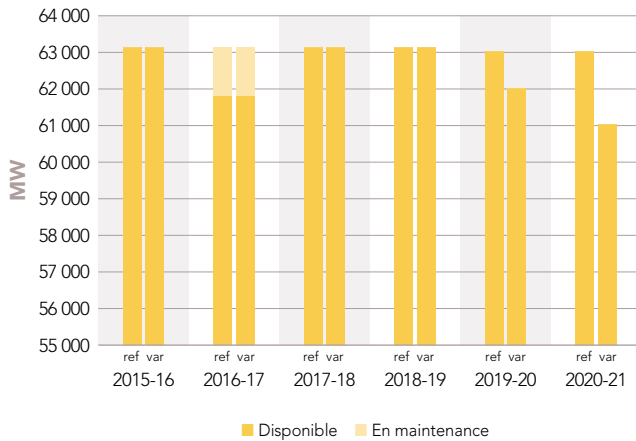
En pratique, ces réexamens périodiques s'opèrent à l'occasion d'arrêts longs pour maintenance de quelques mois**.

D'ici fin 2020, près de la moitié des tranches sera amenée à effectuer ce type d'arrêt. Il s'agira essentiellement des deuxièmes et troisièmes visites décennales (type de visites pour lesquelles il existe un retour d'expérience en termes de durée d'arrêt).

En outre, à cet horizon, plus de dix années se seront écoulées depuis la troisième visite décennale de deux tranches mises en service avant 1981 (hors Fessenheim). Elles seront donc les premières du parc à engager leur quatrième visite décennale, la première tranche concernée étant Tricastin 1 en 2019.

* www.asn.fr ** les détails relatifs aux arrêts passés sont consultables sur le site de l'ASN

Figure 3.17 : Hypothèses d'évolution du parc nucléaire



Les tranches nucléaires les plus anciennes engageront leur quatrième visite décennale d'ici 2021.

Une variante est examinée pour apprécier l'impact du retrait d'une partie de la puissance nucléaire sur la fin de l'horizon d'étude du Bilan prévisionnel. Elle prend en compte une érosion de l'ordre de 1000 MW à l'hiver 2019-2020 et de 1000 MW supplémentaires à l'hiver suivant.

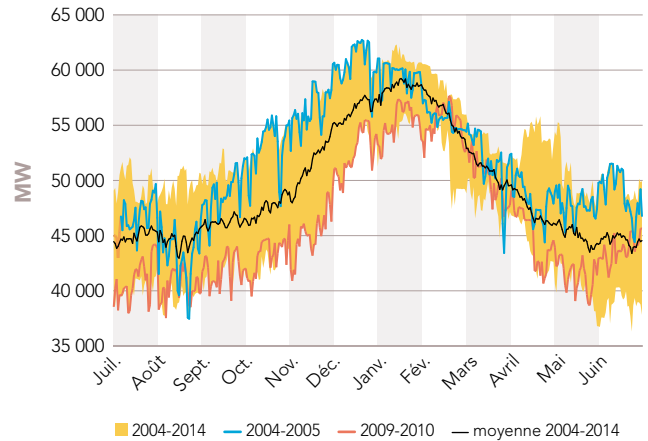
3.3.2. Disponibilité du parc

Déterminants principaux de l'évolution des durées d'arrêt du parc nucléaire

Compte tenu de la capacité installée, la disponibilité du parc nucléaire est un aléa important de l'équilibre offre-demande, notamment durant les mois d'hiver (cf. Figure 3.18).

La disponibilité du parc nucléaire dépend principalement de la durée des opérations de maintenance programmées par EDF (rechargement en combustible ou arrêt de tranche pour

Figure 3.18 : Historiques de disponibilité journalière du parc nucléaire français sur la période 2004-2014



maintenance lourde), mais également des indisponibilités fortuites (non prévues par le producteur).

L'analyse d'un historique récent sur dix années montre que les moyens mis en œuvre par l'exploitant permettent effectivement de maximiser la disponibilité du parc durant la période hivernale. En moyenne, celle-ci s'établit à environ 91% entre décembre et mi-février. Par ailleurs, la disponibilité présente une variabilité plus réduite en hiver que le reste de l'année.

L'objectif affiché par l'exploitant est de maintenir le taux de disponibilité à un haut niveau, notamment en hiver, pour faire face aux pics de consommation¹⁴.

Deux éléments de contexte influent de manière opposée sur l'atteinte de cet objectif. D'un côté, les visites décennales qui se succèdent voient leur durée d'arrêt s'allonger¹⁵ car le vieillissement du parc appelle des opérations de maintenance de plus en plus significatives (notamment dans le cadre du programme « grand carénage »). D'un autre côté, la durée des arrêts pour rechargement ou des visites partielles, beaucoup plus nombreux que les visites décennales¹⁶, a tendance à se réduire.

Enfin, deux tranches de 900 MW (autres que celles de Fessenheim) seront les premières installations à passer leur quatrième visite décennale en 2019 et 2020. La durée de ces arrêts est supposée comparable à celle des visites décennales historiques.

¹⁴ Source <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/atouts/expertise-nucleaire/exploitation> ¹⁵ Selon les données historiques, la durée d'arrêt de tranche est plus longue (d'environ 20% en moyenne) lors des troisièmes visites décennales qu'elles ne le sont pour les deuxièmes. ¹⁶ Les arrêts pour rechargement ou visites partielles ont concerné 49 tranches en 2015. (https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/notes/2016/note_information_chiffres-cles_surete_vf.pdf). En moyenne, six visites décennales sont programmées chaque année.

Hypothèses d'évolution de la disponibilité nucléaire à moyen terme

Compte tenu des éléments présentés, l'hypothèse retenue est celle d'une stabilité de la disponibilité du parc nucléaire¹⁷, qui reste conforme à la disponibilité historique constatée depuis 2004, tant en espérance qu'en dispersion.

Cette hypothèse de stabilité est confortée par l'impact mesuré que produirait, sur le niveau de disponibilité global du parc, un allongement des visites décennales calé sur les durées d'arrêt constatées dernièrement. L'influence sur l'équilibre offre-demande resterait alors du second ordre par comparaison aux autres incertitudes (évolution du parc thermique à flamme, rythme de développement des énergies renouvelables, évolution de la consommation...).

De même, un allongement éventuel de la durée des quatrièmes visites décennales aurait un impact secondaire au regard de l'érosion de la capacité nucléaire étudiée dans la variante décrite précédemment. Il ne concerne en effet que deux groupes sur l'horizon de moyen terme.

3.4. Parc thermique à flamme

Cette catégorie comprend les groupes fonctionnant au gaz, au charbon ou au fioul, de taille unitaire très variable, raccordés sur les réseaux de transport ou de distribution. Les centrales thermiques à flamme sont généralement utilisées en France pour répondre à un besoin de semi-base (centrales charbon et cycles combinés au gaz) ou

+ DIFFICULTÉS DE RENTABILITÉ POUR LES MOYENS DE SEMI-BASE

Avec la stabilisation de la consommation d'électricité, la demande actuelle est largement inférieure à celle anticipée par les acteurs et ayant motivé des investissements. Les débouchés pour les moyens de production de type semi-base ont donc mécaniquement diminué.

De façon schématisée, en empilant les moyens de production par ordre de coût croissant, le moyen de semi-base 2, dont le coût variable est supérieur au moyen de semi-base 1, ne trouve plus de débouché (cf. Figure 3.19).

Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables subventionnées « hors marché » et bénéficiant d'un accès prioritaire sur le réseau a été rapide et significatif, réduisant le recours au thermique classique. La croissance de la part des EnR décale l'interclassement des groupes, ce qui réduit d'autant l'énergie appelée en semi-base et contribue à la baisse des prix (cf. Figure 3.20).

Au global, la réduction de la demande et la poussée des EnR induisent une baisse mécanique du coût marginal* du système, et par conséquent une réduction de la marge de l'ensemble des groupes appelés.

La conjonction de ces deux phénomènes grève la rentabilité de ce type de moyens de production dans l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France**.

* Coût de production de la centrale la plus chère appelée pour assurer l'équilibre offre-demande. En France, à chaque heure de l'année, c'est à ce coût marginal que sont rémunérées l'ensemble des transactions réalisées sur le marché de l'énergie

** La rémunération se fait essentiellement sur l'énergie produite, les autres formes de rémunération étant moindres (mécanisme d'ajustement, réserves rapide et complémentaire, services système).

Figure 3.19 : Effet de l'actualisation à la baisse de la prévision de demande sur le fonctionnement des moyens de semi-base

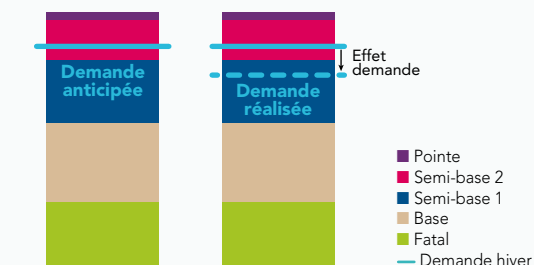
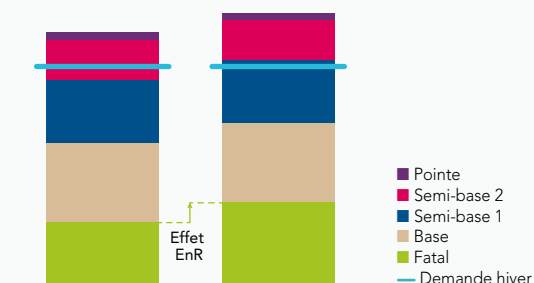


Figure 3.20 : Effet de la hausse de la production renouvelable sur le fonctionnement des moyens de semi-base



¹⁷ Hors prise en compte de Paluel 2 au cours de l'hiver 2016-2017.

de pointe (centrales fioul, groupes diesel et turbines à combustion).

Difficultés de rentabilité pour les moyens de semi-base

L'atonie de la demande électrique et le développement des énergies renouvelables ont réduit les débouchés pour les moyens de production de type semi-base. La durée d'appel de ces moyens a très nettement diminué, de même que les prix de marché, ce qui a remis en cause la rentabilité de ces moyens de production sur les marchés de l'énergie.

Les interventions publiques des États dans le secteur électrique sont suivies de près par la Commission européenne, qui a lancé une enquête sectorielle ciblée sur les mécanismes de capacités de onze États membres, dont la France. En parallèle, le mécanisme français fait l'objet d'une enquête approfondie ouverte depuis le 13 novembre 2015.

De nombreux acteurs ont fait part de leur inquiétude sur les incertitudes associées et ont indiqué qu'une absence de rémunération capacitaire conduirait à des retraits de groupes.

Signal prix du CO₂

Depuis plusieurs années, le prix de la tonne de CO₂ sur le marché EU ETS¹⁸ oscille entre 5 et 10 €. Ce prix est insuffisant pour favoriser les technologies les moins polluantes.

Depuis la COP21, la France plaide pour la mise en œuvre d'un corridor européen pour le carbone, destiné à encadrer le prix du CO₂ à des niveaux permettant de limiter fortement les émissions. De nombreuses parties prenantes estiment – compte tenu des prix des combustibles – qu'un prix de l'ordre de 30 € par tonne aurait un effet significatif sur la décarbonation de la production électrique.

Lors la quatrième conférence environnementale, la France a indiqué vouloir « montrer l'exemple » en s'engageant unilatéralement à instaurer un prix plancher du carbone pour la production d'électricité. Ce prix plancher est destiné à donner plus de visibilité à tous les investisseurs et à privilégier, pour le secteur spécifique de l'électricité, l'utilisation du gaz plutôt que celle du charbon. La France entend ainsi créer à terme un effet d'entraînement de tous les autres pays. Le Gouvernement doit proposer les modalités de mise en œuvre du dispositif dès cette année en précisant les filières concernées, pour une application en 2017.

Les conséquences à court terme d'une telle mesure sont perçues par certains acteurs comme susceptibles de conduire

à des retraits de groupes thermiques en France, notamment dans la phase transitoire précédant sa généralisation au niveau européen.

Deux scénarios encadrant l'évolution du parc thermique

Compte tenu de l'ensemble des incertitudes évoquées (réduction des débouchés, niveau de prix des combustibles, conditions de mise en œuvre du mécanisme de capacité et débat sur un prix plancher CO₂), le Bilan prévisionnel explore un faisceau de trajectoires d'évolutions possibles, encadré par deux scénarios contrastés élaborés en tenant compte des expressions les plus récentes des producteurs.

Le scénario « thermique haut » correspond à un environnement économique et réglementaire relativement favorable au maintien des installations thermiques. Il s'appuie sur les déclarations des producteurs (consultations bilatérales, volumes de certificats) et tient compte également des orientations disponibles dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces éléments amènent à considérer une relative stabilité du parc installé, avec notamment le maintien en fonctionnement de la quasi-totalité des cycles combinés au gaz sur tout l'horizon. Le parc charbon subit une érosion partielle en toute fin d'horizon, en cohérence avec les orientations de la PPE indiquant une sortie possible du charbon à l'horizon 2023.

Au contraire, dans le scénario « thermique bas », les signaux envoyés aux acteurs du marché français – dont le principe d'une taxe CO₂ à 30 € par tonne dès le 1^{er} janvier 2017, mais également l'incertitude sur le mécanisme de capacité – conduisent à envisager une érosion significative et rapide du parc thermique à flamme. Ce scénario intègre notamment la possibilité exprimée récemment par certains producteurs de procéder à l'arrêt définitif de leurs installations charbon ainsi qu'à la fermeture ou la mise sous cocon de leurs cycles combinés au gaz non fatals dès l'hiver

L'offre thermique est supposée évoluer sur une trajectoire intermédiaire située entre les scénarios encadrants.

¹⁸ European Trading Scheme : système d'échange de quotas d'émission

+ SIGNAL PRIX DU CO₂ EUROPÉEN



Analyse d'impact sur le système électrique européen

L'accord de Paris signé fin décembre 2015 par 195 pays dans le cadre de la COP21 définit de nouvelles bases pour une collaboration efficace des pays dans la lutte contre le dérèglement climatique. Or le secteur électrique met en œuvre des technologies dont l'impact sur le changement climatique est très variable et dont les investissements, en dehors des soutiens publics aux énergies renouvelables, sont pour l'instant majoritairement guidés par les prix.

Afin d'éclairer la problématique des émissions de gaz à effet de serre, qui s'inscrit pleinement dans les enjeux de la COP21, RTE a engagé en 2015 une étude à partir des modélisations du Bilan prévisionnel. L'ADEME a souhaité également participer à ces travaux et apporter son soutien. Ce document présente des éléments d'analyse sur l'impact du signal prix du CO₂ sur les émissions du système électrique en Europe, sur ses coûts de production, et sur l'évolution de sa structure à moyen terme.

L'analyse développée dans cette étude, permet de souligner les points suivants :

- avec le parc de production actuel, les simulations réalisées montrent qu'il faudrait retenir un prix autour de 30 € par tonne de CO₂ au niveau européen pour diminuer de façon significative (de l'ordre de 100 millions de tonnes par an, soit 15%) les émissions du secteur électrique européen. Un signal prix plus élevé, de l'ordre de 100 € par tonne, permettrait d'atteindre une réduction des émissions de l'ordre de 30%.
- à moyen et long termes, au-delà de ces impacts sur le nombre d'heures de fonctionnement des moyens à base de combustibles fossiles, la mise en place d'un prix élevé du CO₂ donnerait un signal favorable à l'investissement dans les énergies renouvelables et pourrait faciliter le développement de la flexibilité et du stockage. Il permettrait notamment d'assurer la rentabilité des centrales gaz, conjointement au développement des énergies renouvelables.

Cette étude s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- une relative stabilité des coûts des combustibles par rapport à leur moyenne historique ;
- un signal prix du CO₂ homogène au niveau européen, qui apparaît plus efficace dans un système électrique interconnecté.

L'étude apporte également les enseignements suivants :

- la mise en place d'un prix de CO₂ élevé induit une utilisation du gaz accrue au détriment du charbon comme combustible pour le système électrique européen, la part de la production dans le mix électrique passant alors de près de 15% actuellement à plus de 40% ;
- l'effet prix de la tonne de CO₂ pourrait induire des hausses importantes sur les coûts variables de production et les prix de marché et ainsi sur la facture des consommateurs. Si cet effet peut être positif pour l'environnement en se traduisant par une rentabilité accrue des actions d'efficacité énergétique, il conviendra toutefois d'être attentif aux modalités de redistribution des recettes issues de la régulation du CO₂, afin de limiter le surcoût qui pourrait peser sur les différents acteurs économiques.

Étude disponible sur : http://www.rte-france.com/sites/default/files/etude_signal_prix_co2.pdf

Figure 3.21 : Émissions annuelles pour l'ensemble des pays modélisés

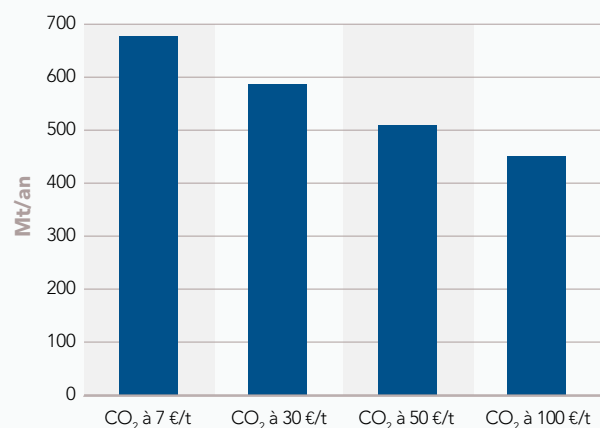


Figure 3.22 : Production annuelle des centrales au lignite, au charbon et au gaz pour l'ensemble des pays modélisés

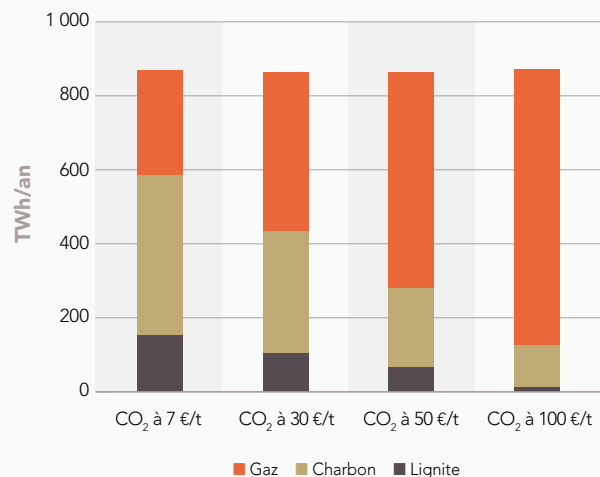


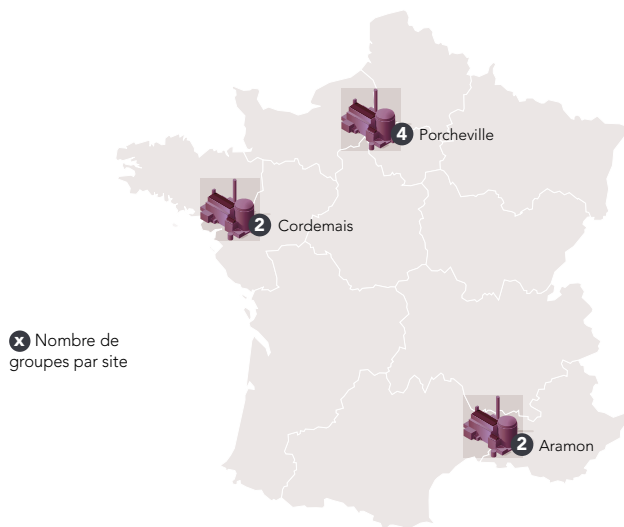
Figure 3.23 : Carte des groupes fioul au 1^{er} janvier 2016

Figure 3.24 : Hypothèses d'évolution du parc fioul

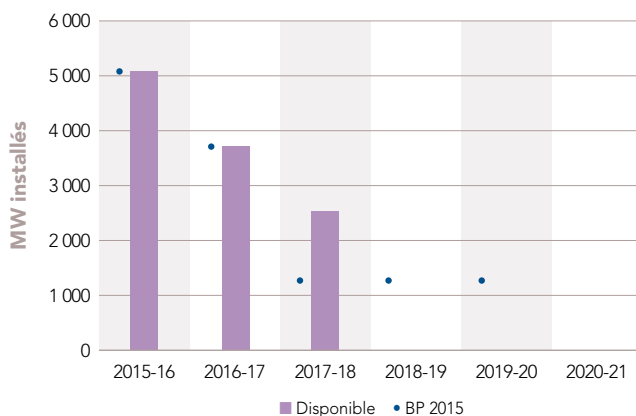
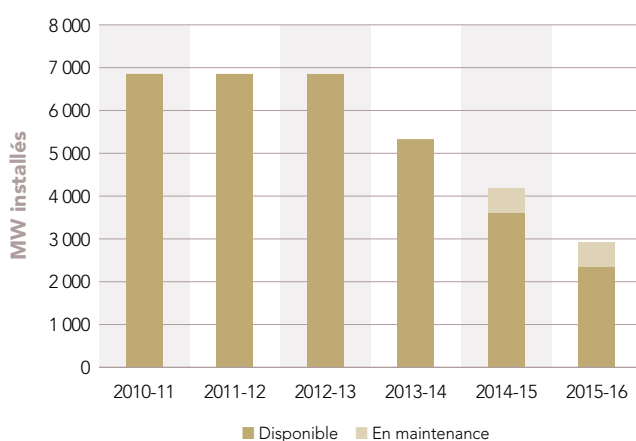


Figure 3.25 : Historique de la capacité installée du parc charbon en France



2016-2017. Au-delà de la prise en compte de ces annonces qui conduit au retrait de 4500 MW dès le premier hiver, le scénario « thermique bas » considère qu'à partir de l'hiver 2017-2018, la totalité du parc charbon est à l'arrêt et la moitié des cycles combinés au gaz ainsi qu'une partie des cogénérations sont fermées ou mises sous cocon.

L'offre thermique sur les cinq prochaines années est supposée évoluer sur une trajectoire intermédiaire située entre les deux scénarios thermiques encadrants. Elle dépendra *in fine* des arbitrages des acteurs du marché. Outre les questions d'équilibre économique, d'autres considérations, en lien notamment avec l'environnement politique ou social, entreront vraisemblablement en ligne de compte dans les décisions des producteurs de maintenir ou non en fonctionnement leurs installations thermiques.

3.4.1. Groupes fioul

État des lieux de la filière

Le parc est constitué au 1^{er} janvier 2016 de huit turbines à vapeur alimentées par une chaudière au fioul, pour une capacité totale de 5,1 GW. Ces installations, mises en service dans les années 70 sur les sites d'Aramon, Cordemais et Porcheville, atteignent aujourd'hui des durées d'exploitation comprises entre 39 et 48 ans.

Ces moyens de pointe ont fonctionné en moyenne moins d'une cinquantaine d'heures en 2015. Les difficultés de rentabilité de ces centrales ont conduit le producteur à envisager la fermeture de l'intégralité de ce parc.

Ainsi, les deux unités du site d'Aramon (1,3 GW) ont été fermées en 2016, tandis que le producteur a annoncé un projet de fermeture de l'ensemble des autres tranches d'ici 2018, y compris celles ayant fait l'objet de travaux d'adaptation aux normes environnementales.

Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

Le Bilan prévisionnel 2016 retient l'hypothèse du maintien de six groupes fioul sur l'hiver 2016-2017, suivi de la fermeture de deux groupes avant l'hiver 2017-2018, puis des quatre derniers avant l'hiver 2018-2019 (cf. Figure 3.24).

*Le dernier groupe fioul
fermera en 2018.*

Ces hypothèses conduisent à une capacité du parc fioul comparable à celle du Bilan prévisionnel 2015 au cours du prochain hiver, et supérieure de 1,3 GW lors de l'hiver 2017-2018. Au-delà, les hypothèses sont inférieures de 1,3 GW à celles retenues dans l'exercice précédent.

3.4.2. Groupes charbon

État des lieux de la filière

Le parc charbon français a été construit en deux temps : le développement massif de groupes de 250 MW dans les années 70 ainsi que d'un groupe de 600 MW a précédé la mise en service de cinq groupes de 600 MW dans les années 80.

Ces derniers ont fait l'objet de travaux d'adaptation leur permettant de respecter les limites d'émission en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016 tandis que la filière des groupes de 250 MW a été progressivement mise à l'arrêt entre 2013 et 2015.

Parmi les cinq groupes de 600 MW en exploitation, deux groupes ont successivement effectué une maintenance longue, de l'ordre d'une année, en 2014 et 2015. Un troisième groupe est en cours de maintenance pour un retour prévu début 2017.

Les centrales charbon sont actuellement plus compétitives que les cycles combinés au gaz (du fait des cours actuels des combustibles et du prix du CO₂), alors qu'elles émettent plus de CO₂ par MWh produit. Ainsi, elles ont fonctionné en moyenne environ 3600 heures équivalentes pleine puissance en 2015.

Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

Au-delà de l'indisponibilité sur l'hiver 2016-2017 du dernier groupe en maintenance longue, les hypothèses retenues sont :
 → dans le scénario « thermique haut », le maintien en fonctionnement de l'ensemble du parc jusqu'à l'hiver 2019-2020, suivi du retrait de deux groupes charbons à l'hiver 2020-2021 ;
 → dans le scénario « thermique bas », le retrait rapide de l'ensemble des installations, avec la mise à l'arrêt de deux premiers groupes (1200 MW) dès l'hiver 2016-2017, puis des trois autres à partir de l'hiver 2017-2018.

3.4.3. Cycles combinés au gaz

État des lieux de la filière

Dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et stimulés par des perspectives de croissance de la consommation électrique, les premiers cycles combinés au gaz ont été mis en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé, compris

Figure 3.26 : Carte des centrales thermiques au charbon au 1^{er} janvier 2016

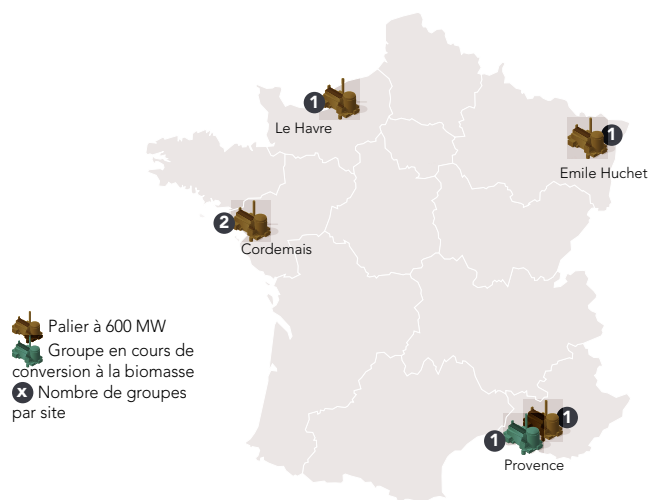


Figure 3.27 : Hypothèses d'évolution du parc charbon

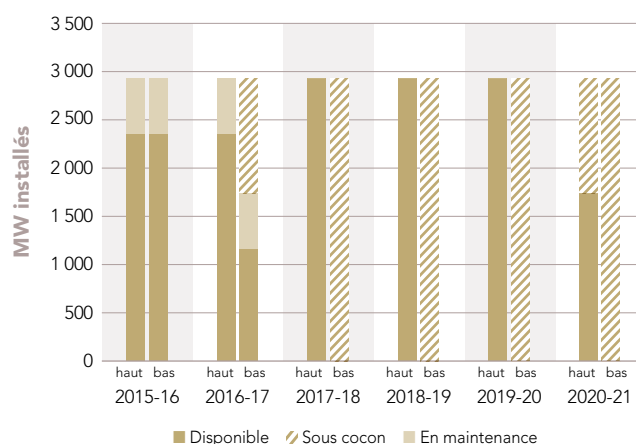
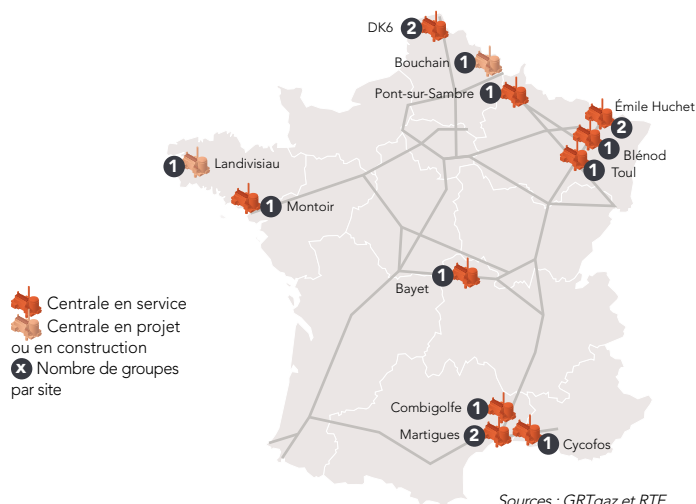


Figure 3.28 : Carte des cycles combinés au gaz au 1^{er} janvier 2016



Sources : GRTgaz et RTE

entre 57 et 61 %, contre 35 % environ pour une centrale thermique classique. Par ailleurs, l'impact environnemental de ce type de centrales fonctionnant au gaz naturel est moindre que celui d'une centrale thermique classique, avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié. Enfin, 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 opérationnelles principalement concentrées entre 2008 et 2012. En 2016, le parc français compte treize cycles combinés au gaz, pour une capacité installée de 5,7 GW.

Figure 3.29 : Estimation des coûts variables de production comparés d'un cycle combiné au gaz et d'un groupe charbon

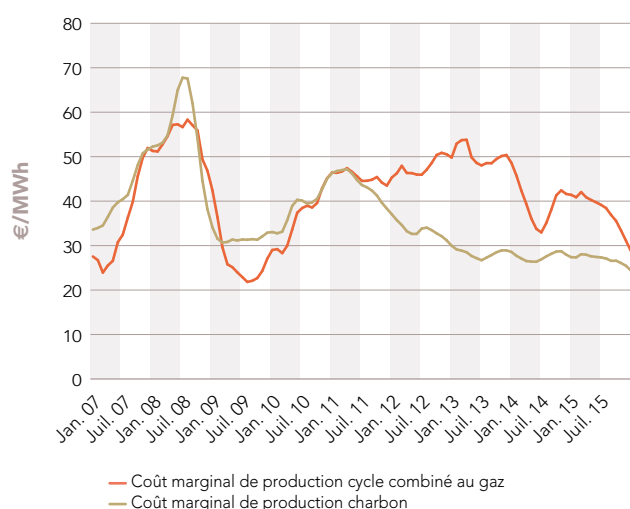
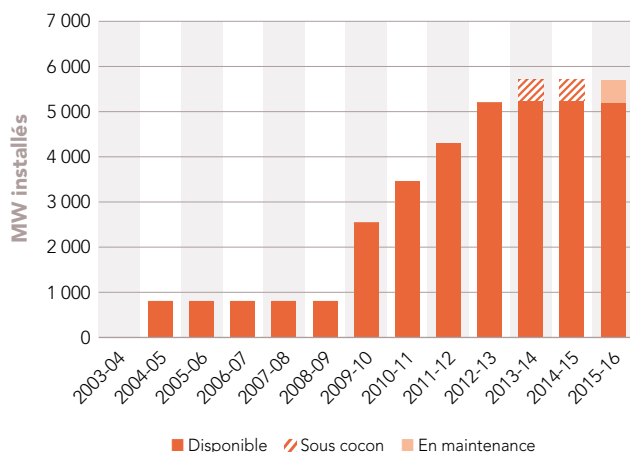


Figure 3.30 : Historique de la capacité installée du parc de cycles combinés au gaz en France



Le développement des cycles combinés au gaz s'est, depuis, fortement ralenti, puisqu'en 2016, seules deux nouvelles installations sont en cours de construction. Une unité doit être mise en service à Bouchain courant 2016 tandis que le projet de Landivisiau – retenu à l'issue de l'appel d'offres mené par la CRE en 2011 dans le cadre de la sécurisation de l'alimentation électrique en Bretagne – fait l'objet d'une enquête de la Commission européenne visant à évaluer la conformité du dispositif d'appel d'offres avec les règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État.

L'essor industriel de cette filière en Europe, et notamment en France, a été freiné par la baisse de la croissance de la demande électrique depuis 2008 et le développement des énergies renouvelables mais également par la concurrence accrue des centrales à charbon européennes.

En effet, ces dernières ont connu un regain d'activité important en raison de l'évolution des prix des combustibles. D'un côté, le prix du charbon a fortement baissé en Europe, sous l'effet du développement du gaz de schiste aux États-Unis, induisant une contraction de la demande américaine et, par ricochet, une surabondance de l'offre de charbon en Europe. À l'inverse, les prix du gaz – tirés par la hausse de la demande en Asie consécutive à l'accident de Fukushima – ont sensiblement augmenté. Cette évolution des prix des combustibles, combinée à des prix du CO₂ extrêmement bas sur le marché ETS, a eu pour conséquence de rendre les centrales au gaz moins compétitives que celles au charbon. Ainsi, à l'exception de début 2007 et de mi-2009, le charbon est systématiquement plus compétitif que le gaz (cf. Figure 3.29).

L'ensemble de la filière des cycles combinés au gaz est affecté par ces difficultés, mais les implications sont différentes selon les stratégies et les portefeuilles de production des acteurs concernés. Certains producteurs – en France comme dans le reste de l'Europe – maintiennent leurs groupes en fonctionnement malgré des revenus faibles sur le marché de l'énergie. D'autres ont décidé du retrait saisonnier voire de la mise sous cocon temporaire de certaines unités, afin d'en limiter les coûts fixes et de préserver les matériels dans l'attente de conditions de marché plus favorables. Cependant, les contraintes techniques et les coûts induits par le maintien des groupes sous cocon interrogent quant à la prolongation de cette mesure au-delà de quelques années. Ainsi, en France, un groupe a été mis sous cocon durant deux ans, avant de finalement revenir sur le marché à l'hiver 2015-2016 (cf. Figure 3.30).

De manière générale, la stratégie des producteurs à l'égard de leurs groupes dépendra du contexte économique et réglementaire. Les cycles combinés au gaz ont fonctionné en moyenne environ 2300 heures équivalentes pleine puissance en 2015.

Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

Les hypothèses d'évolution du parc de cycles combinés au gaz à moyen terme considèrent :

- le retour à l'été 2016 d'une unité à l'issue d'une période de maintenance longue ;
- la mise en service, conformément au calendrier prévu, du groupe de Bouchain d'ici à l'hiver 2016-2017.

Par ailleurs, les deux scénarios encadrants prévoient :

- pour le scénario « thermique haut » : la mise en service du projet de Landivisiau à l'hiver 2020-2021 (décalée de deux hivers) ainsi que le maintien en disponibilité des autres unités, à l'exception d'une unité qui est déclarée indisponible à partir de mai 2017, selon les informations publiées dans la plateforme Transparence¹⁹. Par prudence, cette indisponibilité est prolongée jusqu'à la fin de l'horizon d'étude (la date de retour déclarée sur la plateforme étant 2019) ;
- pour le scénario « thermique bas » : la mise sous cocon de huit des treize groupes actuels dès l'hiver 2016-2017 pour une puissance cumulée de 3 300 MW, conformément aux annonces les plus récentes des producteurs, et aucune mise en service de nouveau cycle combiné au gaz.

3.4.4. Parc de turbines à combustion

État des lieux de la filière

Le parc actuel compte treize unités de forte puissance (plus de 80 MW), alimentées au fioul ou au gaz²⁰, pour une puissance cumulée de l'ordre de 1,9 GW.

Les centrales à cogénération fonctionnant en cycle ouvert (le fonctionnement est alors similaire à celui d'une turbine à combustion) et les turbines à combustion de plus faible puissance sont traitées au chapitre 3.4.5.

Ces installations, dont plus des deux tiers ont été mises en service après 2007, sont conformes aux normes environnementales entrées en vigueur au 1^{er} janvier 2016 et doivent pouvoir être maintenues en fonctionnement sur tout l'horizon de moyen terme. L'arrêt des plus anciennes unités pourrait intervenir après une quarantaine d'années de fonctionnement, soit à l'hiver 2021-2022, au-delà donc de l'horizon de l'étude.

¹⁹ En application du règlement européen « REMIT », les indisponibilités des groupes de production sont déclarées par les producteurs sur la plateforme Transparence (<https://transparency.entsoe.eu/>) ²⁰ Les unités de Montereau, les plus récentes, sont bicombustibles et utilisent au choix du fioul ou du gaz naturel

Figure 3.31 : Hypothèses d'évolution du parc de cycles combinés au gaz

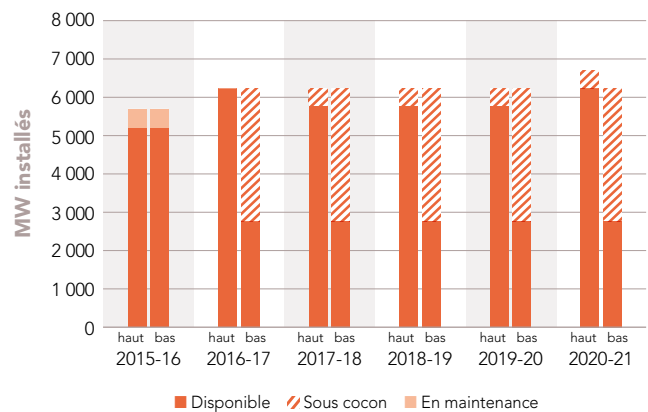


Figure 3.32 : Carte des turbines à combustion de plus de 80 MW au 1^{er} janvier 2016

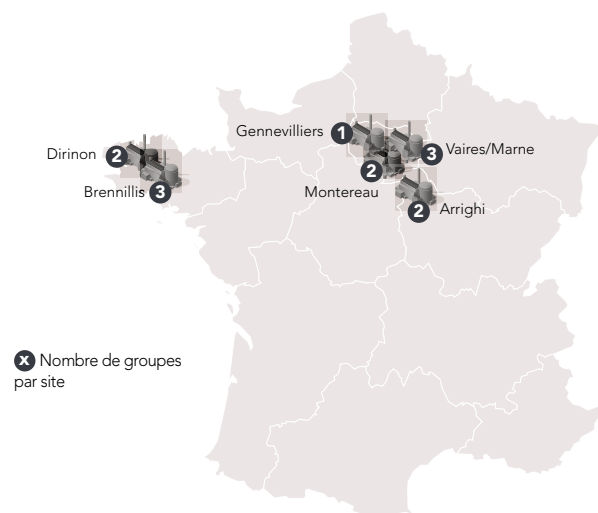
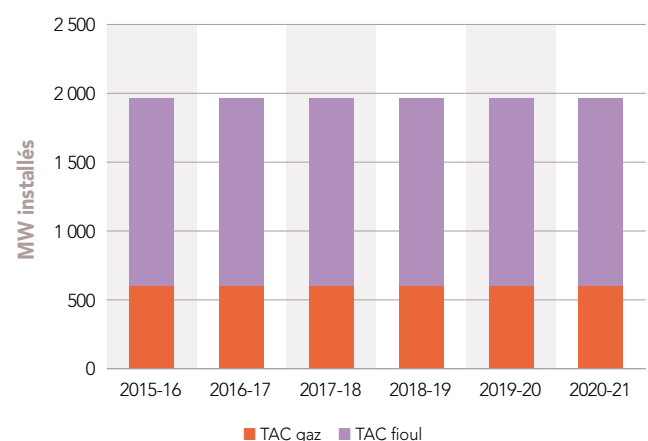


Figure 3.33 : Hypothèses d'évolution du parc de turbines à combustion de plus de 80 MW en France



Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

Le Bilan prévisionnel 2016 considère une stabilité du parc de turbines à combustion sur l'ensemble de l'horizon de moyen terme, dans la continuité des hypothèses du Bilan prévisionnel précédent.

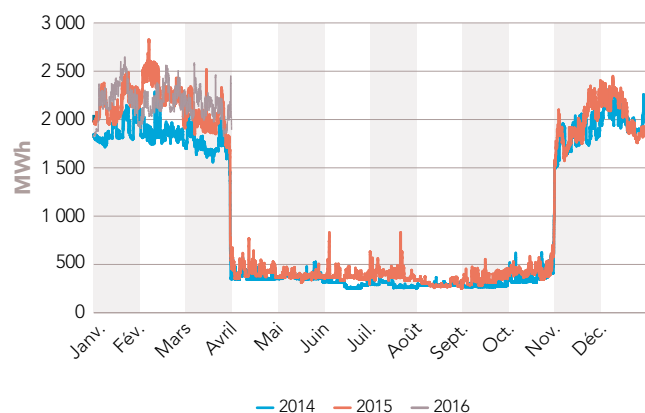
3.4.5. Parc thermique décentralisé

État des lieux de la filière

Le parc de production thermique décentralisée regroupe toutes les installations thermiques à flamme autres que celles décrites précédemment. Il est composé pour l'essentiel de cogénérations fonctionnant au gaz, ainsi que de groupes diesel et de quelques petites turbines à vapeur fonctionnant au fioul ou au gaz. Au 1^{er} janvier 2016, la puissance totale installée est d'environ 5,8 GW.

De 1997 à 2006, les cogénérations raccordées aux réseaux de transport ou de distribution ont bénéficié de contrats d'obligation d'achat. Ces contrats ayant été conclus pour une durée de douze ans à compter de la date de mise en service industrielle des installations, ils sont aujourd'hui arrivés à expiration pour la majeure partie d'entre eux. Depuis, une partie des unités a opté pour un renouvellement de contrat pour une période de douze ans moyennant des opérations de rénovation (et éventuellement après une baisse de puissance), d'autres ont été fermées faute de rentabilité, et enfin un certain nombre a opté pour un fonctionnement sur le marché.

Figure 3.34 : Historique de production des cogénérations fonctionnant au gaz en France



Cogénérations gaz sous obligation d'achat

Au 1^{er} janvier 2016, la puissance installée des cogénérations au gaz fonctionnant sous régime d'obligation d'achat est d'environ 1,9 GW.

Les contrats d'obligation d'achat portant sur la période hivernale, la production se concentre essentiellement du mois de novembre au mois de mars (cf. Figure 3.34). L'essentiel de ces unités fonctionnent « en bande », tandis que les autres font l'objet d'une contractualisation spécifique²¹ et sont sollicitées sur appel du producteur obligé pendant les périodes de tension sur le système. En dehors de la période hivernale, seules certaines unités, associées à des processus industriels pour la plupart continuent de fonctionner en raison d'un besoin de chaleur permanent des acteurs associés.

Compte tenu de la durée des contrats d'obligation d'achat, et du remplacement d'unités en fin de vie par de la micro ou de la mini-cogénération, une stabilité du parc de cogénérations gaz sous obligation d'achat est attendue, sur tout l'horizon de moyen terme.

Cogénérations gaz fonctionnant hors obligation d'achat

Au 1^{er} janvier 2016, la puissance installée de cogénération au gaz fonctionnant hors obligation d'achat est d'environ 2 GW. Il s'agit, pour l'essentiel, d'unités de plus de 12 MW bénéficiant désormais d'une prime de capacité temporaire mise en place en 2013, puis étendue en 2015 à l'ensemble des cogénérations hors obligation d'achat. Cette prime est conditionnée à la disponibilité sur le mécanisme d'ajustement ; elle est effective pour trois ans, jusqu'à la fin 2016, dans l'attente du mécanisme de capacité.

Après une période de forte érosion du parc de cogénération de plus de 12 MW, le volume de production ayant opté pour ce mécanisme a sensiblement augmenté ces dernières années²².

L'essentiel de ce parc est assimilé à une capacité de production arbitrage, essentiellement valorisée sur les marchés et sur le mécanisme d'ajustement. Le reste fonctionne « en bande ».

Compte tenu du fait que le prix de la capacité du mécanisme de capacité ne saurait être aussi rémunérateur que le mécanisme de soutien actuel²³, une partie du parc pourrait devenir indisponible dès 2017, à l'expiration du dispositif transitoire de rémunération.

²¹ Des cogénérations sont valorisées au travers du dispositif de « mise à disposition du système électrique » (cf. https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/OA_prevision_production.jsp?typeObjet=mdse) ²² De l'ordre de 1,1 GW de puissance garantie l'hiver 2013-2014, puis 1,3 GW hiver 2014-2015 et 1,5 GW à l'hiver 2015-2016 (sur total d'environ 2 GW installés de cogénérations gaz hors obligation d'achat). ²³ Le prix de la capacité du mécanisme de capacité est limité à 40 k€/MW, alors que la prime de disponibilité des contrats type « CS15 » est de 45 k€/MW.

De plus, les cogérations hors obligation d'achat sont particulièrement vulnérables aux fluctuations du prix du gaz, au niveau de rémunération de la capacité et au prix du CO₂. Toutefois, certaines unités pourraient être maintenues du fait de l'existence de contrats de long terme passés avec des industriels pour la fourniture de chaleur ou par les revenus tirés de la fourniture de réserves rapide ou complémentaire.

Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

Pour l'hiver prochain, l'hypothèse retenue considère une stabilité de la puissance disponible des cogérations sous obligation d'achat et une érosion d'environ 500 MW de celle des cogérations hors obligation d'achat.

Pour les hivers suivants, l'évolution du parc et de sa disponibilité sont tributaires des conditions économiques et réglementaires à venir :

- dans le scénario « thermique haut », l'hypothèse retenue pour l'hiver 2016-2017 est prolongée sur tout l'horizon d'étude ;
- dans le scénario « thermique bas », une érosion supplémentaire de l'ordre de 1000 MW est considérée sur la puissance disponible des cogérations hors obligation d'achat.

Reste du parc thermique décentralisé

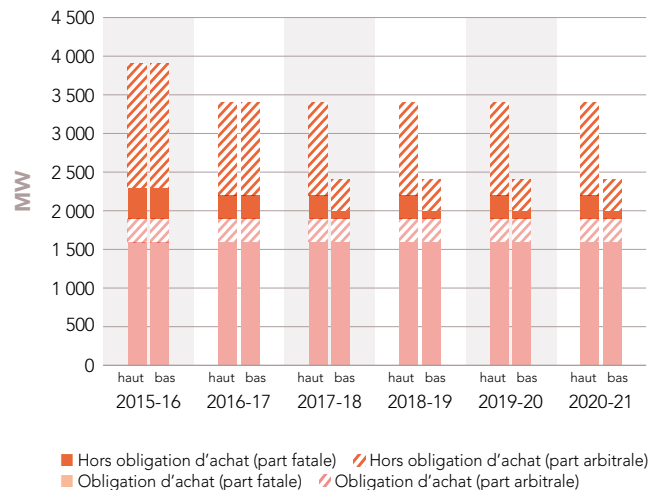
Le reste du parc thermique décentralisé est constitué de groupes de faible puissance unitaire (quelques MW) essentiellement raccordés aux réseaux de distribution.

Celui-ci représente une puissance installée totale de l'ordre de 1,8 GW, fonctionnant au fioul (groupes diesel ou cogérations) ou au gaz.

Cette capacité totale se répartit selon trois modes de fonctionnement :

- en secours local de sites industriels ou tertiaires, pour une majorité du parc ;

Figure 3.35 : Hypothèses d'évolution du parc de cogénération gaz



- sur le marché, pour 500 MW, essentiellement via des offres sur le mécanisme d'ajustement. Cette puissance est constituée en majorité de groupes diesel ;
- en bande, pour environ 250 MW en hiver. L'essentiel de la production provient de groupes de cogénération au fioul.

Hypothèses d'évolution du parc installé à moyen terme

Les unités utilisées en secours ne participent pas directement²⁴ à l'équilibre national du système. Leur puissance est donc considérée en « cocon ou assimilé » dans les hypothèses de production. Le reste du parc constitue une puissance hivernale d'environ 750 MW dont 250 MW fonctionne « en bande ». Compte tenu des faibles puissances en jeu, et de l'existence de rémunérations complémentaires pour certaines unités²⁵, le volume global de ces installations est considéré comme pérenne sur l'horizon d'étude dans les deux scénarios « thermique haut » et « thermique bas ».

²⁴ Une partie des groupes peut toutefois être utilisée pour réduire la consommation des sites industriels ou tertiaire sur lesquels ils sont implantés ; cette capacité peut participer aux effacements de consommation. ²⁵ Ces groupes bénéficiaient d'un dispositif d'obligation d'achat désormais expiré pour la plupart. Dès lors, la disponibilité de la plupart de ces groupes est valorisée pour la fourniture de réserves rapide et complémentaire.

3.5. Effacements

En termes d'équilibre offre-demande d'électricité, il est équivalent d'accroître la production ou de réduire la consommation. Au-delà des mesures d'efficacité énergétique qui contribuent à réduire de manière structurelle les puissances consommées, il est possible de commander l'effacement ponctuel d'une partie de la demande de certains consommateurs. Ces actions volontaires d'effacement permettent des réductions de puissance consommée et constituent un levier d'ajustement de l'offre à la demande au même titre que des moyens de production flexibles. Économiquement, les effacements de consommation peuvent ainsi constituer une alternative efficace aux moyens de production les plus coûteux mobilisés lors des pointes de consommation et pourraient même, dans les cas les plus extrêmes, éviter des situations où toute la production disponible serait insuffisante à satisfaire la demande.

État des lieux

Les effacements sont aujourd'hui valorisés par plusieurs dispositifs dont les principaux sont :

- des effacements tarifaires historiques apparus dans les années 80 et 90 à travers les options EJP et Tempo. Le principe est d'inciter le consommateur à réduire de lui-même sa consommation au moyen d'un tarif très élevé sur un certain nombre de périodes de durée fixe signalées en hiver. En contrepartie, le tarif est plus attractif en dehors de ces périodes. À noter que depuis le 1^{er} novembre 2014, RTE gère le signal Tempo et le relaie sur l'application *éCO₂mix*²⁶, ce qui permet à l'ensemble des fournisseurs de proposer de tels tarifs. Les contrats historiques proposant ces options d'effacement ont progressivement été retirés entraînant une érosion de la puissance disponible. Cette baisse s'est accélérée par la fin des tarifs réglementés jaune et vert au 1^{er} janvier 2016, prévue par l'article L337-9 du Code de l'énergie ;
- des offres contractualisées bilatéralement entre un consommateur et son fournisseur qui peuvent contenir des clauses d'effacement adaptées ;
- des offres de marché permettant aux consommateurs de valoriser leurs effacements sur différents mécanismes de marché par exemple par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement. À titre d'exemple, lors du dernier appel d'offres « effacements de consommation » lancé par RTE pour l'année 2016, jusqu'à 200 MW d'effacement diffus et près de 1900 MW d'effacement industriel ont été retenus.

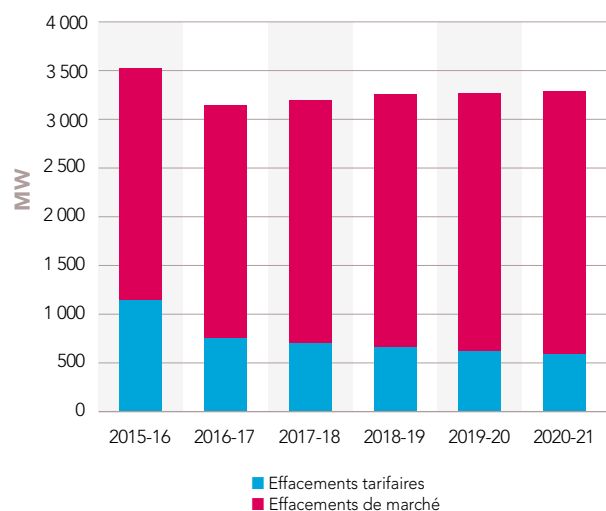
Hypothèses d'évolution des effacements à moyen terme

Les hypothèses d'évolutions se distinguent suivant le type de valorisation des effacements :

- les effacements tarifaires devraient continuer leur érosion dans les années à venir et n'être que partiellement remplacés, sur les sites concernés, par des effacements fournisseurs et des effacements de marché. Avec un volume de 800 MW sur l'hiver 2016-2017, contre 6000 MW dans les années 90, cette capacité devrait diminuer jusqu'à environ 600 MW à la fin de l'horizon de moyen terme ;
- les effacements fournisseurs et de marché devraient quant à eux croître, soutenus par les nouveaux contrats des fournisseurs et les appels d'offres organisés par RTE. Ces développements devraient permettre de compenser partiellement la réduction des effacements tarifaires sur les sites historiques, générer de nouvelles capacités sur d'autres sites, et ainsi maintenir la capacité totale disponible légèrement au-dessus de 3000 MW.

Les mécanismes de marché mis en place par RTE permettent de stabiliser le volume d'offres d'effacement sur l'horizon de moyen terme.

Figure 3.36 : Hypothèses d'évolution des effacements



²⁶ <http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix>

RTE conclut des contrats d'interruptibilité auprès des sites à profil d'interruption instantanée dans la limite de 1 600 MW. Ces capacités sont susceptibles d'être déjà comptabilisées car elles peuvent participer également à d'autres méca-

nismes de marché. À titre conservatif, les contrats d'interruptibilité ne sont pas assimilés à une augmentation de la puissance d'effacement disponible pour l'analyse de sécurité du Bilan prévisionnel.



ACTIONS DE RTE POUR SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DES EFFACEMENTS

En tant que gestionnaire du réseau de transport, RTE participe activement au développement et à la mise en œuvre des nouvelles solutions de marché contribuant à l'équilibre offre-demande du système, comme les effacements. RTE intervient à différents niveaux pour favoriser l'émergence des offres d'effacement, à la réussite de leur mise en place et à leur valorisation en énergie et/ou en capacité.

L'ensemble des mécanismes déjà mis en œuvre permet aujourd'hui à la France d'être classée au premier rang en Europe dans l'intercomparaison annuelle du SEDC*, qui évalue le degré d'ouverture des marchés aux effacements de consommation.

Appels d'offres spécifiques aux effacements, aux réserves rapides et complémentaires

L'article 7 de la loi NOME prévoit que « le gestionnaire du réseau public de transport organise un appel d'offres (...) pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans ». Dans ce cadre, RTE a contractualisé en 2015 la mise à disposition de capacités d'effacement activables sur le mécanisme d'ajustement** auprès des acteurs d'ajustement pour l'année 2016. Les offres des sociétés Actility, EDF, Energy Pool Développement, Engie, Smart Grid Energy, Valoris Energie et Voltalis ont été retenues pour un volume total qui varie entre 1 500 MW et 2 100 MW au cours de l'année.

Conformément à l'article 321-11 du Code de l'énergie, RTE veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. À ce titre, il organise des appels d'offres permettant de s'assurer que des offres d'ajustement portant sur des quantités suffisantes seront quotidiennement soumises sur le mécanisme d'ajustement et que les délais de mise en œuvre associés à ces offres seront compatibles avec les impératifs de sûreté du système électrique. Dans ce contexte, RTE contractalise 1 000 MW de réserve rapide (activable en 13 minutes) et 500 MW de réserve complémentaire (activable en 30 minutes), parmi lesquelles les effacements sont en concurrence avec les offres de production.

Contrats d'interruptibilité

L'article L. 321-19 du Code de l'énergie dispose que « lorsque le fonctionnement normal du réseau public de transport est menacé de manière grave et immédiate ou requiert des appels aux réserves mobilisables, le gestionnaire du réseau public de transport procède, à son initiative, à l'interruption instantanée de la consommation des consommateurs finals raccordés au réseau public de transport et à profil d'interruption instantanée. Les sujétions de service public ainsi imposées aux consommateurs finals agréés à profil d'interruption instantanée font l'objet d'une compensation par le gestionnaire du réseau public de transport au titre du coût de la défaillance à éviter ».

Les arrêtés du 22 décembre 2015 pris en application de l'article L. 321-19 du Code de l'énergie prévoient les modalités de contractualisation par RTE des capacités interruptibles auprès des sites à profil d'interruption instantanée raccordés au réseau public de transport. Au titre de ces arrêtés, RTE conclut des contrats d'interruptibilité dans la limite de 1 600 MW. Il est également précisé : « la puissance interruptible d'un site à profil d'interruption instantanée peut participer aux mécanismes prévus par les articles L. 321-10, L. 321-11 et L. 271-1 du Code de l'énergie. L'énergie effectivement activée et valorisée sur l'un des mécanismes précités ne peut faire l'objet d'une rémunération au titre de l'interruptibilité ».

Ainsi, les puissances contractualisées au titre de contrats d'interruptibilité peuvent également être proposées par les acteurs sur des dispositifs tels que le mécanisme d'ajustement ou les réserves rapides.

* Smart Energy Demand Coalition – <http://www.smartenergydemand.eu/?p=6533>

** Toutes les informations concernant le mécanisme d'ajustement sont fournies sur le site de RTE, à la page http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/vie_mecanisme.jsp

+ ACTIONS DE RTE POUR SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DES EFFACEMENTS

Dans une approche prudente, et afin d'éviter de surévaluer les capacités disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande, les capacités interruptibles ne sont pas considérées comme une puissance additionnelle aux effacements de marché ; elles ne sont pas prises en compte dans l'analyse d'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité permet de valoriser les actions de maîtrise de la consommation à la pointe, qu'elles soient mises en œuvre par des fournisseurs ou par des opérateurs d'effacement. Le mécanisme autorise, en effet, deux types de valorisation pour les actions de maîtrise de la courbe de charge :

- une valorisation explicite pour les effacements de consommation par l'émission de certificats de capacité ;
- une valorisation implicite par la réduction de l'obligation de capacité pour les fournisseurs qui permettront les actions de modération de la consommation.

Mécanisme NEBEF

La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 a introduit, dans le Code de l'énergie, la possibilité pour les opérateurs d'effacement de valoriser l'énergie des sites de soutirage indépendamment de l'accord des fournisseurs d'énergie. En contrepartie, les opérateurs d'effacement acquittent un versement aux fournisseurs. Ces dispositions ouvrent la possibilité de valoriser l'énergie effacée sur les marchés, que ce soit sur le mécanisme d'ajustement ou bien sur les marchés de l'énergie. La participation des effacements aux marchés spot et infra-journalier fait l'objet de règles de marché dédiées, dans le cadre d'un mécanisme dénommé « NEBEF » (notification d'échange de blocs d'effacement).

RTE a mis en place le mécanisme « NEBEF » dès la fin de l'année 2013 sous la forme d'une expérimentation. Les règles de marché « NEBEF 2.0 », prises en application du décret n°2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité, ont pérennisé le mécanisme tout en y apportant des degrés de souplesse supplémentaires. Son évolution s'est poursuivie avec l'entrée en vigueur en avril 2016 des règles « NEBEF 2.1 » qui, en application de la décision de la Commission de régulation de l'énergie du 11 février 2016, ont intégré au mécanisme des améliorations issues de la concertation avec les acteurs de marché.

Le mécanisme NEBEF évoluera à nouveau en 2017, notamment pour intégrer les dispositions de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et des textes réglementaires la déclinant, s'agissant en particulier de la prise en compte des économies d'énergie liées aux effacements dans le versement des opérateurs d'effacement aux fournisseurs.

+ EFFACEMENTS VOLONTAIRES : LES DISPOSITIFS ECOWATT EN BRETAGNE ET EN PACA



Dans les régions déficitaires en moyens de production (Bretagne, Est-PACA), l'allègement des contraintes sur le réseau de transport peut aussi intégrer une action volontaire des consommateurs, incités de façon préventive à réduire leur consommation d'électricité en période de tension.

C'est pourquoi RTE poursuit le développement des dispositifs ÉcoWatt Bretagne* et ÉcoWatt PACA** en partenariat avec les collectivités territoriales. Ces dispositifs invitent les consommateurs, particuliers, collectivités et entreprises, de Bretagne et de la région PACA, à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité en hiver, aux heures où sont constatés des pics de consommation. Ces dispositifs ont démontré leur efficacité lors d'hivers rigoureux avec un impact sur la pointe de consommation régionale de l'ordre de 3%.

* <http://www.ecowatt-bretagne.fr/>

** <http://www.ecowatt-paca.fr/>

3.6. Synthèse du parc de production

3.6.1. Synthèse des évolutions de l'offre à moyen terme

Les hypothèses retenues conduisent à atteindre en fin d'horizon une puissance installée d'énergie renouvelable de l'ordre de 55 GW (dont 17 GW d'éolien et 10 GW de solaire photovoltaïque).

Le parc nucléaire reste stable à 63 GW installés.

Dans un contexte empreint d'incertitudes, deux scénarios volontairement contrastés d'évolution du parc thermique à flamme sont retenus et encadrent les futurs possibles de la

filière. Tous intègrent un déclassement progressif mais complet de la filière fioul.

Le scénario «thermique bas» retient l'hypothèse d'un arrêt total du parc charbon échelonné sur les hivers 2016-2017 et 2017-2018, ainsi que de la mise sous cocon de la moitié des cycles combinés au gaz et d'une partie des cogénérations dès l'hiver 2016-2017. Le scénario «thermique haut» maintient la totalité de ces groupes dans le système, à l'exception des indisponibilités déclarées et de deux groupes charbon dont le retrait est envisagé à l'hiver 2020-2021. Dans le scénario «thermique haut», la puissance thermique installée hors cocon et maintenance passe de 19 GW en 2016 à 14 GW en 2021. Dans le scénario «thermique bas», la valeur atteinte en 2021 est de 8 GW.

Figure 3.37 : Évolution de l'offre²⁷ en France entre 2016 et 2021

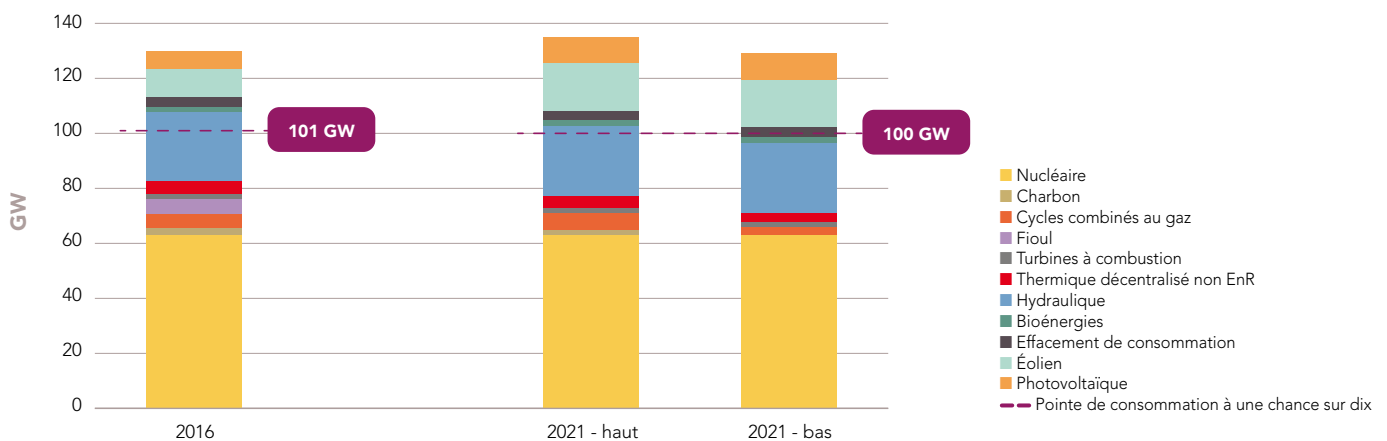
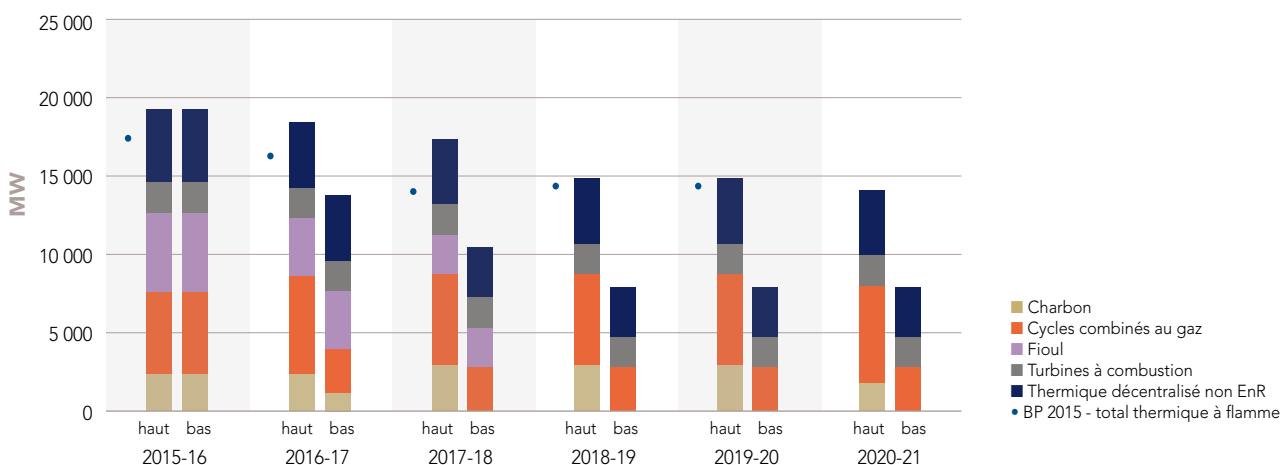


Figure 3.38 : Hypothèses de capacités disponibles²⁷ du parc thermique à flamme dans les scénarios «thermique haut» et «thermique bas»



²⁷ Les capacités disponibles excluent les moyens de production en maintenance ou en cocon.

En complément de ces scénarios, des variantes explorent respectivement une accélération du déploiement des énergies renouvelables et une érosion du parc nucléaire en fin d'horizon.

Tableau 3.3 : Synthèse des hypothèses de capacités disponibles dans les scénarios « thermique haut » et « thermique bas »

Valeurs au 1 ^{er} janvier (en GW)*	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nucléaire	63,1	63,1	63,1	63,1	63,0	63,0
Charbon	2,4	2,4/1,2	2,9/0	2,9/0	2,9/0	1,7/0
Cycles combinés au gaz	5,2	6,2/2,8	5,8/2,8	5,8/2,8	5,8/2,8	6,2/2,8
Fioul	5,1	3,7	2,5	0,0	0,0	0,0
Turbines à combustion	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Thermique décentralisé non EnR	4,7	4,2	4,2/3,2	4,2/3,2	4,2/3,2	4,2/3,2
Bioénergies	1,7	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Hydraulique	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
Éolien	10,3	11,3	12,3	13,3	15,3	17,3
Photovoltaïque	6,1	6,9	7,6	8,3	9,0	9,7
Effacements de consommation	3,5	3,2	3,2	3,3	3,3	3,3

* Lorsque deux valeurs sont indiquées, la première correspond au cas « thermique haut » et la seconde au cas « thermique bas ».

** On considère en cocon la capacité ne pouvant pas répondre à des besoins système et estimée sur la base des historiques réalisés.

3.6.2. Évolutions du parc de production par rapport au Bilan prévisionnel 2015

Les modifications d'hypothèses relatives au parc de production entre les éditions 2016 et 2015 du Bilan prévisionnel résultent en grande partie des éléments de contexte suivants.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie a clarifié les objectifs des filières énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables est ainsi légèrement accentué par rapport au précédent Bilan prévisionnel, notamment pour la filière solaire photovoltaïque avec 1 GW installé par an. Une variante haute explore un doublement du rythme de déploiement éolien et solaire (soit 2 GW par an pour chaque filière), en lien avec les objectifs 2023 de la PPE.

Les producteurs ont exprimé de nouvelles intentions concernant l'avenir de leurs installations

Tous les groupes fioul centralisés font désormais l'objet d'un projet de fermeture d'ici 2018. Cela concerne également les deux unités ayant fait l'objet de travaux de mise en conformité aux normes environnementales, et considérées disponibles dans la précédente édition du Bilan prévisionnel.

Le débat engagé sur les perspectives d'évolution du signal prix CO₂ et l'enquête de la Commission européenne sur le mécanisme de capacité français ouvrent un nouveau champ d'incertitudes sur la filière thermique à flamme

À la différence du Bilan prévisionnel 2015, l'édition 2016 considère un faisceau enveloppe encadré par deux scénarios contrastés d'évolution du parc thermique à flamme qui correspondent à des environnements économiques et réglementaires plus ou moins favorables :

- le scénario « thermique haut » conduit à une puissance installée hors maintenance et cocon supérieure de l'ordre de 3 GW sur les deux premiers hivers, mais reste relativement comparable en fin d'horizon aux hypothèses du Bilan prévisionnel 2015 ;
- le scénario « thermique bas » explore la fermeture de la filière charbon, la mise sous cocon de la moitié des cycles combinés au gaz et d'une partie des cogénérations. Ce scénario conduit alors à une puissance disponible sensiblement inférieure à celle de l'édition précédente, dès l'hiver 2017-2018. L'écart atteint environ 7 GW en 2020.

Enfin, le parc nucléaire considéré reste stable, en continuité avec l'hypothèse « d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR », présentée lors du Bilan prévisionnel 2015. Une variante explore une réduction de capacité de l'ordre de 1 GW en 2019, puis de 1 GW supplémentaire en 2020.

PARTIE 4

Hypothèses européennes

4.1

Évolution de la consommation d'électricité en Europe

4.2

Évolution de l'offre de production en Europe

4.3

Capacités d'interconnexion aux frontières françaises

Hypothèses européennes

Les perspectives de consommation d'électricité en Europe sont globalement orientées à la baisse sous l'effet des mesures d'efficacité énergétique, qui priment sur l'effet de la reprise de l'activité économique. Le parc européen poursuit sa transition énergétique, marqué par le développement des énergies renouvelables et la réduction du parc thermique classique. Le développement des interconnexions et l'optimisation continue de leur utilisation contribuent à la sécurité d'approvisionnement en France.

La modélisation explicite de douze pays¹ du système électrique ouest-européen permet de prendre pleinement en compte l'influence des échanges d'électricité aux frontières sur l'équilibre offre-demande en France. Pour chaque pays, RTE élabore des hypothèses de consommation et de parcs de production dans une approche similaire, bien que simplifiée, à celle mise en œuvre en France.

Ces hypothèses, propres à RTE, reposent sur une veille des marchés européens ainsi que sur des consultations menées auprès d'acteurs du système électrique européen (gestionnaires de réseau de transport, producteurs, opérateurs d'effacement...).

4.1. Évolution de la consommation d'électricité en Europe

À l'instar des évolutions constatées en France, la consommation brute d'électricité² en Europe s'est stabilisée depuis plusieurs années et a même entamé une baisse dans de nombreux pays (cf. Figure 4.1). Cette décroissance est particulièrement visible au Royaume-Uni malgré une croissance économique dynamique au cours des trois dernières années, montrant qu'un contexte économique favorable ne se traduit plus par une consommation d'électricité à la hausse.

La structure sectorielle de la consommation est sensiblement différente au sein des pays européens (cf. Figure 4.2). Sur l'ensemble des pays étudiés, la France est le pays dont le poids de l'industrie est le plus faible et celui du secteur résidentiel le plus fort. Cela s'explique en partie par le développement bien plus poussé du chauffage électrique et la tertiarisation de

Les perspectives de consommation sont orientées à la baisse dans la majorité des pays d'Europe.

l'économie française. À l'opposé, un pays comme l'Allemagne a conservé une structure industrielle puissante, qui représente plus de 40% de sa consommation d'électricité.

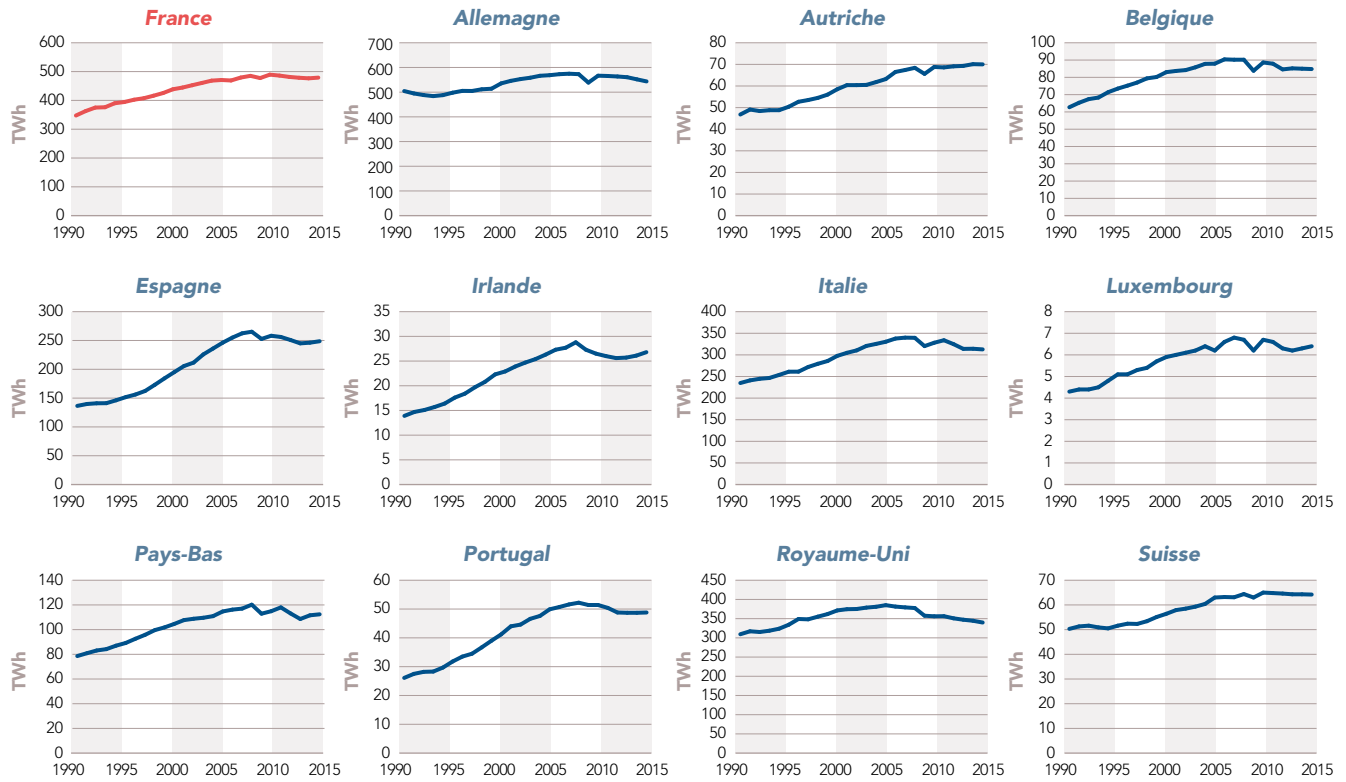
Comme constaté en France, l'influence grandissante de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs se traduit par la baisse des besoins d'électricité en Europe malgré une reprise de l'activité après la crise économique de 2008-2009 (cf. Figure 4.3). Ainsi, sur la majeure partie des pays étudiés, la consommation d'électricité est en baisse depuis 2011.

L'analyse du poids relatif des différents pays dans la demande électrique du périmètre étudié montre que les cinq grands pays européens – Allemagne, France, Royaume-Uni, Italie et Espagne – représentent à eux seuls 82% de celle-ci. L'Allemagne en particulier représente près du quart de la consommation de la zone d'étude (cf. Figure 4.4).

Les projections de consommation d'électricité des pays étudiés sont déclinées sur trois scénarios – « Référence », « Variante haute » et « Variante basse » – de façon similaire à celles réalisées pour la France.

¹ France, Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Irlande, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne, Suisse, Autriche, Italie ² De même que pour la France, les consommations électriques considérées dans cette partie concernent le réseau interconnecté, en incluant les pertes de transport et de distribution et excluent les consommations de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage et celles des auxiliaires des centrales de production.

Figure 4.1 : Évolution de la consommation brute d'électricité sur les pays du périmètre



Sources : ENTSO-E, Eurostat

Figure 4.2 : Répartition sectorielle de la consommation d'électricité en 2015

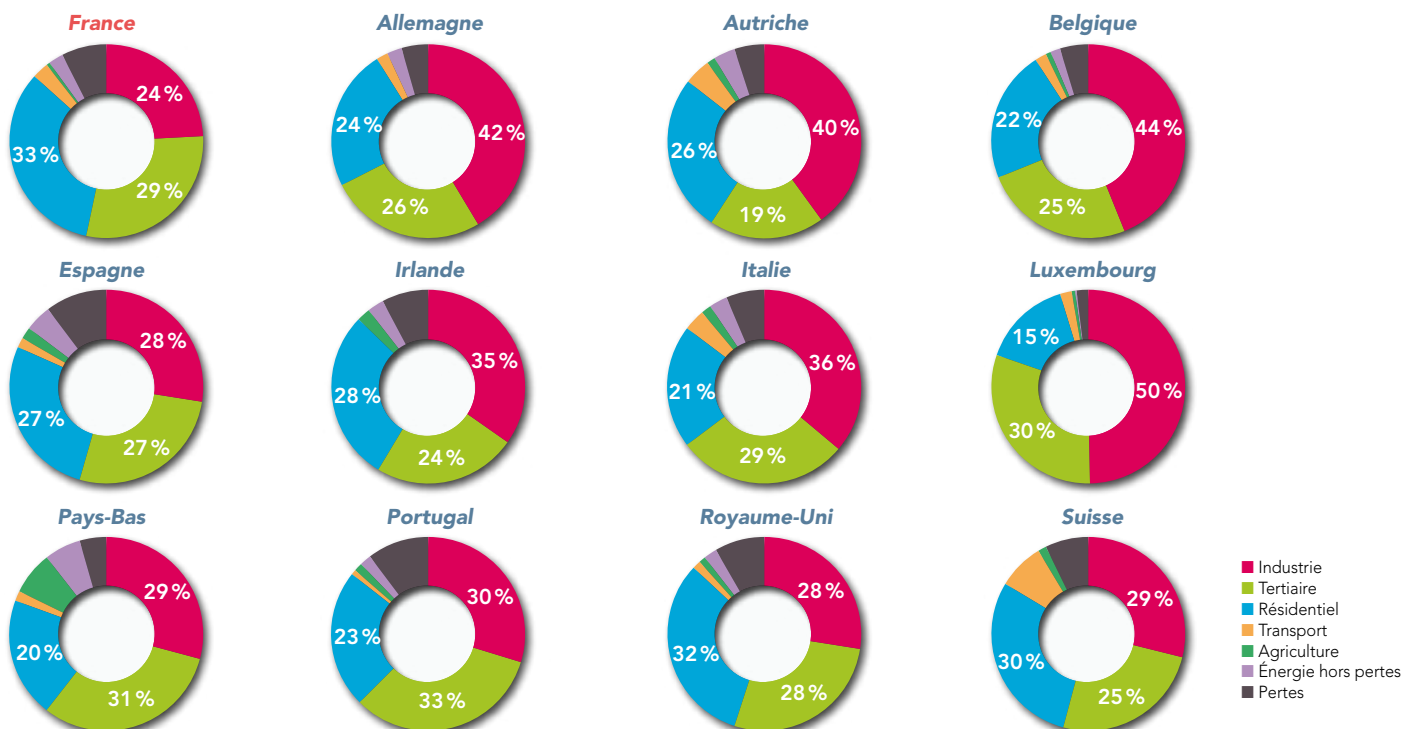
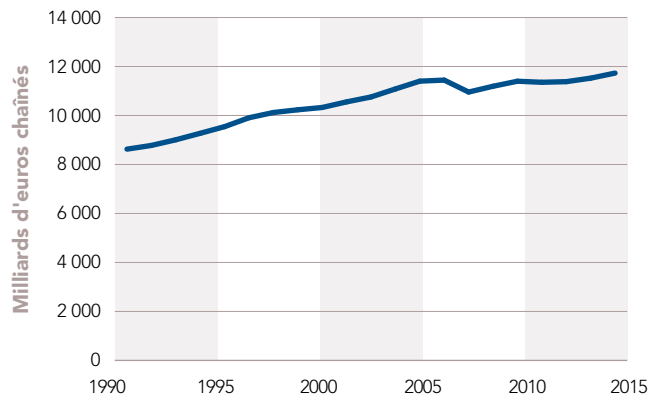


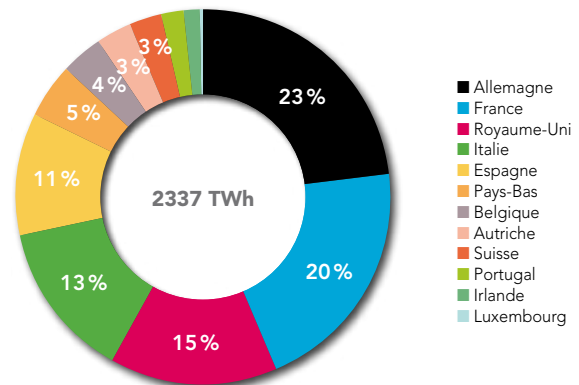
Figure 4.3 : Évolution du PIB des 12 pays analysés



Source : Eurostat

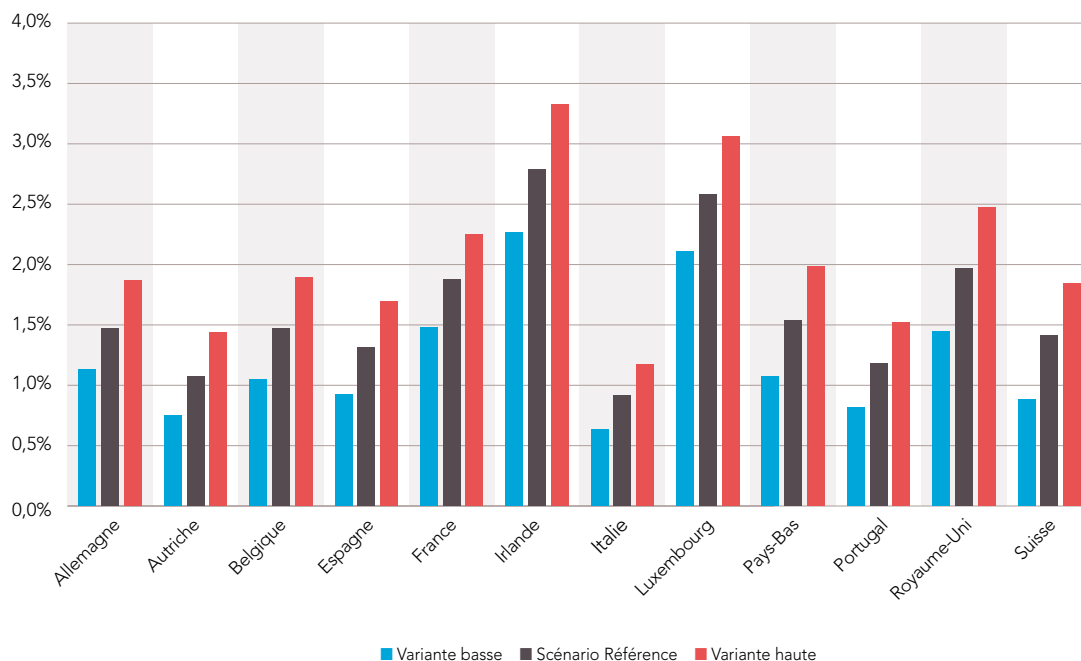
Ces projections sont basées sur un cadre macroéconomique de court terme cohérent avec celui retenu pour la France. Ainsi, les hypothèses de croissance du PIB des autres pays européens sur les années 2016 et 2017 s'appuient sur un vaste panel de prévisions externes. Au-delà, un scénario récent de la Commission européenne³ est utilisé comme scénario « pivot » pour élaborer trois trajectoires de croissance économique par pays.

Figure 4.4 : Consommation d'électricité en 2015 sur le périmètre du Bilan prévisionnel



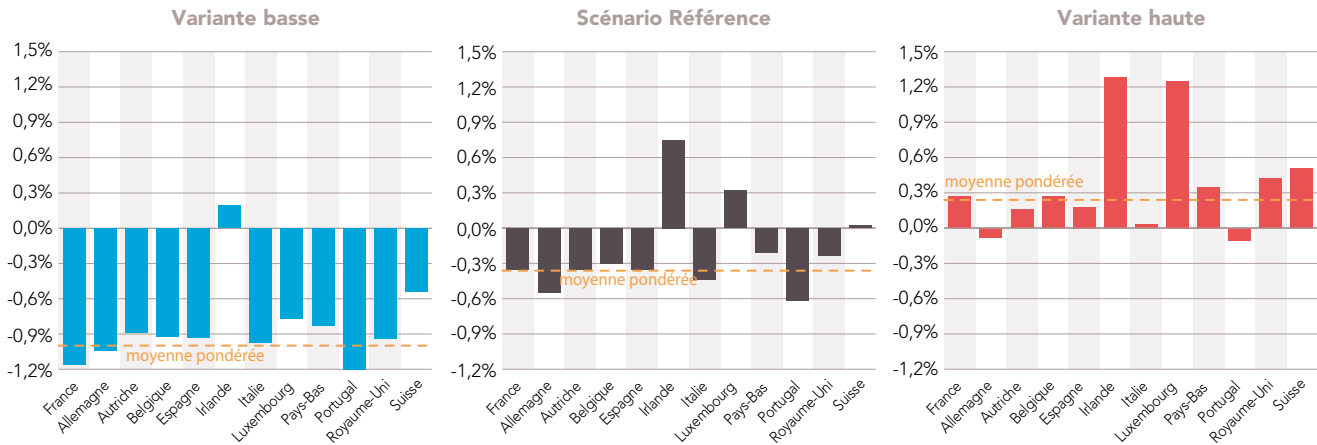
La disparité des rythmes de croissance économique ainsi projetés (cf. Figure 4.5) se traduit également par des dynamiques contrastées d'évolution de la consommation électrique. Seuls l'Irlande et le Luxembourg sont amenés à voir leur consommation intérieure augmenter dans le scénario « Référence » contre un taux de croissance annuel moyen de -0,36% à l'échelle des pays étudiés (cf. Figure 4.6).

Figure 4.5 : Taux de croissance annuel moyen 2015-2021 du PIB



³ « EU energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050 » : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

Figure 4.6 : Taux de croissance annuel moyen 2015-2021 de la consommation d'électricité



Au global, les projections de la demande électrique totale de la zone étudiée sont, sur l'horizon de moyen terme, orientées à la baisse dans le scénario « Référence » (cf. Figure 4.7).

La consommation électrique est sensible à la température. En hiver, du fait du chauffage électrique, la consommation est d'autant plus forte que les températures sont rigoureuses. En été, la consommation peut augmenter avec les températures chaudes essentiellement via l'usage de la climatisation.

Cette sensibilité de la consommation d'électricité à la température peut être visualisée graphiquement en représentant

la consommation journalière en fonction de la température journalière moyenne sur le pays. Les niveaux de consommation sont très différents selon les pays, mais le phénomène de thermosensibilité d'hiver est toujours visible : pour les températures froides, la consommation augmente lorsque la température diminue (cf. Figure 4.8).

Cette sensibilité de la consommation d'électricité à la température en hiver est particulièrement marquée en France avec l'utilisation importante de l'électricité comme énergie de chauffe. La France est de loin le pays où ce phénomène est le plus marqué ; la thermosensibilité de la France est environ

Figure 4.7 : Prévission de la consommation d'électricité sur les pays analysés

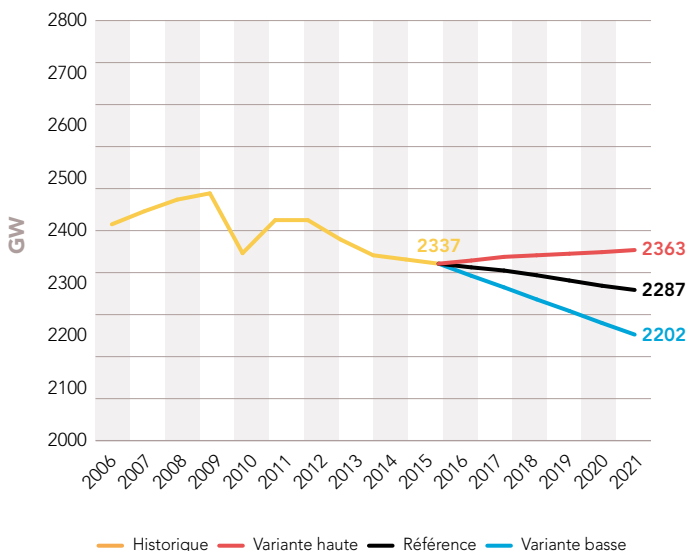


Figure 4.8 : Consommation électrique journalière en fonction de la température

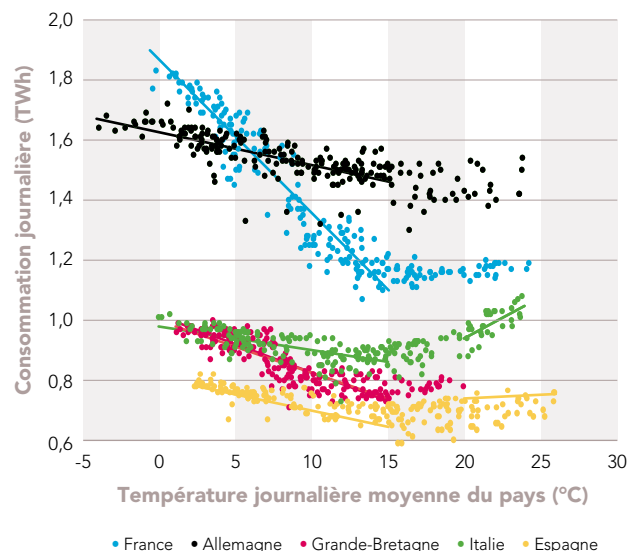
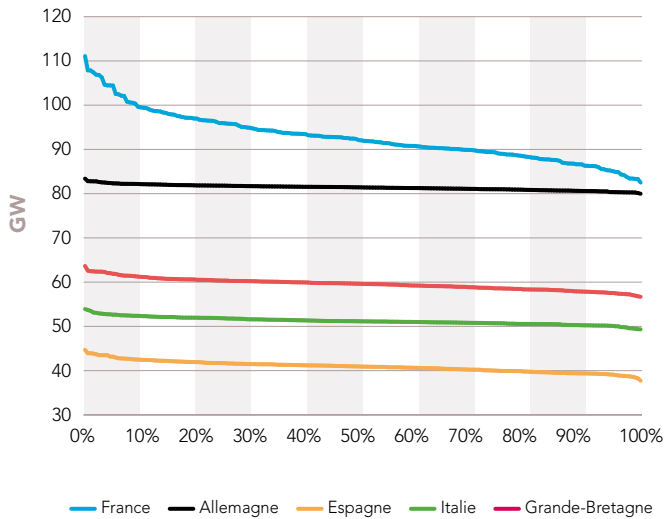


Figure 4.9 : Monotone des pics annuels d'appel de puissance par scénario climatique

Scénario «Référence» pour l'année à cheval 2020-2021



2,5 fois plus élevée que celle de la Grande-Bretagne, 4,5 fois plus élevée que celle de l'Allemagne et l'Espagne, et 6 fois plus élevée que celle de l'Italie.

Sur le moyen terme, le développement du chauffage électrique se stabilise en France, mais se poursuit dans le reste de l'Europe. Pour autant, la thermosensibilité demeure plus importante en France qui reste plus sensible que ses voisins aux températures extrêmes (cf. Figure 4.9).

En revanche, si la thermosensibilité d'été est faible en France, l'usage de la climatisation dans les pays du Sud comme l'Italie et l'Espagne conduit à une consommation estivale équivalente voire supérieure aux consommations observées l'hiver.

Comme pour la France, le scénario «Référence» est marqué par une évolution à la baisse de la «pointe à une chance sur dix» dans la plupart des pays analysés. Le rythme de cette réduction est alors proche de celui prévu sur l'énergie (cf. Tableau 4.1).

Tableau 4.1 : Indicateur «pointe à une chance sur dix» à l'horizon 2021⁴

en GW	2014-2015	2020-2021		
		Variante basse	Référence	Variante haute
France	101,0	96,4	100,0	102,8
Allemagne	84,9	79,8	82,1	84,6
Autriche	11,8	11,3	11,7	12,0
Belgique	14,1	13,5	13,9	14,3
Espagne	42,8	41,3	42,5	43,6
Grande-Bretagne	61,9	58,9	61,2	63,4
Irlande	4,8	4,9	5,0	5,2
Irlande du Nord	1,8	1,8	1,8	1,9
Italie	53,4	50,9	52,4	53,7
Luxembourg	1,1	1,0	1,1	1,1
Pays-Bas	18,9	18,1	18,8	19,4
Portugal	8,7	8,2	8,5	8,7
Suisse	10,8	10,6	10,9	11,2

⁴ Pour les analyses en puissance, l'Irlande du Nord est séparée du Royaume-Uni. On étudie ainsi différemment les régions Grande-Bretagne et Irlande du Nord.

4.2. Évolution de l'offre de production en Europe

4.2.1. Énergies renouvelables

La production hydraulique, qui est la plus ancienne source d'électricité renouvelable, conserve aujourd'hui une part essentielle dans le mix énergétique de plusieurs pays d'Europe de l'Ouest. La France (25 GW), l'Italie (22 GW), et l'Espagne (19 GW) disposent aujourd'hui des parcs les plus importants.

Les capacités hydroélectriques évoluent aujourd'hui très peu, hormis en Suisse et en Autriche qui concentrent l'essentiel des grands projets (plus de 2 GW de STEP⁵ en projets en Suisse et de l'ordre de 1 GW en Autriche). Ces deux pays sont ceux pour lesquels le taux de couverture de la consommation par l'énergie électrique d'origine hydraulique est le plus important, dépassant 50%.

Depuis le début des années 2000, les filières éolienne et photovoltaïque se sont fortement développées sous l'impulsion des politiques environnementales de la plupart des pays européens. Le paquet énergie-climat (2008), ainsi que la directive européenne associée, fixent notamment des objectifs de croissance des énergies renouvelables. À l'échelle européenne, ces politiques ont conduit à un développement massif des différentes filières, bien que les dynamiques observées varient selon les pays.

L'Allemagne et la Grande-Bretagne ont raccordé – à elles seules – environ 70% des nouvelles installations éoliennes et photovoltaïques du périmètre d'étude en 2015.

Le développement des énergies renouvelables connaît des dynamiques contrastées.

L'Allemagne dispose ainsi début 2016 de la plus grande capacité installée d'Europe de l'Ouest pour les filières éolienne (45 GW) et photovoltaïque (40 GW).

Le pays poursuit son développement dans la filière éolienne, avec plus de 5 GW de fermes raccordées en 2015 dont près

⁵ Station de transfert d'électricité par pompage

Figure 4.10 : Parcs éoliens installés au 1^{er} janvier 2016

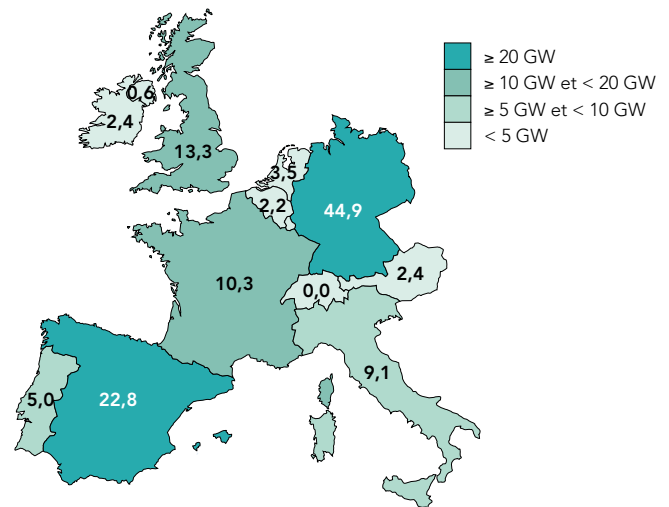


Figure 4.11 : Parcs solaires installés au 1^{er} janvier 2016

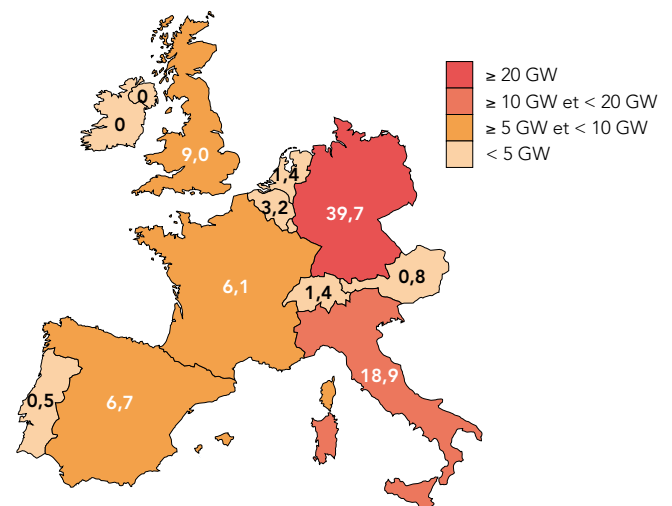
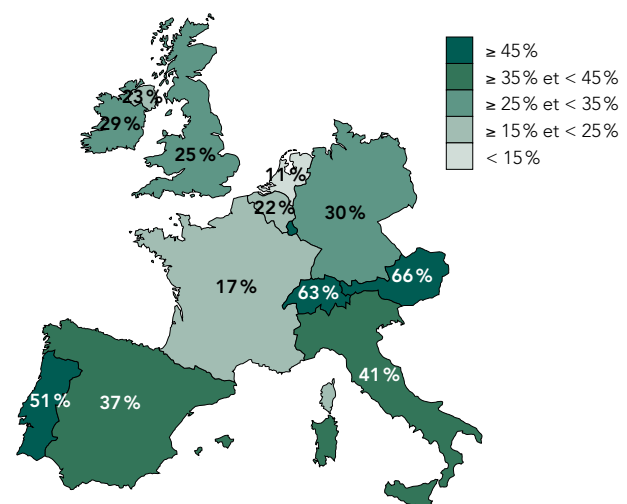


Figure 4.12 : Part des énergies renouvelables dans le mix électrique en 2015



de 2,2 GW d'éoliennes en mer. Cette tendance est donc prolongée sur l'horizon de moyen terme avec :

- pour l'éolien en mer, l'hypothèse d'une croissance soutenue permettant d'atteindre plus de 6 GW de puissance raccordée en 2021, en ligne avec les objectifs fixés dans la loi EEG⁶ de 2014 ;
- pour l'éolien terrestre, l'hypothèse du raccordement de 2,5 GW par an d'ici 2021, pour atteindre près de 55 GW à cet horizon.

Figure 4.13 : Hypothèses de capacité éolienne au 1^{er} janvier 2021

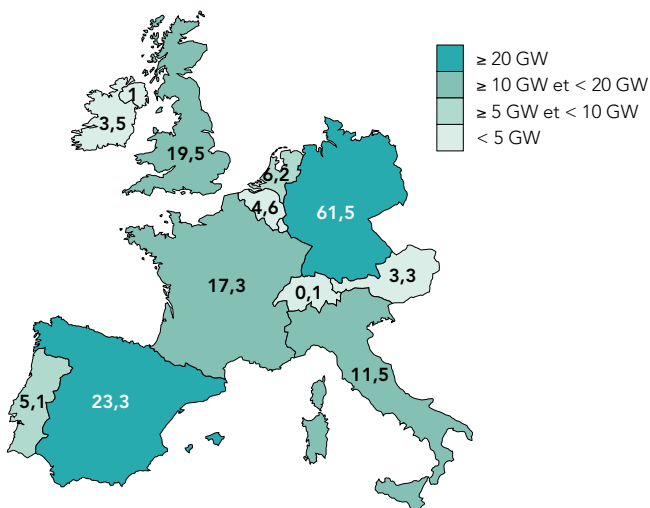
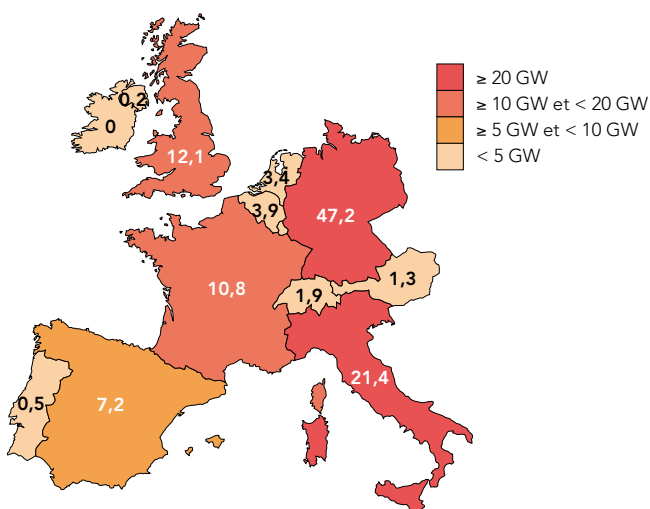


Figure 4.14 : Hypothèses de capacité solaire installée au 1^{er} janvier 2021



À l'inverse, un ralentissement de la filière photovoltaïque est observé avec 1,5 GW installés en 2015 contre 1,9 GW en 2014. L'hypothèse retenue est celle d'un raccordement de 1,5 GW par an sur l'horizon de moyen terme.

La Grande-Bretagne a annoncé, en fin d'année 2015, la révision de sa politique⁷ de soutien aux énergies renouvelables et une réduction des subventions. Anticipant probablement ces changements, une capacité très importante de puissance photovoltaïque a été raccordée en 2015, avec près de 3,7 GW ajoutés aux 2,5 GW déjà installés courant 2014. En deux ans, la capacité installée est ainsi passée de 2,8 GW à près de 9 GW. La portée des annonces a été moindre dans la filière éolienne terrestre, qui connaît un ralentissement de son développement avec 400 MW raccordés en 2015. Les hypothèses de moyen terme retenues pour le Bilan prévisionnel sont modérées, en cohérence avec les évolutions des mécanismes de soutien :

- pour la filière photovoltaïque, une croissance de 600 MW par an, qui permet d'atteindre 12 GW en 2021 ;
- pour la filière éolienne terrestre, une progression de 500 MW par an, qui permet d'atteindre 10,7 GW en 2021.

La Grande-Bretagne possède le premier parc d'éoliennes en mer d'Europe au 1^{er} janvier 2016 avec 5,1 GW installés. Sur cette filière, les perspectives de développement sont importantes avec une puissance retenue en 2021 qui approche les 9 GW.

L'Europe du Sud a également tiré parti du fort potentiel de développement des filières solaire et éolienne. En Espagne, l'énergie produite par la filière éolienne représente en 2015 près de 20% du mix électrique, alors qu'en Italie, l'énergie produite par la filière photovoltaïque représente environ 10% du mix.

Après une période de forte dynamique, le raccordement de nouvelles installations est freiné en raison notamment de la remise en question des politiques de soutien. Le Bilan prévisionnel fait ainsi l'hypothèse, en cohérence avec les rythmes de progression actuels, d'une croissance limitée du parc en Italie (500 MW par an pour le photovoltaïque et 450 MW par an pour l'éolien) et d'une stabilité du parc en Espagne (100 MW par an pour le photovoltaïque et 100 MW par an pour l'éolien). Dans ces deux pays, aucun développement significatif de l'éolien en mer n'est considéré d'ici à 2021.

⁶ EEG 2014 : <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-2014.html> ⁷ <https://www.gov.uk/government/news/changes-to-renewables-subsidies>

La Belgique conserve un rythme relativement soutenu d'évolution de ses parcs éolien et photovoltaïque, et la filière éolienne en mer présente de nombreux projets solides. Les hypothèses du Bilan prévisionnel intègrent la réalisation de la majorité de ces projets d'ici à 2021, avec une progression de 150 MW par an pour le photovoltaïque, 200 MW par an pour l'éolien, et l'atteinte de 2 GW d'éoliennes en mer en 2021.

En synthèse, le Bilan prévisionnel retient, pour les douze pays modélisés, une hypothèse de croissance d'ici à 2021 du parc éolien de plus de 40 GW (dont plus de 11 GW d'éolien en mer) et du parc photovoltaïque de près de 23 GW.

4.2.2. Filière nucléaire

En matière de politique nucléaire, il existe une grande diversité de situations en Europe : alors que certains pays, comme la France, ont fait le choix d'une production d'électricité majoritairement basée sur le nucléaire, d'autres pays, comme l'Italie, l'Irlande, le Portugal ou l'Autriche, n'ont aucun réacteur en service.

Avec 63,1 GW de puissance installée, la France dispose de plus de la moitié du parc nucléaire de l'ensemble des pays de l'ENTSO-E. Les deux autres principaux parcs nucléaires sont les parcs allemands (10,8 GW) et britanniques (8,9 GW). Avec 5,8 GW de capacité installée en Belgique, l'électricité nucléaire représente plus de 40% du mix électrique du pays. L'Espagne dispose quant à elle de huit réacteurs pour une capacité totale de près de 7,2 GW installés.

La majorité des centrales nucléaires installées en Europe de l'Ouest ont été construites dans les années 1980. Les deux réacteurs les plus anciens actuellement en service sont situés en Suisse (groupes mis en service en 1969 et 1971).

L'Allemagne et la Belgique ont pris la décision d'établir un plan de sortie du nucléaire avec une échéance de fermeture du dernier réacteur.

L'Allemagne a fermé la première centrale de son plan de retrait en 2015 et prévoit de fermer le reste de son parc nucléaire, soit encore huit tranches, entre 2017 et 2022.

En Belgique, Les tranches de Doel 3 et Tihange 2 (à l'arrêt depuis 2014) ont redémarré fin 2015. Par ailleurs, le gouvernement a prolongé de dix ans la durée d'exploitation de deux tranches (Doel 1 et Doel 2) qui devaient fermer en 2015. Le planning de sortie du nucléaire s'échelonne de 2023 à 2025.

L'Espagne et les Pays-Bas n'ont pas annoncé à ce jour de sortie du nucléaire, mais aucun nouveau projet de centrale

ne se dessine aujourd'hui. Aux Pays-Bas, la seule centrale nucléaire du pays n'a pas fait l'objet d'annonce de déclassement pour le moment.

En Suisse, le conseil national Suisse a rejeté en mars 2016 l'initiative des Verts qui exigeait l'arrêt de tous les réacteurs d'ici 2029. La seule fermeture de tranche programmée est celle de Mühlberg fin 2019 pour raison économique. Par ailleurs, la tranche de Beznau 1 (mise en service 1969) est à l'arrêt, depuis mars 2015, suite à la découverte de microfissures dans la cuve. Cette tranche est considérée indisponible sur tout l'horizon de moyen terme.

Figure 4.15 : Part de la production nucléaire dans le mix électrique en 2015

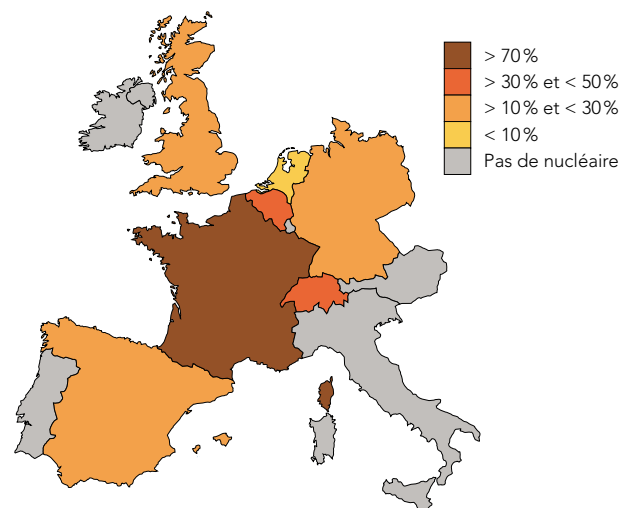


Figure 4.16 : Parc nucléaire installé au 1er janvier 2016

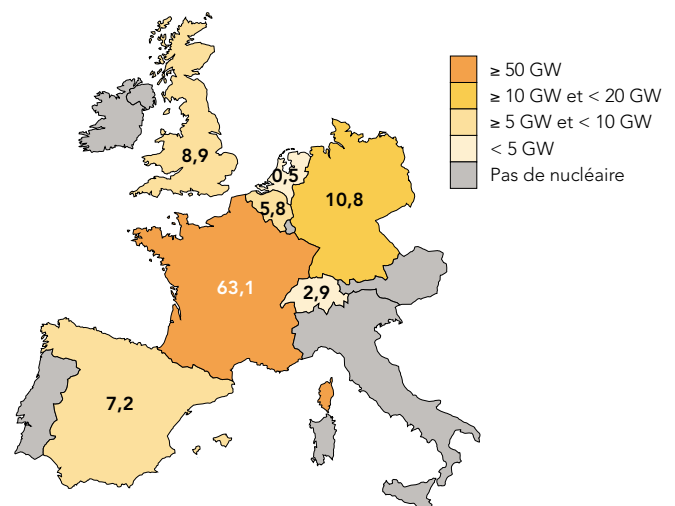
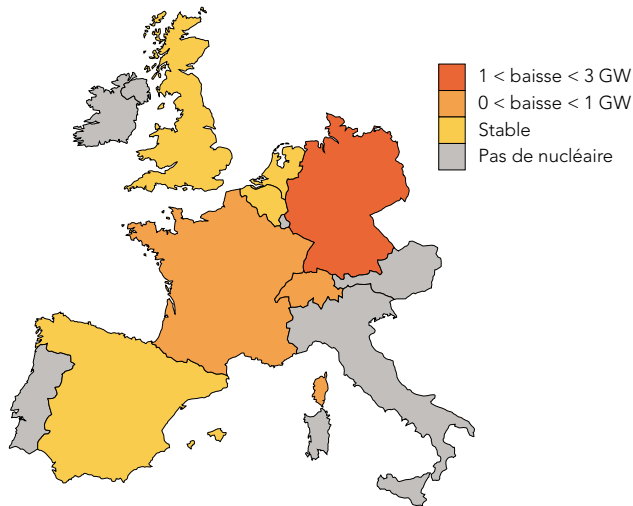


Figure 4.17 : Hypothèses d'évolution de la capacité nucléaire entre 2016 et 2021



À l'inverse, la **Grande-Bretagne** a annoncé la prolongation de la durée de vie de quatre centrales pour des durées de 5 à 7 ans (repoussant désormais les dates de retrait entre 2024 et 2030) et intègre le nucléaire dans son futur mix énergétique⁸. Le projet le plus avancé est aujourd'hui la construction de deux EPR sur le site d'Hinkley Point prévue à l'horizon 2025 pour une puissance de 3200 MW.

Sur les douze pays considérés, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel intègrent la mise à l'arrêt progressive de cinq tranches nucléaires⁹ (soit près de 5 GW de puissance installée) d'ici à 2021, ainsi que la mise en service fin 2018 d'une tranche (EPR de Flamanville).

4.2.3. Filière thermique à flamme

Les risques de fermeture se multiplient pour la filière thermique à flamme.

4.2.3.1. Réserves de puissance

Quelques pays européens ont mis en place des dispositifs de réserve de capacités afin de compenser le retrait trop

rapide de moyens de production thermiques et d'assurer la sécurité de fonctionnement de leur système électrique.

Ces réserves de capacités sont considérées comme des moyens exceptionnels dont les conditions d'activation sont très diverses et généralement à la main du gestionnaire de réseau. Le Bilan prévisionnel retient pour hypothèse que ces unités peuvent subvenir aux seuls besoins du pays dans lequel elles sont situées. Elles ne peuvent donc pas contribuer à couvrir un risque de défaillance en France. **Les capacités installées des pays concernés, telles que décrites dans les sections suivantes, n'intègrent donc pas les moyens en réserve.**

En Grande-Bretagne, National Grid a mis en place la « *Supplemental Balancing Reserve* »¹⁰ ou SBR dont la capacité contractualisée était de l'ordre de 2,5 GW pour l'hiver 2015-2016 et 3,5 GW sur l'hiver prochain. Cette réserve est contractualisée chaque année pour l'hiver qui suit. Le Bilan prévisionnel prolonge l'hypothèse d'une contractualisation sur les hivers suivants pour atteindre de l'ordre de 4 GW à la fin de l'horizon de moyen terme.

En Belgique, une réserve de capacité a été contractualisée sur trois hivers, de 2014 à 2017, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays alors que certains groupes nucléaires étaient indisponibles. Avec le retour de ces groupes nucléaires fin 2015, l'hypothèse retenue est que la constitution d'une réserve stratégique n'est plus nécessaire : les groupes sortant de la réserve stratégique sont mis en cocon à l'issue de leur contrat et aucune nouvelle contractualisation de capacité réservée n'est retenue au-delà de l'hiver 2016-2017.

L'Allemagne possède la plus grande capacité en réserve (« grid reserve »¹¹ de 5,4 GW pour l'hiver prochain). Cette capacité est renouvelée tous les ans. Par ailleurs, une nouvelle réserve dite « climatique » est constituée à partir de 2016. Cette dernière ne concerne que des groupes fonctionnant au lignite et devrait conduire à retirer du marché jusqu'à 2,7 GW. Le Bilan prévisionnel 2016 retient pour hypothèse que la quantité de réserve devrait être de l'ordre de 8 GW sur la fin de l'horizon de moyen terme.

4.2.3.2. La filière charbon

En Europe de l'Ouest, le parc charbon (y compris lignite) est majoritairement installé en **Allemagne** (48 GW) et en **Grande-Bretagne** (18 GW).

⁸ FES 2015 : <http://www2.nationalgrid.com/uk/industry-information/future-of-energy/future-energy-scenarios/> ⁹ Y compris les deux tranches de Fessenheim ¹⁰ <http://www2.nationalgrid.com/UK/Services/Balancing-services/System-security/Contingency-balancing-reserve/SBR-Tender-Documentation/> ¹¹ http://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Companies/SecurityOfSupply/GridReserve/GridReserve_node.html

À moyen terme, un grand nombre de groupes charbon devrait être déclassé en Europe du fait de l'ancienneté d'une partie des installations et des effets de politiques nationales comme par exemple le prix plancher du CO₂ en Grande-Bretagne. En l'absence de planning officiel de fermetures, l'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est l'arrêt des installations après 45 ans si aucune autre annonce n'a été publiée pour l'installation concernée. Cette hypothèse s'inscrit dans l'approche prudente qui caractérise l'analyse de risque de l'équilibre offre-demande.

En Allemagne, l'électricité produite par la filière charbon a représenté en 2015 la plus grande part dans le mix énergétique avec 42% de l'énergie produite¹². L'évolution de la filière charbon¹³ se distingue de celle des autres pays. Des installations vont être déclassées, mais de nouveaux groupes sont en construction pour compenser une partie des fermetures annoncées. La capacité installée en 2021 (hors moyens en réserve) s'établit alors à un peu plus de 43 GW ; l'Allemagne devrait ainsi disposer de plus de 50% du parc charbon du périmètre d'étude.

En Grande-Bretagne, la fermeture d'une partie du parc ainsi que les effets de la hausse du prix plancher du CO₂ ont conduit au remplacement du charbon par le gaz comme première source de production d'électricité. À moyen terme, cette tendance se poursuit avec la fermeture de plus de 5 GW pour l'année 2016 et une décroissance du parc estimée à 50% dans les cinq prochaines années. En l'absence de nouveau projet, le Bilan prévisionnel retient une trajectoire baissière conduisant à une puissance installée d'environ 10 GW à l'horizon 2021.

En Italie, le parc actuel est de 5 GW. Les unités les plus anciennes donc les plus polluantes ont fait l'objet de fermetures depuis 2012, et seules les unités les plus récentes restent en service. L'hypothèse retenue est une stabilité de l'actuel parc charbon d'ici à 2021.

En Espagne, l'arrêt des dernières installations fonctionnant au lignite conduit à considérer dans nos hypothèses une réduction du parc charbon dont la puissance est ramenée de 9 GW en 2016 à 8 GW en 2021.

En Belgique, la dernière centrale charbon a été arrêtée en 2016.

À l'échelle du périmètre étudié, l'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est une réduction de la capacité d'environ 20 GW, soit près de 20% du parc de centrales à charbon d'ici à 2021.

Figure 4.18 : Parc charbon installé* au 1^{er} janvier 2016

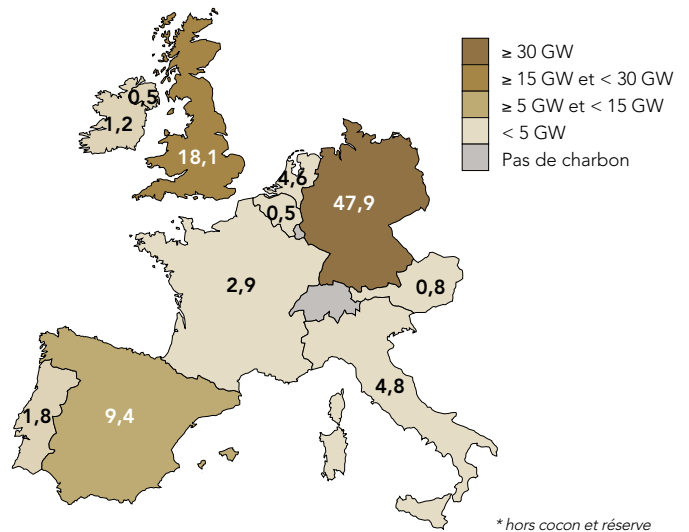
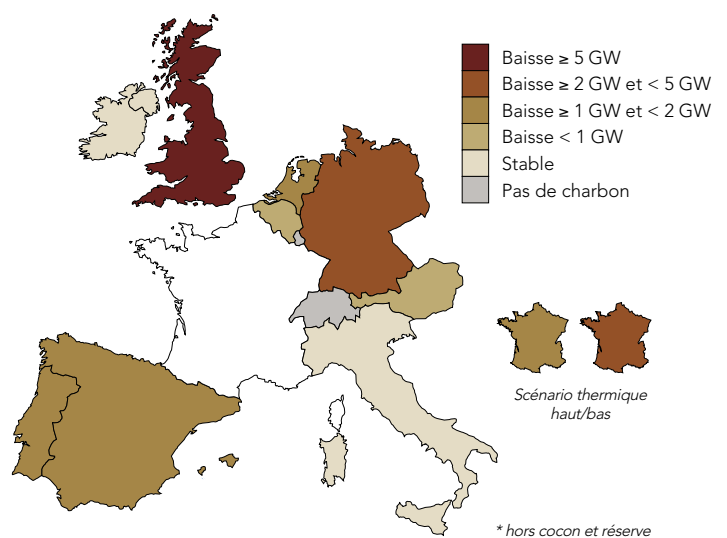


Figure 4.19 : Hypothèses de baisse de la capacité* des groupes charbon entre 2016 et 2021



4.2.3.3. Les cycles combinés au gaz

Au début des années 2000, les perspectives de prix du gaz durablement basses permettaient d'imaginer une forte compétitivité économique des cycles combinés au gaz. Les premières unités sont installées en Europe dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et de croissance de la consommation électrique.

¹² AGEB 2015 : <http://www.ag-energiebilanzen.de/> ¹³ Dans le document, le charbon inclut également les groupes fonctionnant au lignite.

Figure 4.20 : Parc de cycles combinés au gaz installé* au 1^{er} janvier 2016

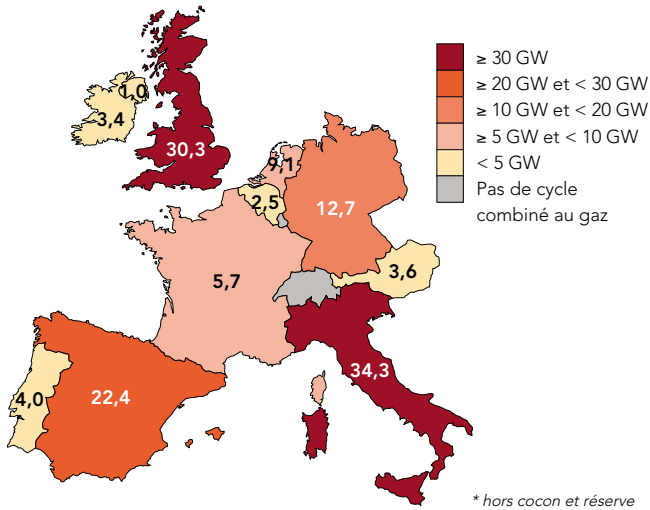
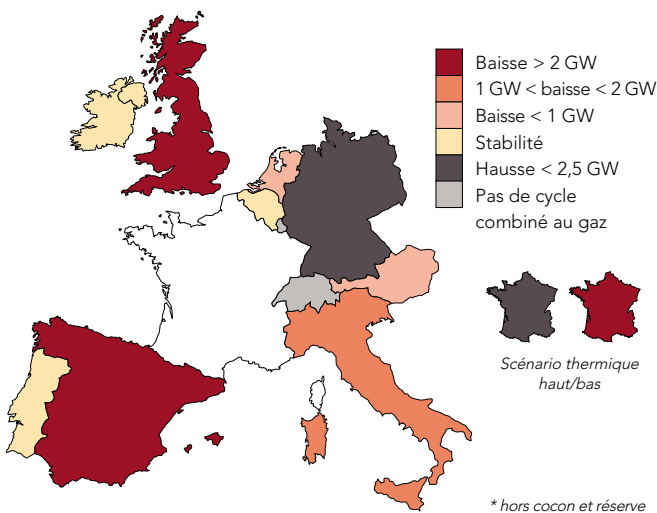


Figure 4.21 : Hypothèses d'évolution de la capacité* des cycles combinés au gaz entre 2016 et 2021



Porté par des perspectives positives, l'essor de la filière a été très rapide dans de nombreux pays. **L'Espagne** (22 GW de puissance installée en 2015), **la Grande-Bretagne** (30 GW) et **l'Italie** (34 GW), ont vu le raccordement d'un grand nombre d'installations en quelques années. Dans la même période, le développement de cette filière a été plus mesuré en France (5,7 GW). C'est en Italie que la part de l'énergie produite par les cycles combinés au gaz dans le mix énergétique (35%) a été la plus importante en 2015.

Après cette période de croissance, la filière rencontre aujourd'hui des difficultés économiques en raison de la compétitivité économique du charbon, de l'essor des énergies renouvelables et d'une demande qui ne progresse plus. Les taux d'utilisation des cycles combinés au gaz sont aujourd'hui bas, bien inférieurs à ceux du début des années 2000.

Les conséquences sur la filière des cycles combinés au gaz sont plus ou moins marquées suivant les pays, essentiellement du fait des différences des mix énergétiques et de leurs perspectives d'évolution.

C'est **en Italie et en Espagne** que la situation semble aujourd'hui la moins favorable pour la filière. La baisse de la consommation et l'essor important des énergies renouvelables, combinés à la construction massive de cycles combinés au gaz, ont entraîné des situations fortement surcapacitaires.

Sur l'horizon de moyen terme, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel sont une décroissance du parc de cycles combinés au gaz en service de près de 4 GW en Espagne et de 2 GW en Italie.

En Allemagne, en dépit d'une moindre proportion dans le mix énergétique, la filière des cycles combinés au gaz se trouve exposée aux mêmes difficultés. Néanmoins, quelques unités sont actuellement en construction, ce qui conduit à retenir une hypothèse de légère croissance du parc de 2 GW sur le moyen terme. À plus long terme et en cohérence avec les objectifs de l'Allemagne¹⁴ de réduire ses émissions de CO₂, les cycles combinés devraient être appelés à prendre une place de plus en plus importante.

En Belgique, les groupes sortant de la réserve stratégique sont supposés mis en cocon sur la fin de l'horizon ; ils ne sont donc pas réintégrés sur le marché. Ainsi, le parc de cycles combinés au gaz est considéré stable sur l'horizon de moyen terme.

En Grande-Bretagne, trois nouvelles installations seront raccordées d'ici 2021, mais ne compenseront pas les fermetures prévues sur les prochaines années. L'hypothèse retenue est une décroissance du parc d'un peu plus de 2 GW sur l'horizon de moyen terme.

À l'échelle des douze pays modélisés, les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel sont une décroissance nette de la capacité de production des cycles combinés au gaz d'environ 10 GW d'ici à 2021, avec des disparités très marquées entre les pays.

¹⁴ Plan de développement allemand : <http://www.netzentwicklungsplan.de/>

4.3. Capacités d'interconnexion aux frontières françaises

La mise en place du «flow-based» optimise les échanges au sein de la zone CWE.

Le réseau électrique français est relié à ses voisins européens par quarante-huit liaisons transfrontalières. RTE et ses partenaires européens assurent une coordination renforcée de l'utilisation de ces interconnexions pour veiller à la solidarité entre les pays. Les interconnexions permettent également à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays d'Europe. Enfin, elles contribuent à optimiser à l'échelle européenne l'utilisation des moyens de production et en particulier l'intégration des énergies renouvelables variables.

4.3.1. Utilisation actuelle des capacités d'interconnexion

Le solde des échanges français reste très exportateur en 2015

Avec 91,3 TWh d'exports et 29,6 TWh d'imports, le solde des échanges de la France reste très exportateur et ce tous les mois de l'année. Il s'établit à 61,7 TWh, dépassant 60 TWh pour la troisième fois au cours de ces dix dernières années.

Une nouvelle liaison d'interconnexion entre la France et l'Espagne a été mise en service en 2015

La nouvelle ligne d'interconnexion d'une capacité de 2000 MW entre Baixas – Santa Llogaia a été mise en exploitation commerciale progressivement à compter du 5 octobre 2015.

À terme, cette liaison portera la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne à 2500 MW en import et à 2800 MW en export. Toutefois, des renforcements du réseau espagnol sont encore nécessaires pour permettre l'utilisation à pleine capacité de l'interconnexion.

Les échanges entre les deux pays ont profité de ce nouveau projet dès sa mise en service.

Figure 4.22 : Échanges contractualisés en 2015

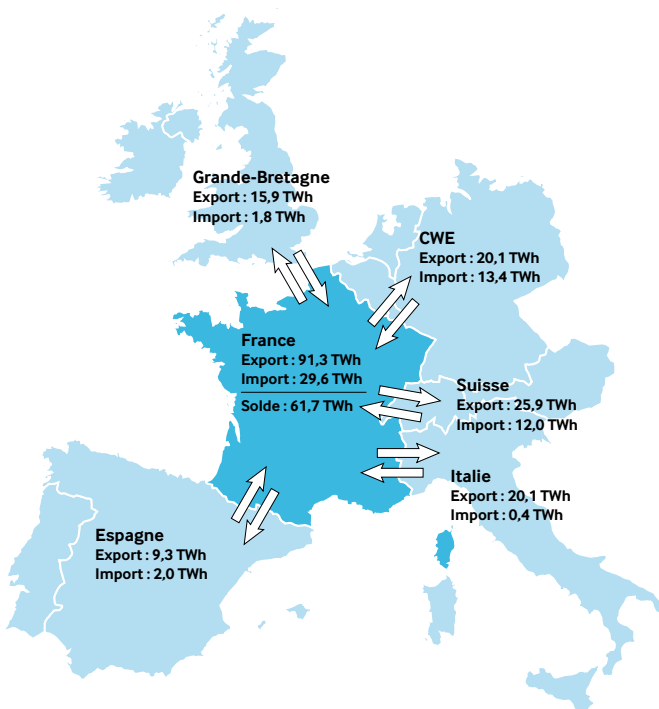
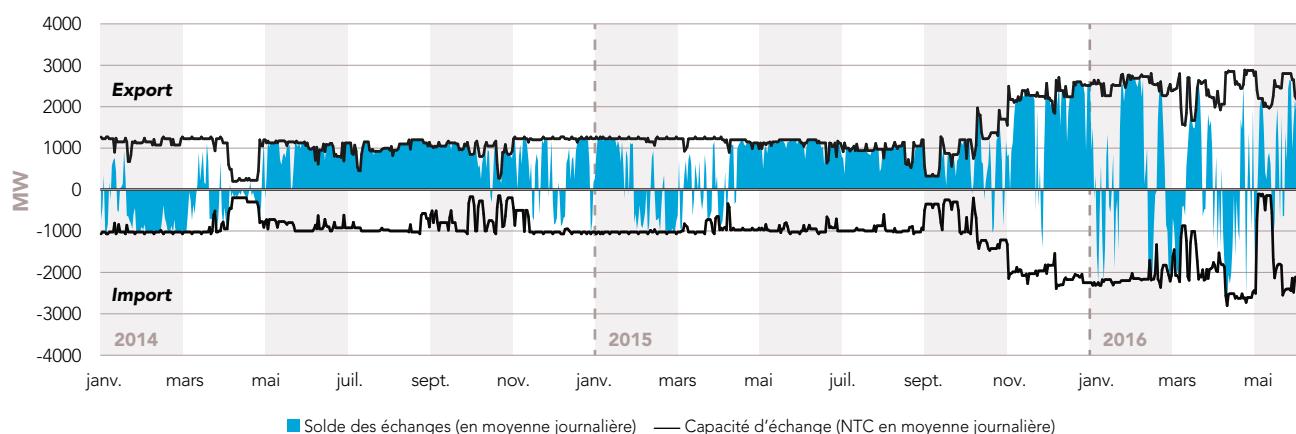


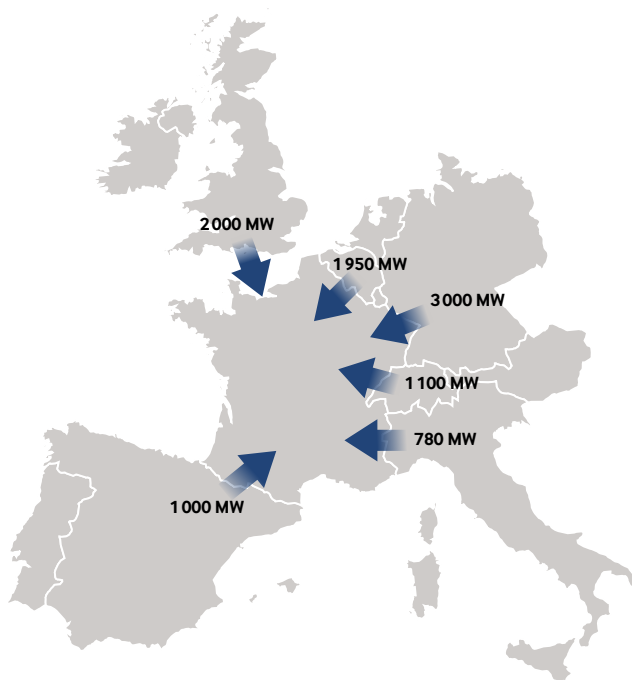
Figure 4.23 : Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne depuis 2014



Les interconnexions contribuent à sécuriser l'alimentation de la France lors de consommations exceptionnelles

Lors de la vague de froid de février 2012, des niveaux de consommation historiques ont été atteints pendant plusieurs journées consécutives. Les échanges aux frontières ont été fortement mobilisés sur toute cette période. Du 3 au 13 février, la France a constamment importé de l'électricité.

Figure 4.24 : Échanges aux frontières le 9 février 2012 à 8 h



Le 9 février, ces imports ont dépassé 8000 MW de 7 h à 12 h et ont permis de couvrir jusqu'à 10% de la consommation française. La capacité a été utilisée à ses limites d'importation sur la plupart des frontières.

Un profil d'utilisation est propre à chaque frontière

Le profil d'utilisation des interconnexions varie en fonction :

- des caractéristiques des mix de production de chaque pays, et notamment du niveau de production des énergies renouvelables ;
- du niveau de consommation, qui dépend de la saison, du type de jour (ouvré ou chômé), du moment de la journée, etc. ;
- des capacités effectives d'import et d'export, qui peuvent varier en fonction des contraintes internes des réseaux de chaque pays.

Ainsi en 2015, la France a exporté vers la zone CWE (Allemagne, Benelux, France) pendant 60% du temps contre 98% vers la Grande-Bretagne où les prix de marché sont généralement plus élevés.

RTE optimise l'utilisation des capacités d'échanges existantes grâce à des mécanismes de marché en évolution constante

RTE et ses partenaires européens mettent en place des mécanismes de marché pour optimiser l'utilisation des capacités disponibles. Le couplage par les prix des marchés, de dix-sept pays européens, permet depuis 2014 une optimisation économique de l'utilisation des moyens de production à l'échelle du continent.

Figure 4.25 : Échanges aux frontières françaises depuis 2014

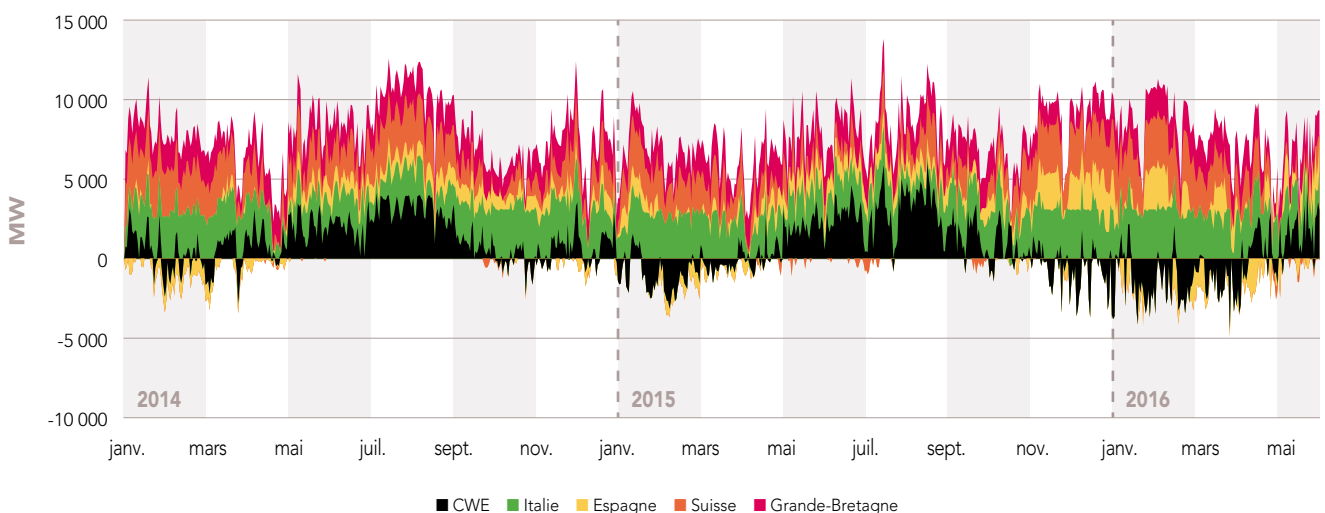
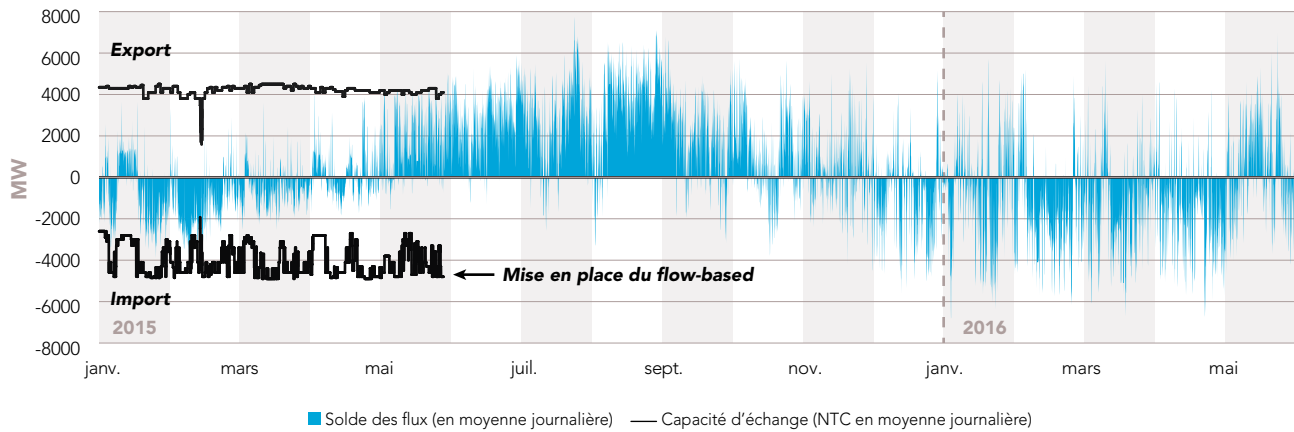


Figure 4.26 : Capacité offerte en NTC jusqu'au 20 mai 2015 et échanges avec CWE en 2015



Les capacités d'import et d'export disponibles pour les échanges commerciaux ou « Net Transfer Capacity » (NTC) sont calculées pour chaque pas horaire et publiées conjointement par les gestionnaires de réseau. Elles dépendent à la fois des caractéristiques des liaisons d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques dans chaque pays.

Depuis le 21 mai 2015, les capacités d'échanges transfrontaliers au sein de la zone CWE ne sont plus calculées sur la base de NTC, mais via une nouvelle méthode dite « flow-based ». Cette méthode permet d'accroître significativement les capacités d'échange au sein de la zone CWE tout en garantissant le même niveau de sécurité. Un domaine « flow-based », dans lesquels les échanges peuvent s'établir, est offert chaque heure au marché. Il se caractérise par des dépendances entre les capacités d'export et d'import des pays au sein de la zone.

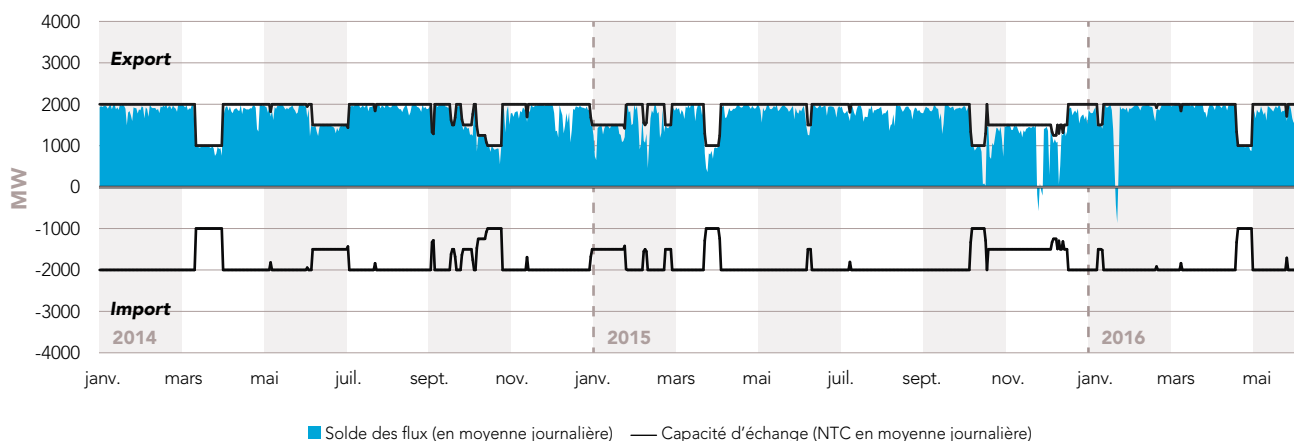
Depuis la mise en place de cette nouvelle méthode de calcul, les échanges maximaux de la France avec la région CWE dépassent très largement le maximum qui était proposé en NTC sur les frontières France-Belgique et France-Allemagne cumulées. Ce constat est aussi bien vérifié en import qu'en export. La France a ainsi pu exporter jusqu'à 7,7 GW pendant l'été 2015 et importer jusqu'à 6,8 GW pendant l'hiver 2015-2016 (cf. Figure 4.26).

4.3.2. Évolution des capacités d'interconnexion à moyen terme

Hypothèses retenues pour les capacités d'interconnexion en NTC

Dans le cadre de l'étude d'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel, des valeurs moyennes hivernale et estivale sont retenues pour l'Espagne, l'Italie, la Suisse et la Grande-Bretagne. Ces valeurs moyennes sont calculées sur la base des NTC historiques constatées.

Figure 4.27 : Capacités et échanges journaliers entre la France et la Grande-Bretagne depuis 2014



Par exemple, la capacité maximale d'échange entre la France et la Grande-Bretagne est de 2000 MW correspondant à la capacité de l'interconnexion IFA2000. Cependant, la capacité offerte au marché peut être réduite pour différents types de contraintes (cf. Figure 4.27). Dans le cadre de l'approche prudente du Bilan prévisionnel, l'hypothèse de NTC retenue est calée sur les moyennes horaires hivernales et estivales de l'historique des capacités offertes, soit respectivement 1800 MW et 1700 MW.

Les hypothèses de capacité retenues font l'objet d'une actualisation pour prendre en compte les nouveaux projets d'interconnexion. Elles intègrent les informations les plus récentes disponibles dans le « Schéma décennal du réseau de transport 2015 »¹⁵ publié par RTE et dans sa version européenne « Ten Year Network Development Plan »¹⁶ (TYNDP) publiée par ENTSOE-E.

Entre 2016 et 2021, deux projets d'interconnexion avec les frontières italienne et britannique seront mis en service :

- la liaison à courant continu Grande-Ile–Piosasco (de Chambéry à Turin) augmentant en 2020 la capacité d'échange entre la France et l'Italie de 1000 MW.
- une nouvelle liaison à courant continu d'une capacité de 1000 MW entrant en service courant 2020 entre la France et la Grande-Bretagne.

Tenant compte des projets ci-dessus, et de renforcements sur les réseaux amont, les capacités d'échanges hivernales retenues pour le Bilan prévisionnel à l'horizon 2021 sont les suivantes :

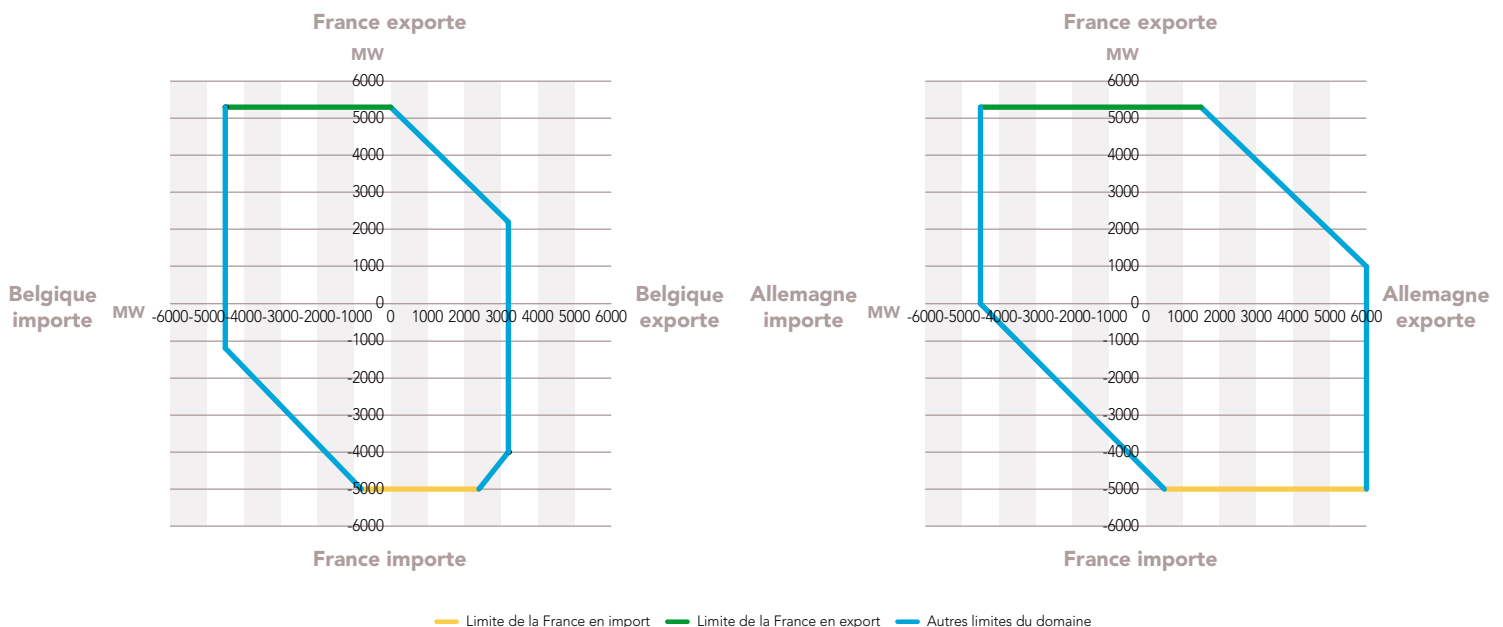
- entre la France et la Grande-Bretagne, une capacité d'import et d'export de 2700 MW,
- entre la France et la Suisse, une capacité d'import de 1100 MW et d'export de 3200 MW,
- entre la France et l'Italie, une capacité d'import de 2000 MW et d'export de 4200 MW,
- entre la France et l'Espagne, une capacité d'import de 2400 MW et d'export de 2800 MW.

Hypothèses retenues pour les capacités d'interconnexion calculées avec la méthode « flow-based »

Pour les pays concernés par la mise en place du « flow-based », la notion de « Net Transfert Capacity » n'est plus utilisée. Ainsi, il n'est plus possible d'appliquer la méthode décrite plus haut sur les frontières avec l'Allemagne et la Belgique.

Dans la modélisation retenue pour le Bilan prévisionnel, les échanges dans la zone CWE peuvent s'établir au sein d'un domaine simplifié construit sur la base de la moyenne des domaines « flow-based » historiques offerts, pour l'hiver et pour l'été.

Figure 4.28 : Représentation du domaine « flow-based » hivernal



¹⁵ <http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau> ¹⁶ Une nouvelle version du document européen devrait être publiée fin 2016.

Ce domaine simplifié décrit les limites d'échanges simultanément réalisables entre les pays au sein de la zone CWE. Une représentation des capacités d'échanges entre la France et ses voisins est illustrée ci-dessus (cf. Figure 4.28).

Au sein de la zone CWE, la capacité d'import de la France dépend du bilan de la Belgique et de l'Allemagne. Elle s'établit à 5000 MW au maximum en hiver (en orange sur la Figure 4.28), et se réduit d'autant plus que la Belgique ou l'Allemagne importent depuis la zone CWE. Pour que cette valeur maximale puisse être atteinte, il est nécessaire que :

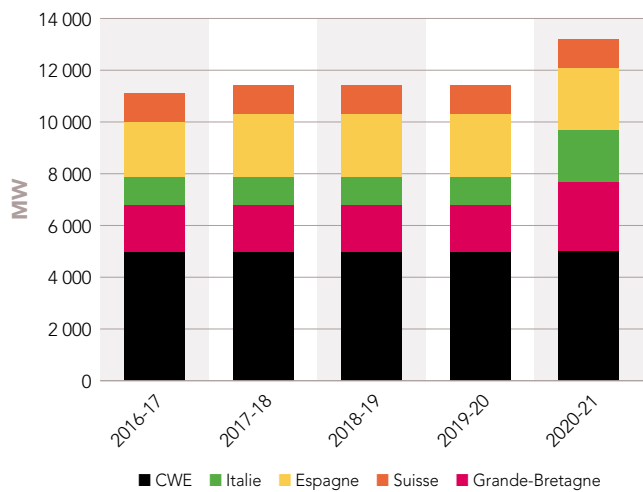
- le bilan net de la Belgique au sein de CWE soit compris entre -1000 et +2400 MW,
- le bilan net de l'Allemagne au sein de CWE soit compris entre +500 et +6000 MW.

Le domaine «flow-based» considéré sera amené à évoluer à la mise en service de nouveaux projets d'interconnexion. Cette évolution est néanmoins difficile à apprécier ex ante car elle dépend de nombreux paramètres comme la configuration future du réseau, l'évolution des capacités de production ou encore les travaux de renforcement. Même si la tendance générale est à un accroissement du domaine, le choix d'une approche prudente conduit à retenir une hypothèse de stabilité sur le moyen terme.

Synthèse des évolutions à moyen terme des capacités d'échange sur les différentes frontières

La somme des capacités d'import hivernale, déterminantes pour l'estimation du risque de défaillance en France, s'élève à un peu de plus de 11 GW pour l'hiver prochain et devrait atteindre environ 13 GW sur l'hiver 2020-2021 (cf. Figure 4.29) grâce aux renforcements des interconnexions.

Figure 4.29 : Évolution des capacités d'interconnexion hivernales dans le sens des imports



+ ALLEMAGNE

Les énergies renouvelables atteignent près de 30% dans le mix électrique en Allemagne en 2015, en hausse de 4% par rapport à 2014. La part cumulée prise par le charbon et le lignite reste la plus importante d'Europe de l'Ouest.

Une croissance des énergies renouvelables toujours soutenue

L'Allemagne est le pays qui possède les plus fortes capacités d'énergies renouvelables installées en Europe avec environ 45 GW d'éolien (dont 3 GW d'éolien en mer) et 40 GW de photovoltaïque.

L'année 2015 a été marquée par la mise en service de plus de 5,5 GW d'éolien et 1,4 GW de photovoltaïque.

Malgré l'importance de ce parc d'énergies renouvelables, l'Allemagne conserve des objectifs ambitieux de développement pour les années à venir.

Les hypothèses retenues pour le Bilan prévisionnel sont une progression annuelle de 2,5 GW pour l'éolien et d'environ 1,5 GW pour le photovoltaïque, ainsi qu'un parc installé de plus de 6 GW d'éolien en mer en 2021. Les parcs biomasse et hydraulique devraient quant à eux peu évoluer d'ici à 2021.

Une puissance installée pour le thermique classique en légère décroissance sur un horizon de moyen terme

Le mix énergétique allemand s'appuie fortement sur les filières charbon (27 GW) et lignite (20 GW). Des installations anciennes ou ne respectant pas les normes environnementales vont être déclassées, alors que de nouvelles installations vont être mises en service d'ici à 2021. Par ailleurs, près de 2,7 GW de groupes lignite seront retirés du marché, et mis en réserve dans le cadre du projet de réserve dite « climatique ». Cette capacité s'ajoute à celle de la « grid reserve » (5,4 GW à l'hiver 2016-2017).

La filière des cycles combinés au gaz (13 GW) rencontre des difficultés également en Allemagne mais se renouvelle avec plusieurs groupes en construction pour près de 2,7 GW.

Le parc de groupes aux gaz conventionnels (environ 4 GW) devrait légèrement diminuer d'ici à 2021. Par contre, le parc de moyens au fioul devrait être stable aux alentours de 2 GW.

Enfin, le parc thermique fossile comporte également un peu plus de 5 GW de production décentralisée, répartie sur un grand nombre de sites ; ce parc est supposé stable sur l'horizon d'étude.

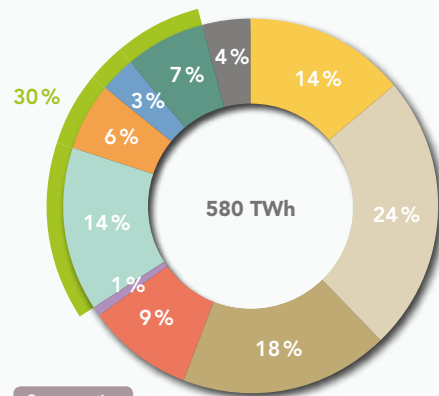
Sur l'horizon de moyen terme, la puissance installée du parc thermique classique est considérée comme en légère décroissance.

Une sortie du nucléaire prévue en 2023

L'Allemagne poursuit son plan de sortie du nucléaire décidé après l'accident de Fukushima en 2011. Une centrale a été déclassée en 2015.

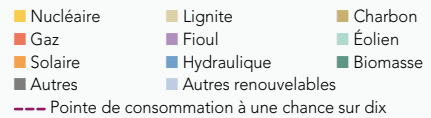
Le parc nucléaire allemand est composé aujourd'hui de huit tranches pour une capacité totale de 10,8 GW. À l'horizon 2021, trois centrales auront été arrêtées ; la capacité installée sera alors ramenée à 8 GW.

Mix électrique en 2015

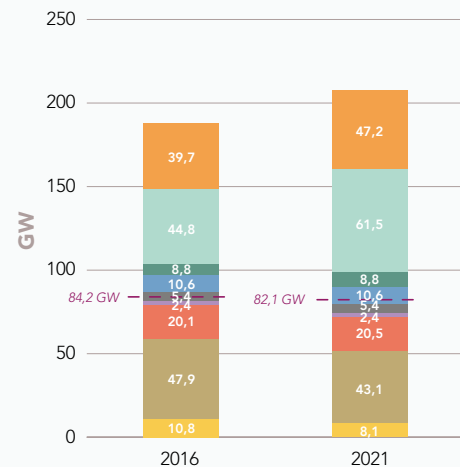


Consommation
543 TWh

Source : AGEB – 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse



+ GRANDE-BRETAGNE

Le mix électrique de Grande-Bretagne est dominé par les énergies fossiles.

La croissance du parc d'énergies renouvelables tirée par le développement des énergies marines

La Grande-Bretagne met en place une nouvelle régulation concernant le soutien aux énergies renouvelables. Celle-ci devrait réduire à moyen terme les subventions accordées aux différentes filières notamment photovoltaïque et éolienne et ralentir leur progression. Cependant, le pays possède le plus grand parc d'éoliennes marines d'Europe avec près de 5 GW installés au 1^{er} janvier 2016, et maintient des objectifs ambitieux de l'ordre de 8 à 9 GW en 2021.

Anticipant la baisse des subventions, les installations photovoltaïques ont fortement progressé avec près de 3,7 GW raccordés l'année dernière, en plus des 2,5 GW raccordés en 2014. Cette hausse est la plus forte d'Europe et a permis de faire passer le parc britannique de 2,8 GW à près de 9,0 GW en deux ans. En supposant un ralentissement de la progression photovoltaïque, l'hypothèse retenue est un parc d'environ 12 GW en 2021.

Le parc éolien terrestre n'a enregistré qu'une hausse d'environ 500 MW en 2015 ce qui porte la capacité installée à environ 8,2 GW au 1^{er} janvier 2016. L'hypothèse retenue est un parc de près de 10,7 GW en 2021. L'objectif de 9 GW d'éoliennes en mer est supposé atteint.

Les filières biomasse (3 GW) et hydraulique (4 GW) sont considérées stables sur l'horizon d'étude.

Un parc thermique classique en forte décroissance du fait de la fermeture de centrales au charbon

Les groupes charbon britanniques sont relativement anciens, et de nombreuses installations vont être déclassées dans les prochaines années. L'année 2016 devrait être une année charnière avec plus de 5 GW retirés par les producteurs. D'ici à 2021, la puissance raccordée pourrait être réduite de plus de 40%.

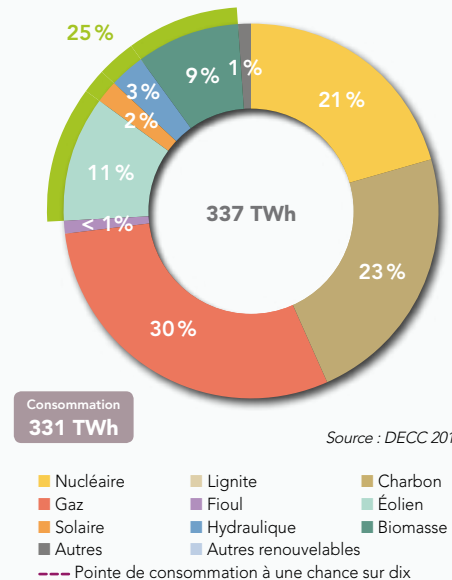
Le parc de cycles combinés au gaz représente environ 30 GW ; une centrale de 800 MW devrait entrer sur le marché cette année. Sur un horizon de moyen terme, le parc devrait décroître de plus de 2 GW du fait du retrait de plusieurs groupes.

Le parc de production de moyens de pointe s'est réduit fortement en 2015 du fait des réglementations environnementales, et devrait continuer à décroître légèrement sur l'horizon de moyen terme.

Des centrales nucléaires prolongées pour des durées de 5 à 7 ans

Plusieurs centrales ont été prolongées pour des durées allant de 5 à 7 ans repoussant les dates de retraits au-delà de l'horizon d'étude. La capacité nucléaire se maintient à une puissance de 8,9 GW d'ici 2021. Au-delà de ces prolongations, la Grande-Bretagne intègre le nucléaire dans sa politique électrique à long terme. Plusieurs projets sont en cours dont le plus avancé devrait aboutir à l'horizon 2025 sur le site d'Hinkley Point C.

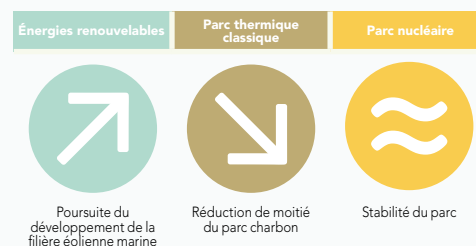
Mix électrique en 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse



+ ESPAGNE

Le mix électrique de l'Espagne est fortement dominé par les énergies renouvelables, avec une part de plus de 35% en 2015.

Un parc d'énergies renouvelables qui n'évolue plus

Face au problème de la dette énergétique qui a atteint le seuil critique de 25 milliards d'euros en 2013, le gouvernement espagnol a modifié les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. Après des années de croissance soutenue, le secteur des énergies renouvelables est à l'arrêt avec seulement une centaine de MW installés au cours des deux dernières années, contre plusieurs GW les années précédentes.

L'hypothèse retenue pour le Bilan prévisionnel est un taux de raccordement moyen de 100 MW par an sur l'horizon de moyen terme pour l'éolien, comme pour le solaire photovoltaïque. La filière solaire thermodynamique est supposée stable. Le développement du parc éolien en mer n'est pas envisagé avant 2022 au plus tôt.

La filière biomasse (1 GW) est considérée comme stable sur l'horizon d'étude.

Une décroissance du parc thermique

En 2016, la capacité du parc espagnol des cycles combinés au gaz est de près de 23 GW. Des mises sous cocon sont prévues pour un volume de 4 GW à l'horizon 2021.

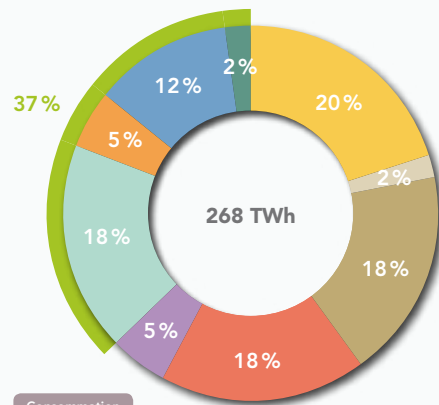
Le parc thermique espagnol comporte également des centrales charbon (8,4 GW) et lignite (700 MW). Ce parc, composé d'installations polluantes et anciennes, devrait être réduit d'ici à 2021 de près de 2 GW avec notamment le déclassement des dernières installations au lignite.

Un parc nucléaire stable sur l'horizon de moyen terme

L'Espagne compte actuellement sept tranches nucléaires en service pour une capacité totale d'environ 7 GW.

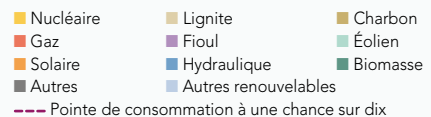
La centrale la plus âgée d'Espagne (Santa Maria de Garoña) a été mise à l'arrêt en décembre 2012, six mois avant la date prévue, notamment du fait des coûts induits par les travaux de mise en conformité des centrales à la suite de l'accident de Fukushima. Dans les hypothèses du Bilan prévisionnel, cette centrale est maintenue à l'arrêt sur tout l'horizon d'étude.

Mix électrique en 2015

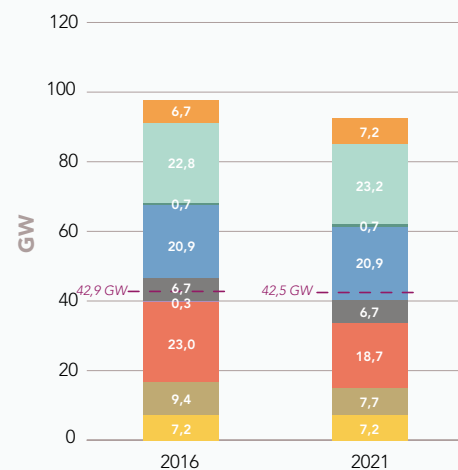


Consommation
249 TWh

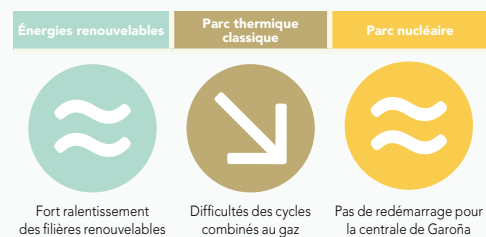
Source : ENTSO-E 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse



+ ITALIE

Le mix électrique de l'Italie est fortement dominé par les énergies renouvelables, avec une part de plus de 40% en 2015.

La croissance du parc d'énergies renouvelables a fortement ralenti

Après des années de forte croissance, le développement du parc éolien, et dans une moindre mesure celui du parc photovoltaïque est en net ralentissement.

Le parc éolien a progressé de seulement 350 MW par an au cours des années 2013 à 2015, contre plus de 1 GW par an les années précédentes. L'hypothèse retenue dans le Bilan prévisionnel est une progression moyenne de 450 MW par an sur l'horizon de moyen terme.

Le parc photovoltaïque a progressé de 400 MW par an en 2014 et 2015. Les hypothèses de moyen terme retiennent une progression de 500 MW par an.

Le développement du parc éolien en mer est envisagé à partir de 2021 au plus tôt, avec le raccordement d'une centaine de MW.

Les filières biomasse (4 GW) et géothermie (900 MW) sont considérées comme stables sur l'horizon d'étude.

La surcapacité du parc devrait entraîner une décroissance du parc thermique

Face à une situation de surcapacité et aux difficultés de rentabiliser les moyens installés, deux des principaux producteurs italiens ont annoncé des fermetures de groupes à court et moyen termes.

Le parc de cycles combinés au gaz (34,3 GW) est l'un des plus importants d'Europe. Une part significative de ces groupes fonctionne très peu, et des mises sous cocon sont annoncées. Dans les hypothèses du Bilan prévisionnel, une baisse de 2 GW du parc d'ici à 2021 est retenue.

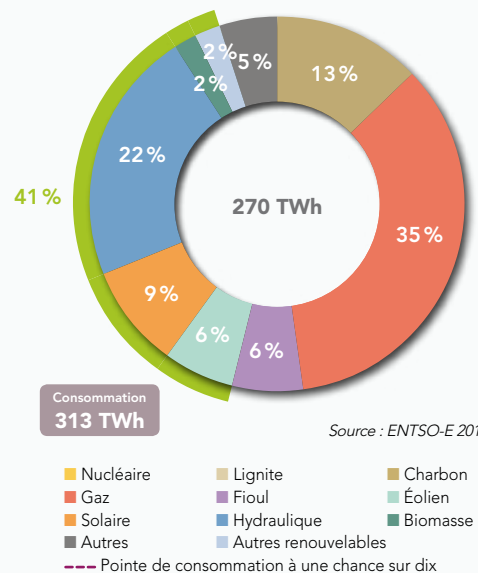
Le parc charbon (4,8 GW) est soumis à des contraintes environnementales. De nombreuses unités ont été arrêtées ces dernières années. Le parc actuel est constitué d'unités récentes, respectant les normes environnementales. Les hypothèses du Bilan prévisionnel considèrent une stabilité du parc sur l'horizon de moyen terme.

L'Italie dispose également d'un parc d'installations anciennes fonctionnant au fioul. Pour cette filière également, des mises sous cocon ou des déclassements sont annoncés. Suivant une hypothèse prudente, la filière fioul est supposée à l'arrêt à l'horizon 2021.

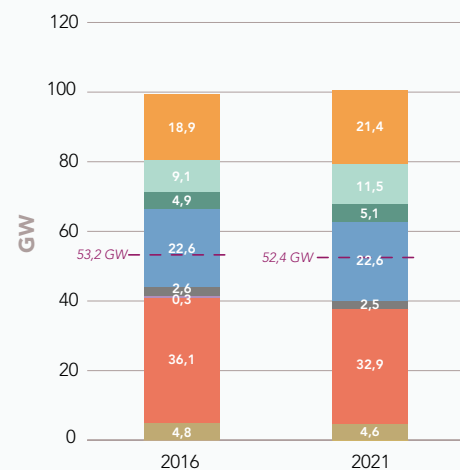
Un mix électrique sans installation nucléaire

L'Italie a effectué une sortie du nucléaire civil en 1987. Aucun projet de centrale nucléaire n'est en cours.

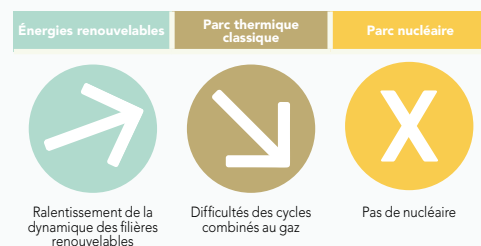
Mix électrique en 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse



+ BELGIQUE

L'énergie nucléaire représente la part la plus importante du mix de production électrique en Belgique, suivie par les filières de production au gaz. L'équilibre a été restauré depuis le retour à pleine capacité des sept tranches du parc nucléaire en 2015. Les énergies renouvelables poursuivent leur développement, en particulier l'éolien offshore. Le parc thermique reste soumis à des risques de retraits temporaires ou définitifs.

Un parc éolien en croissance

De nombreux parcs éoliens en mer sont actuellement en projet, dont une grande partie devrait voir le jour dans les années à venir. L'hypothèse d'une capacité d'environ 2 GW est retenue à l'horizon 2021, en cohérence avec les objectifs gouvernementaux.

Pour la filière éolienne terrestre, dont la capacité actuelle est de 2,2 GW, le rythme de développement retenu est de 200 MW par an, dans la continuité de la croissance de 2015.

Le parc photovoltaïque représente aujourd'hui 3,2 GW, mais son rythme d'installation passé est irrégulier et a connu un ralentissement. Une hypothèse prudente de 100 MW par an est retenue pour les années à venir.

De nombreux groupes thermiques soumis à un risque de retrait temporaire ou de fermeture

Des cycles combinés au gaz sont menacés de fermeture ou de mise sous cocon. Certaines unités ont été maintenues pour constituer une réserve stratégique participant à la sécurité d'approvisionnement durant l'hiver entre 2014 et 2017. Depuis le retour à pleine capacité du parc nucléaire, l'hypothèse retenue est que la constitution d'une réserve stratégique n'est plus nécessaire, et que les groupes ne participant plus à cette réserve seront mis en cocon. Le parc (hors réserves) de cycles combinés au gaz est ainsi considéré stable sur l'horizon de moyen terme.

Le parc des moyens de pointe, ancien, pourrait se réduire sur les prochaines années. Enfin, le dernier groupe charbon a été arrêté en 2016. Le site est pressenti pour une reconversion à la biomasse mais aucun projet n'est engagé fermement.

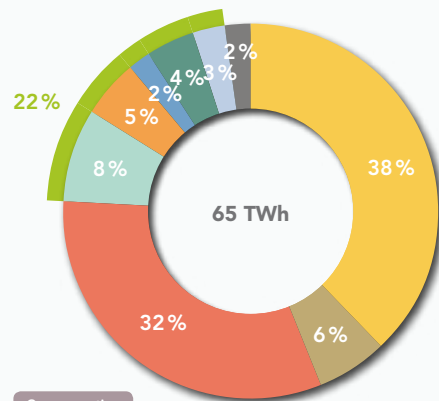
Un parc nucléaire stable sur l'horizon de moyen terme

Suite à la découverte de microfissures dans les cuves, deux tranches nucléaires (Doel 3 et Tihange 2) étaient indisponibles depuis 2014. Les examens complémentaires ont permis d'autoriser leur redémarrage fin 2015.

Par ailleurs, le gouvernement a également prolongé de dix ans la durée d'exploitation de deux tranches (Doel 1 et Doel 2).

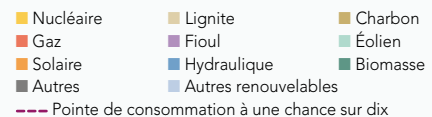
À plus long terme, la Belgique s'est dotée d'un planning de sortie du nucléaire qui s'échelonne entre 2023 et 2025.

Mix électrique en 2015

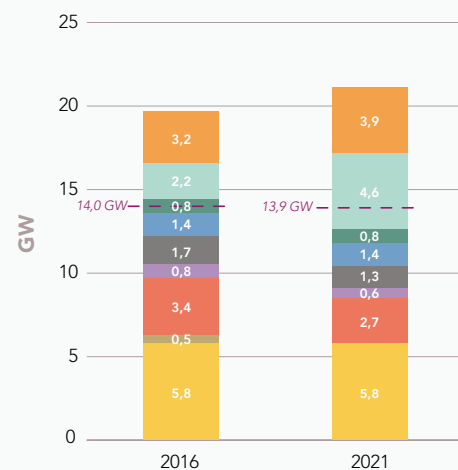


Consommation
85 TWh

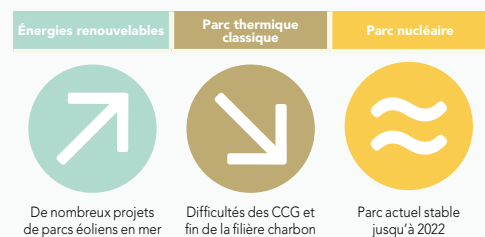
Source : ENTSO-E 2015



Hypothèses d'évolution du parc



Synthèse





© EDF droits réservés

PARTIE 5

Analyse de risque à moyen terme

5.1

Indicateurs
de la sécurité
d'approvisionnement

5.2

Analyse du risque
de défaillance

5.3

Bilans
énergétiques

5.4

Analyses
de sensibilité

5.5

Analyse
de la défaillance

5.6

Mise en œuvre
du mécanisme
de capacité

Analyse de risque à moyen terme

Face aux incertitudes du contexte économique et réglementaire qui pèsent aujourd'hui sur l'avenir du parc de production, deux scénarios sont étudiés sur l'horizon de moyen terme. Le premier suppose une relative stabilité du parc gaz et charbon tandis que le second est marqué par un retrait rapide et massif d'unités de production. Autour de ces deux scénarios structurants, plusieurs variantes permettent d'appréhender la sensibilité des résultats à d'autres hypothèses : consommation, rythme de progression des énergies renouvelables et capacité du parc nucléaire.

L'analyse de l'équilibre offre-demande à moyen terme vise à apprécier le risque de défaillance compte tenu de l'évolution probable en France et en Europe de la consommation, de l'offre disponible mais également des effacements et des interconnexions.

5.1. Indicateurs de la sécurité d'approvisionnement

La sauvegarde de l'intégrité du système français et européen interconnecté oblige au maintien impératif, à tout instant, de l'équilibre entre production et consommation. La défaillance apparaît lorsque la concomitance d'aléas défavorables conduit à une situation où la somme de la production et des importations disponibles est inférieure à la consommation réduite des effacements mobilisables. Grâce au plan de sauvegarde du réseau, la conséquence de la défaillance n'est pas un blackout généralisé. La coupure de l'alimentation d'une partie limitée des consommateurs permet alors d'éviter l'effondrement de l'ensemble du système électrique.

Grâce au plan de sauvegarde du réseau, la conséquence de la défaillance n'est pas un blackout généralisé.

Compte tenu des aléas pouvant peser sur le système, il est en toute rigueur impossible de garantir que la demande puisse être satisfaite à tout moment et en toutes circonstances. Par conséquent, le risque de défaillance doit être maintenu à un niveau socialement et économiquement acceptable. Celui-ci résulte d'un arbitrage d'intérêt général entre, d'une part, les avantages que retirent les consommateurs du fait d'un moindre risque de rupture d'approvisionnement et, d'autre part, le coût supporté par la collectivité des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation qu'il faut développer pour réduire ce risque.

Le risque de défaillance peut être mesuré de différentes manières : la fréquence des délestages, leur durée, le volume d'énergie non délivrée. Mais les relations qui les lient sont complexes à déterminer et dépendantes de la nature et de l'ampleur des aléas affectant le système électrique concerné, eux-mêmes dépendant du mix de production et de la nature des consommations.

L'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans prévisionnels modifié le 24 mars 2016, précise le cadre d'élaboration du Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude. Il prévoit en particulier la prise en compte des échanges avec les réseaux électriques étrangers. Le critère retenu est la durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an. Il s'agit de la durée pendant laquelle, sur une année, le système électrique est exposé au risque d'une offre insuffisante, indépendamment de la profondeur en énergie de ce déficit.

L'espérance de durée de défaillance en France pour chacune des années à venir est évaluée à l'issue des simulations de fonc-

tionnement du système électrique français intégré dans son environnement européen. Si la durée de défaillance est différente du critère de sécurité d'approvisionnement, les simulations sont reprises pour estimer une marge ou un déficit :

- si le critère est inférieur à trois heures par an, l'offre est jugée suffisante et une marge de capacité est estimée en ajoutant une bande de consommation fictive jusqu'à atteindre strictement le critère ;
- dans le cas contraire, une offre complémentaire, correspondant à une puissance fictive¹ parfaitement disponible et sans contrainte de stock, est ajoutée pour atteindre l'équilibre.

Le critère de sécurité d'approvisionnement est défini par les pouvoirs publics.

Il convient d'insister sur le fait que le respect du critère de défaillance ne signifie pas une absence totale de risque de défaillance (et donc de délestage), mais que ce risque est contenu dans la limite définie par les pouvoirs publics de trois heures en espérance par an.

D'autres indicateurs sont également fournis dans cette partie, parmi lesquels le solde des échanges, les produc-

tions en énergie des différentes filières, ainsi que les estimations d'émissions de CO₂ relatives à la production d'électricité.

5.2. Analyse du risque de défaillance

L'analyse de la défaillance menée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2016 s'appuie sur les hypothèses de demande et d'offre exposées dans les chapitres précédents. Les hypothèses de demande sont déclinées en un scénario « Référence » et deux variantes. Pour le parc thermique à flamme, le Bilan prévisionnel 2016 explore un faisceau de trajectoires d'évolutions possibles, encadré par deux scénarios contrastés élaborés en tenant compte des expressions les plus récentes des producteurs.

5.2.1. Diagnostic à moyen terme

Les conclusions du diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement sont fortement influencées par l'évolution des filières thermiques à flamme.

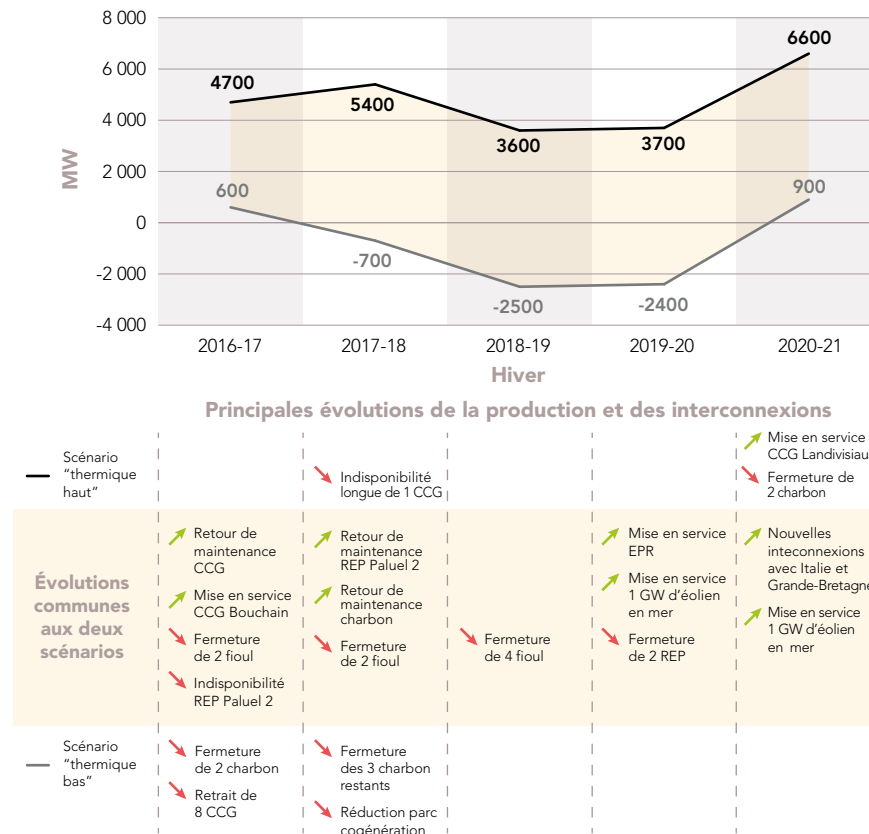
Une amplitude de plus de 5 GW entre les deux scénarios thermiques « encadrants » apparaît sur l'état des marges du système électrique français dès l'hiver 2017-2018 et jusqu'à 2021. Les hivers 2018-2019 et 2019-2020 apparaissent les plus exposés au risque de déséquilibre entre l'offre et la demande dans l'hypothèse du scénario bas du parc thermique (avec un déficit supérieur à 2 GW).

Tableau 5.1 : Indicateurs de défaillance
Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Scénario « thermique haut »	Énergie de défaillance	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Espérance de durée de défaillance	0h45	0h30	1 h00	0h45	0h15
	Marge ou déficit de capacité	4700 MW	5400 MW	3600 MW	3700 MW	6600 MW
Scénario « thermique bas »	Énergie de défaillance	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Espérance de durée de défaillance	2 h30	3h45	6 h45	6 h15	2 h15
	Marge ou déficit de capacité	600 MW	-700 MW	-2500 MW	-2400 MW	900 MW

¹ Sans préjuger des moyens (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...) qui la fourniront.

Figure 5.1 : Marges ou déficits de capacité
Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »



Sur tout l'horizon, l'équilibre du système électrique français est conditionné à l'avenir des filières thermiques classiques.

Dans le scénario « thermique haut », la marge est importante sur l'hiver 2016-2017 (4700 MW), du fait de la présence de l'ensemble du parc de cycles combinés au gaz, renforcé par la mise en service d'une nouvelle unité.

Sur les hivers suivants, le système conserve des marges confortables qui restent supérieures à 3600 MW sur tout le moyen terme.

Dans le scénario « thermique bas », les retraits affectant les parcs charbon et gaz dès l'hiver 2016-2017 réduisent à 600 MW la marge sur cet hiver. Un déficit apparaît dès l'hiver suivant et se creuse à environ 2500 MW sur les hivers 2018-2019 et 2019-2020, sous l'effet de la poursuite des déclassements successifs des groupes fioul et charbon notamment.

Au cours de l'année 2019, les marges se stabilisent dans les deux scénarios. La montée de charge progressive de l'EPR compense

la baisse de production liée à l'arrêt de Fessenheim. Par ailleurs, les premiers parcs éoliens en mer des appels d'offres sont mis en service, tandis que la consommation poursuit sa baisse.

Sur le dernier hiver, les marges redeviennent positives dans le scénario « thermique bas » mais restent sensiblement inférieures à celles du scénario « thermique haut ». Cette amélioration résulte de la mise en service simultanée de deux projets d'interconnexion avec l'Italie et la Grande-Bretagne pour une puissance cumulée d'environ 2 GW, de la fin de la montée en charge de l'EPR et de la poursuite du raccordement des projets éoliens en mer. Cette évaluation demeure entourée des incertitudes associées à la mise en œuvre effective de ces projets. Dans le cas contraire, les marges seraient révisées à la baisse.

Les décisions qui seront prises sur l'évolution du parc thermique auront un impact majeur sur la sécurité d'approvisionnement à moyen terme, comme en témoigne la forte amplitude des marges entre les deux scénarios. Les multiples considérations (économiques, politiques, réglementaires, sociales) qui entrent en jeu dans ces décisions rendent difficiles l'appréciation de la

probabilité de réalisation de l'un ou l'autre des scénarios. Par exemple, dans le scénario « thermique haut », l'amélioration significative des marges à l'hiver 2020-2021 est en partie liée à la prise en compte d'environ 1,5 GW de nouveaux actifs de production, mais pourrait être atténuée en cas de retard dans la mise en service de ces installations. D'autres facteurs d'incertitudes pourraient aussi compromettre l'hypothèse de maintien en fonctionnement des parcs existants et influencer à la baisse sur l'état d'équilibre du système à moyen terme. Il s'agit par exemple de la rentabilité durablement insuffisante des installations thermiques, en France mais aussi en Europe en situation de surcapacité aujourd'hui, ou encore de la pression politique renforcée sur les émissions de CO₂.

5.2.2. Comparaison au Bilan prévisionnel précédent

Les hypothèses du Bilan prévisionnel 2016 ont été largement remaniées par rapport à celles de l'édition précédente. Elles tiennent compte des déclarations les plus récentes de producteurs dans un contexte d'incertitudes qui s'est encore renforcé en 2016 pour la filière thermique.

Le Bilan prévisionnel 2015 présentait des éléments de diagnostic dans lesquels les marges restaient globalement positives jusqu'en 2020. L'édition 2016 envisage quant à elle un faisceau « enveloppe » au sein duquel la marge est susceptible d'être négative, en fonction notamment de l'avenir de la filière thermique à flamme.

Dans les deux scénarios « encadrants » considérés, les retraits ou déclassements de moyens de production (fioul, charbon, gaz) entraînent des variations significatives des marges d'une année sur l'autre, à l'opposé d'une relative stabilité de celles estimées dans le Bilan prévisionnel 2015.

Sur le prochain hiver, la marge s'est accrue de 1500 MW entre les deux exercices, compte tenu de la prise en compte de la méthode de calcul de capacité « flow-based » dans la zone CWE² et des dernières évolutions pressenties sur le parc thermique.

5.2.3. Sensibilité aux événements extrêmes

Critère de risque en moyenne

Le critère de défaillance du Bilan prévisionnel est relatif à une espérance de durée de défaillance. Cette espérance est la moyenne des durées de défaillance obtenues sur les mille années de Monte-Carlo correspondant à la simulation de mille combinaisons d'aléas.

On observe une grande dispersion de cet indicateur autour de sa moyenne. Ainsi, le respect du critère des trois heures n'implique pas une absence totale de risque de défaillance.

Par exemple, le scénario « thermique haut » présente une espérance de défaillance de l'ordre de 0h30 à l'hiver 2017-2018, et respecte donc largement le critère des 3h. Pour autant, dans ce scénario, environ 10% des mille années de Monte-Carlo présentent plus de 8h de défaillance (cf. Figure 5.3).

Figure 5.2 : Marges ou déficits de capacité – Comparaison au Bilan prévisionnel 2015

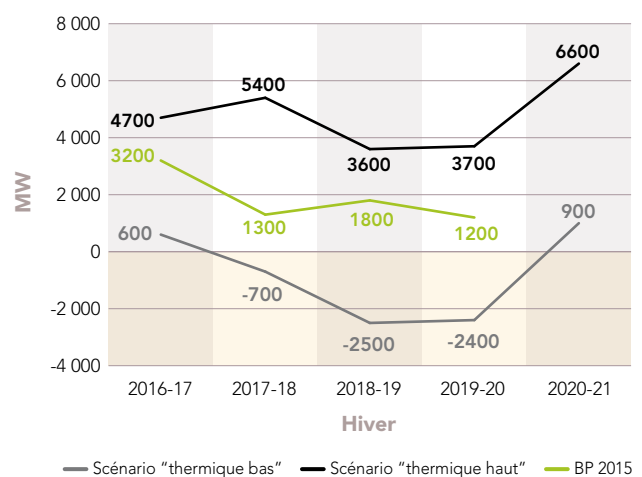
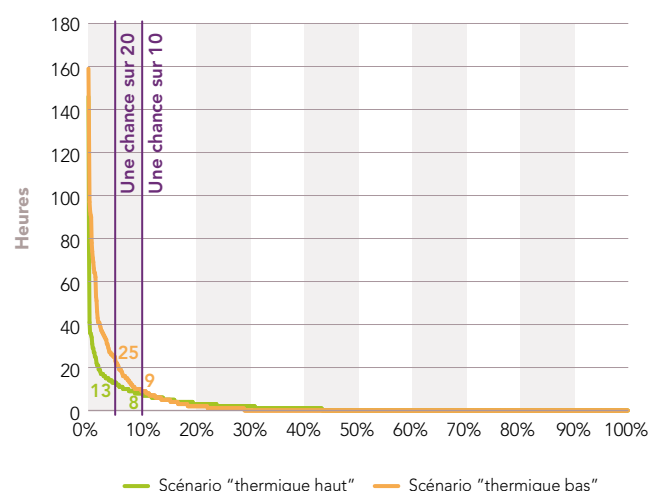


Figure 5.3 : Monotone de durée défaillance Hiver 2017-2018



² CWE : Central West Europe qui regroupe France, Allemagne et Benelux

Dans le scénario « thermique bas », l'espérance de durée de défaillance lors de l'hiver 2017-2018 est de 3h45. Parmi les mille années simulées, 45% ne présentent aucune défaillance. Néanmoins, la combinaison la plus défavorable des aléas peut entraîner jusqu'à 159 heures de défaillance sur une seule année, même si sa probabilité n'est que d'une chance sur mille.

Le respect du critère des trois heures n'implique pas une absence totale de risque de défaillance.

Spécificité des vagues de froid

La vague de froid de février 2012 est l'illustration d'un événement climatique exceptionnel d'une durée et d'une ampleur inédites depuis plus de vingt ans. Toutefois, celle-ci s'est produite alors que le parc de production et les capacités d'interconnexion présentaient une bonne disponibilité circonstancielle. Les ouvrages ont pu être sollicités à leur maximum et il n'a donc pas été nécessaire de procéder à des délestages.

La probabilité d'occurrence d'une telle vague de froid est estimée entre une chance sur dix et une chance sur vingt (cf. Figure 5.3). Dans le scénario « thermique bas », une situation de vague de froid similaire à celle de 2012 conduirait, lors de l'hiver 2017-2018, à une espérance de défaillance comprise entre 8 et 21 heures.

5.3. Bilans énergétiques

Les bilans énergétiques sur la période 2016-2021 sont analysés et comparés à celui de l'année 2015. Ce dernier est un bilan réalisé, qui correspond à une consommation non corrigée des aléas climatiques. À l'inverse, les prévisions sont relatives à une consommation en espérance.

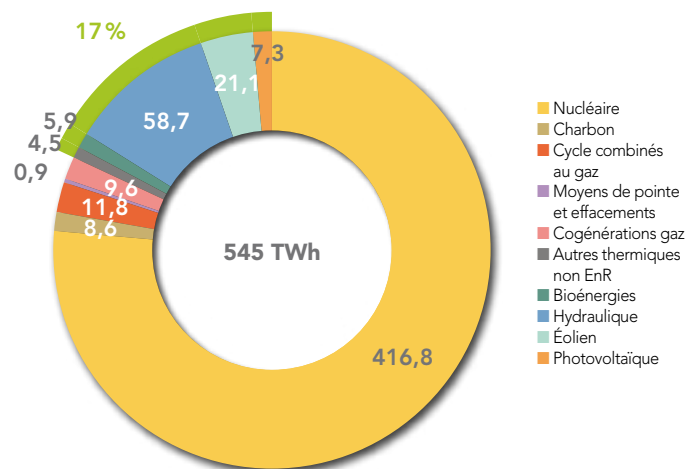
Le bilan de l'année 2015 se caractérise notamment par :

- une consommation réalisée de 473,8 TWh, marquée par des températures globalement élevées – à températures de référence celle-ci aurait été de l'ordre de 479 TWh,
- une production hydraulique parmi les plus faibles de ces dix dernières années à 58,7 TWh – la moyenne sur ces dix dernières années se situant autour de 64 TWh.

Les bilans énergétiques sont calculés sur les deux scénarios encadrants. Ils présentent les caractéristiques suivantes :

- la part de la production renouvelable dans la production totale passe de 17% en 2015 à plus de 21% en 2021, en lien avec les rythmes de développement des filières éolienne et photovoltaïque ;
- la part de la production nucléaire est globalement stable sur l'horizon³ et représente environ 75% de la production globale. L'énergie produite est d'un peu plus de 420 TWh par an ;

Figure 5.4 : Mix électrique en 2015



³ Les variations de production au cours du temps sont liées à l'évolution du parc en structure : retour d'indisponibilité prévu en 2017 pour Paluel 2 puis fermeture de la centrale de Fessenheim fin 2018 compensée par la mise en service progressive de l'EPR

Tableau 5.2 : Bilans énergétiques – Scénario «thermique haut»

TWh	2015	2017	2018	2019	2020	2021
Consommation France	473,8	478,9	477,7	476,1	474,4	472,4
Pompage	6,8	5,5	5,8	6,0	5,8	5,5
Solde exportateur	64,6	74,6	81,4	84,4	92,3	101,4
Demande totale	545,2	559,1	564,9	566,6	572,5	579,3
Nucléaire	416,8	420,5	424,6	422,1	422,1	424,0
Charbon	8,6	12,6	13,0	12,5	10,3	8,2
Cycles combinés au gaz	11,8	13,8	11,6	10,9	12,1	14,0
Moyens de pointe et effacements	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cogénérations gaz	9,6	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Autre thermique décentralisé non EnR	4,5	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9
Bioénergies	5,9	6,6	7,0	7,4	7,8	8,2
Hydraulique	58,7	62,9	63,0	63,0	62,8	62,6
Éolien	21,1	23,0	24,9	28,6	34,1	37,8
Photovoltaïque	7,3	8,8	9,9	11,1	12,3	13,6
Offre totale	545,2	559,1	564,9	566,6	572,5	579,3
Part des énergies renouvelables dans la production	17 %	18 %	19 %	19 %	20 %	21 %
Émissions de CO ₂ (Mt)	22,8	23,0	22,6	21,9	20,1	18,7

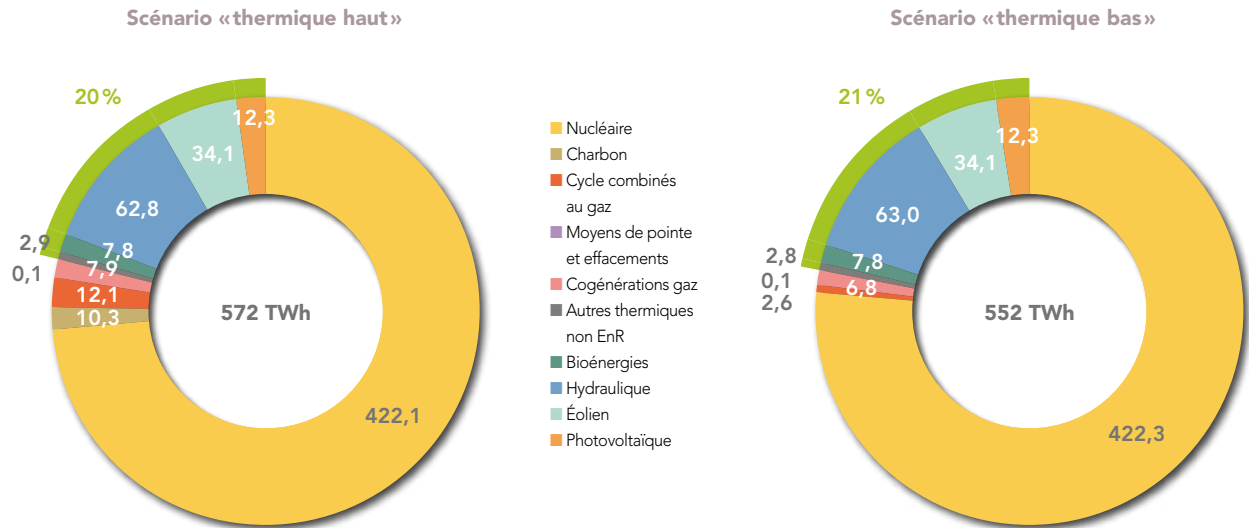
Source : Bilan électrique de RTE pour l'année 2015

Tableau 5.3 : Bilans énergétiques – Scénario «thermique bas»

TWh	2015	2017	2018	2019	2020	2021
Consommation France	473,8	478,9	477,7	476,1	474,4	472,4
Pompage	6,8	5,9	6,1	6,2	6,0	5,7
Solde exportateur	64,6	56,7	58,8	62,7	71,4	80,3
Demande totale	545,2	541,5	542,6	545,1	551,8	558,4
Nucléaire	416,8	420,6	424,8	422,3	422,3	423,9
Charbon	8,6	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cycles combinés au gaz	11,8	5,8	3,0	2,7	2,6	2,4
Moyens de pointe et effacements	0,9	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Cogénérations gaz	9,6	7,4	6,8	6,8	6,8	6,8
Autre thermique décentralisé non EnR	4,5	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8
Bioénergies	5,9	6,6	7,0	7,4	7,8	8,2
Hydraulique	58,7	63,2	63,2	63,2	63,0	62,9
Éolien	21,1	23,0	24,9	28,6	34,1	37,8
Photovoltaïque	7,3	8,8	9,9	11,1	12,3	13,6
Offre totale	545,2	541,5	542,6	545,1	551,8	558,4
Part des énergies renouvelables dans la production	17 %	19 %	19 %	20 %	21 %	22 %
Émissions de CO ₂ (Mt)	22,8	10,5	5,9	5,8	5,7	5,6

Source : Bilan électrique de RTE pour l'année 2015

Figure 5.5 : Mix électrique en 2020



→ les exports augmentent, entraînés par la croissance de la production fatale d'origine renouvelable et les évolutions des capacités d'interconnexion.

Dans le scénario « thermique haut », la stabilité des énergies produites par les filières charbon et gaz s'explique par le maintien en fonctionnement de la majeure partie des installations existantes. Le solde des échanges, orienté à l'export, augmente régulièrement au cours de l'horizon, témoignant de la compétitivité du mix de production français. Les émissions de CO₂ baissent en fin d'horizon en lien notamment avec la fermeture de deux groupes charbon.

Le scénario « thermique bas » est marqué par un contexte économique défavorable aux filières thermiques. Les difficultés de rentabilité de ces installations sont renforcées par l'absence de visibilité sur les conditions de mise en œuvre du mécanisme de capacité français, ainsi que par les perspectives envisagées d'évolution du prix du CO₂. Dans ce scénario, la production thermique est moins sollicitée, réduisant les soldes exportateurs en comparaison au scénario « thermique haut ». Les émissions de CO₂ en France se réduisent dès 2017 ; cette réduction s'amplifie dès 2018 suite à l'arrêt des groupes charbon, et conduit à un niveau d'émissions de moins de 6 Mt CO₂ par an.

5.4. Analyses de sensibilité

Des analyses de sensibilité aux hypothèses de consommation, de développement des énergies renouvelables et de puissance installée du parc nucléaire permettent d'apprécier l'impact de ces différents déterminants sur l'évolution des marges dans les prochaines années.

5.4.1. Sensibilité aux hypothèses de consommation

La sensibilité aux hypothèses de consommation est évaluée au moyen de variantes haute et basse qui concernent l'ensemble des pays européens considérés dans le Bilan prévisionnel.

Dans la **variante de consommation « basse »**, le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté sur tout l'horizon, dans les deux scénarios « thermique haut » et « thermique bas ». L'hypothèse d'une moindre demande en énergie mais également en puissance appelée à la pointe permet de dégager des marges sur tout l'horizon.

Celles-ci sont légèrement positives entre 2017 et 2020 dans le scénario « thermique bas » et supérieures à 6 GW sur l'ensemble de l'horizon dans le scénario « thermique haut ».

Malgré la baisse de la consommation en France et en Europe, les installations françaises, trouvent de nouveaux débouchés à l'étranger. Elles compensent ainsi partiellement la perte de débouchés en France. Cet effet est nettement plus marqué dans le scénario « thermique haut » où le nombre d'installations thermiques en fonctionnement est plus important.

Les deux scénarios thermiques encadrants affichent ainsi une augmentation des exports.

Figure 5.6 : Sensibilité à la consommation – variante « basse »

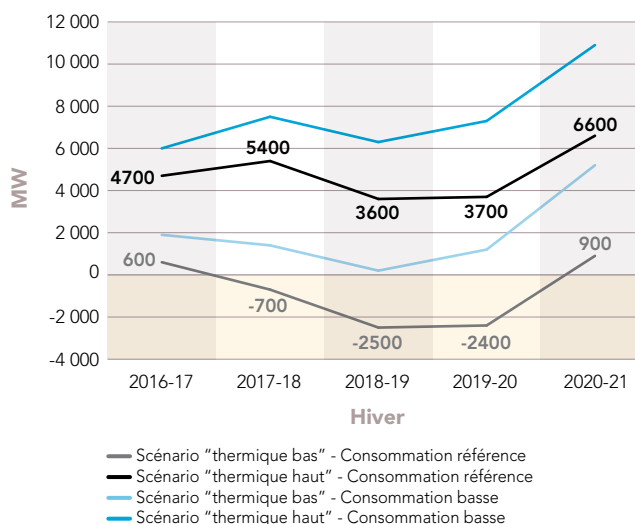


Tableau 5.4 : Bilans énergétiques – sensibilité à la consommation – variante « basse »

	2015	Référence		Consommation «basse»	
		Thermique haut	Thermique bas	Thermique haut	Thermique bas
TWh	2015	2020	2020	2020	2020
Consommation France	473,8	474,4	474,4	454,5	454,5
Pompage	6,8	5,8	6,0	6,1	6,3
Solde exportateur	64,6	92,3	71,4	102,2	87,1
Demande totale	545,2	572,5	551,8	562,8	547,9
Nucléaire	416,8	422,1	422,3	419,1	419,4
Charbon	8,6	10,3	0,0	7,9	0,0
Cycles combinés au gaz	11,8	12,1	2,6	7,7	1,5
Moyens de pointe et effacements	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0
Cogénérations gaz	9,6	7,9	6,8	7,9	6,8
Autre thermique décentralisé non EnR	4,5	2,9	2,8	2,9	2,8
Bioénergies	5,9	7,8	7,8	7,8	7,8
Hydraulique	58,7	62,8	63,0	63,1	63,3
Éolien	21,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Photovoltaïque	7,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Offre totale	545,2	572,5	551,8	562,8	547,9
Part des énergies renouvelables dans la production	17 %	20 %	21 %	17 %	17 %
Émissions de CO ₂ (Mt)	22,8	20,1	5,7	16,1	5,3

Source : Bilan électrique de RTE pour l'année 2015

Dans la **variante de consommation « haute »**, le regain de croissance de la consommation envisagé induit une augmentation sensible du risque de défaillance. Un déficit plus marqué que celui observé dans le scénario « Référence » apparaît dès l'hiver 2017-2018 dans le scénario « thermique bas », pour atteindre 5 GW à l'hiver 2019-2020. Le scénario « thermique haut » conserve quant à lui des marges positives sur tout l'horizon, même si elles sont très limitées sur les hivers 2018-2019 et 2019-2020.

Pour faire face à la hausse de la consommation, le système électrique français sollicite davantage la production des moyens de semi-base en France et réduit son solde exportateur. La réduction des exports est sensiblement plus forte dans le scénario « thermique bas » dans lequel il reste peu d'installations thermiques en fonctionnement.

Figure 5.7 : Sensibilité à la consommation – variante « haute »

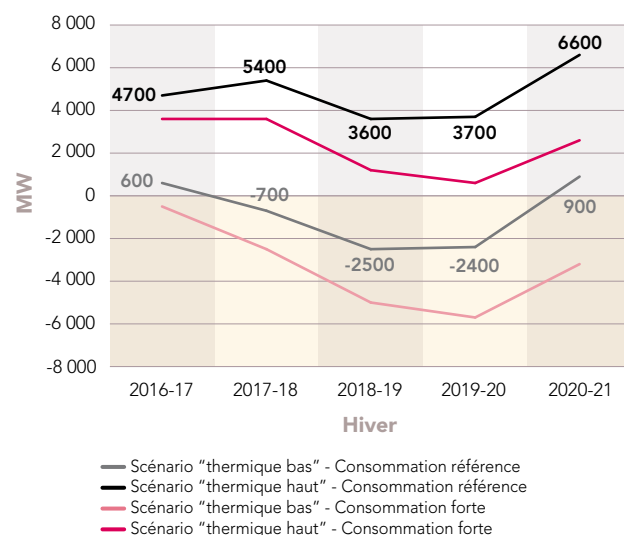


Tableau 5.5 : Bilans énergétiques – sensibilité à la consommation – variante « haute »

	2015	Référence		Consommation « haute »	
		Thermique haut	Thermique bas	Thermique haut	Thermique bas
TWh		2020	2020	2020	2020
Consommation France	473,8	474,4	474,4	490,0	490,0
Pompage	6,8	5,8	6,0	5,3	5,7
Solde exportateur	64,6	92,3	71,4	84,6	58,6
Demande totale	545,2	572,5	551,8	579,9	554,2
Nucléaire	416,8	422,1	422,3	423,5	423,6
Charbon	8,6	10,3	0,0	12,0	0,0
Cycles combinés au gaz	11,8	12,1	2,6	16,7	3,8
Moyens de pointe et effacements	0,9	0,1	0,1	0,2	0,3
Cogénérations gaz	9,6	7,9	6,8	7,9	6,8
Autre thermique décentralisé non EnR	4,5	2,9	2,8	2,9	2,8
Bioénergies	5,9	7,8	7,8	7,8	7,8
Hydraulique	58,7	62,8	63,0	62,5	62,7
Éolien	21,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Photovoltaïque	7,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Offre totale	545,2	572,5	551,8	579,9	554,2
Part des énergies renouvelables dans la production	17%	20%	21%	20%	21%
Émissions de CO ₂ (Mt)	22,8	20,1	5,7	23,5	6,3

Source : Bilan électrique de RTE pour l'année 2015

5.4.2. Sensibilité aux hypothèses de développement des énergies renouvelables

La sensibilité sur les marges du rythme de développement des énergies renouvelables est du second ordre par rapport au facteur consommation. Le doublement du rythme de développement des capacités éolienne et photovoltaïque envisagé n'influe en effet que de manière très limitée sur le niveau de risque du pays. Ce résultat illustre le fait que la contribution de ces filières à la couverture de la défaillance ne permet pas de dégager de marges supplémentaires significatives, car le risque de défaillance reste concentré lors des pointes de consommation le soir en hiver.

Pour autant, un développement plus soutenu des énergies renouvelables se traduit par une augmentation de production éolienne et photovoltaïque qui contribue à accroître le volume d'export.

Figure 5.8 : Sensibilité au développement soutenu des énergies renouvelables

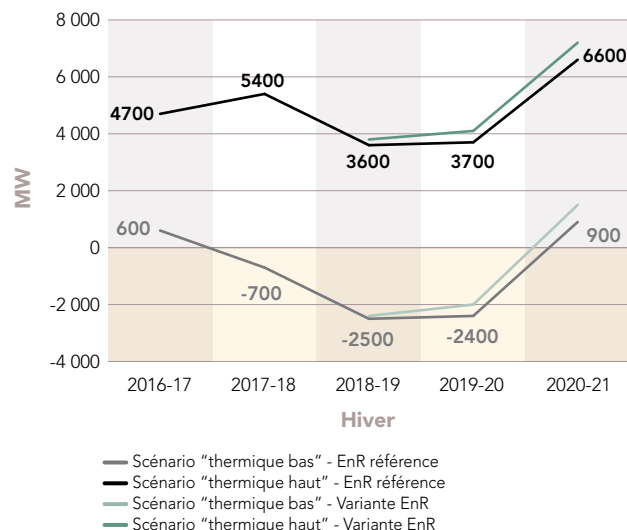


Tableau 5.6 : Bilans énergétiques – variante EnR

	2015	Référence		Variante EnR	
		Thermique haut	Thermique bas	Thermique haut	Thermique bas
TWh	2015	2020	2020	2020	2020
Consommation France	473,8	474,4	474,4	474,4	474,4
Pompage	6,8	5,8	6,0	5,9	6,1
Solde exportateur	64,6	92,3	71,4	98,3	78,2
Demande totale	545,2	572,5	551,8	578,6	558,7
Nucléaire	416,8	422,1	422,3	421,5	421,7
Charbon	8,6	10,3	0,0	10,0	0,0
Cycles combinés au gaz	11,8	12,1	2,6	11,5	2,5
Moyens de pointe et effacements	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1
Cogénérations gaz	9,6	7,9	6,8	7,9	6,8
Autre thermique décentralisé non EnR	4,5	2,9	2,8	2,9	2,8
Bioénergies	5,9	7,8	7,8	7,8	7,8
Hydraulique	58,7	62,8	63,0	62,9	63,1
Éolien	21,1	34,1	34,1	38,9	38,9
Photovoltaïque	7,3	12,3	12,3	15,0	15,0
Offre totale	545,2	572,5	551,8	578,6	558,7
Part des énergies renouvelables dans la production	17 %	20 %	21 %	22 %	22 %
Émissions de CO ₂ (Mt)	22,8	20,1	5,7	19,6	5,7

Source : Bilan électrique de RTE pour l'année 2015

5.4.3. Sensibilités aux hypothèses sur le parc nucléaire

La diminution de la capacité nucléaire, de 1 GW à l'hiver 2019-2020 puis de 2 GW à l'hiver 2020-2021, influe significativement sur le risque de défaillance. Si le scénario « thermique haut » conserve des marges sur les deux derniers hivers, la situation se dégrade dans le scénario « thermique bas », avec un déficit qui perdure jusqu'à l'hiver 2020-2021 sous l'effet du retrait de 2 GW de capacité nucléaire.

La production nucléaire se réduit dans les mêmes proportions dans les deux scénarios thermiques et s'accompagne d'une baisse des exports.

Figure 5.9 : Sensibilité à l'érosion du parc nucléaire

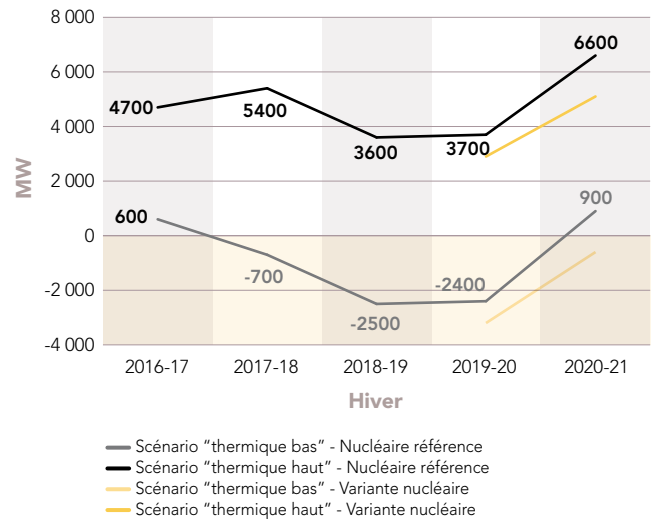


Tableau 5.7 : Bilans énergétiques – variante nucléaire

	2015	Référence		Variante nucléaire	
		2020	2020	2020	2020
TWh					
Consommation France	473,8	474,4	474,4	474,4	474,4
Pompage	6,8	5,8	6,0	5,5	5,8
Solde exportateur	64,6	92,3	71,4	86,1	63,3
Demande totale	545,2	572,5	551,8	566,0	543,5
Nucléaire	416,8	422,1	422,3	413,6	413,8
Charbon	8,6	10,3	0,0	10,9	0,0
Cycles combinés au gaz	11,8	12,1	2,6	13,7	2,9
Moyens de pointe et effacements	0,9	0,1	0,1	0,1	0,2
Cogénérations gaz	9,6	7,9	6,8	7,9	6,8
Autre thermique décentralisé non EnR	4,5	2,9	2,8	2,9	2,8
Bioénergies	5,9	7,8	7,8	7,8	7,8
Hydraulique	58,7	62,8	63,0	62,6	62,8
Éolien	21,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Photovoltaïque	7,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Offre totale	545,2	572,5	551,8	566,0	543,5
Part des énergies renouvelables dans la production	17%	20%	21%	21%	22%
Émissions de CO ₂ (Mt)	22,8	20,1	5,7	21,3	5,9

Source : Bilan électrique de RTE pour l'année 2015

5.5. Analyse de la défaillance

5.5.1. Analyse de risque à France isolée

L'analyse « France isolée », menée sans prendre en compte les échanges transfrontaliers, montre l'importance de la contribution des imports à la sécurité d'approvisionnement française.

5.5.2. Contribution des échanges à la couverture de la défaillance

Les échanges d'électricité aux interconnexions permettent, à tout instant, d'optimiser l'utilisation des moyens de produc-

tion à l'échelle européenne, mais aussi d'assurer une solidarité entre les pays. Ainsi, lors de situations tendues en France, le système électrique français sollicite les imports d'énergie qui lui sont nécessaires, dans la limite de ce que permettent, à la fois, les capacités d'interconnexion et les moyens de production disponibles dans les pays voisins.

Cependant, dans certaines situations (températures très basses, absence de vent, nombreuses indisponibilités de moyens de production, etc.), l'aide apportée par les pays voisins peut s'avérer insuffisante pour éviter la défaillance en France.

Figure 5.10 : Probabilités de défaillance simultanée entre la France et ses voisins
Scénario « thermique bas »

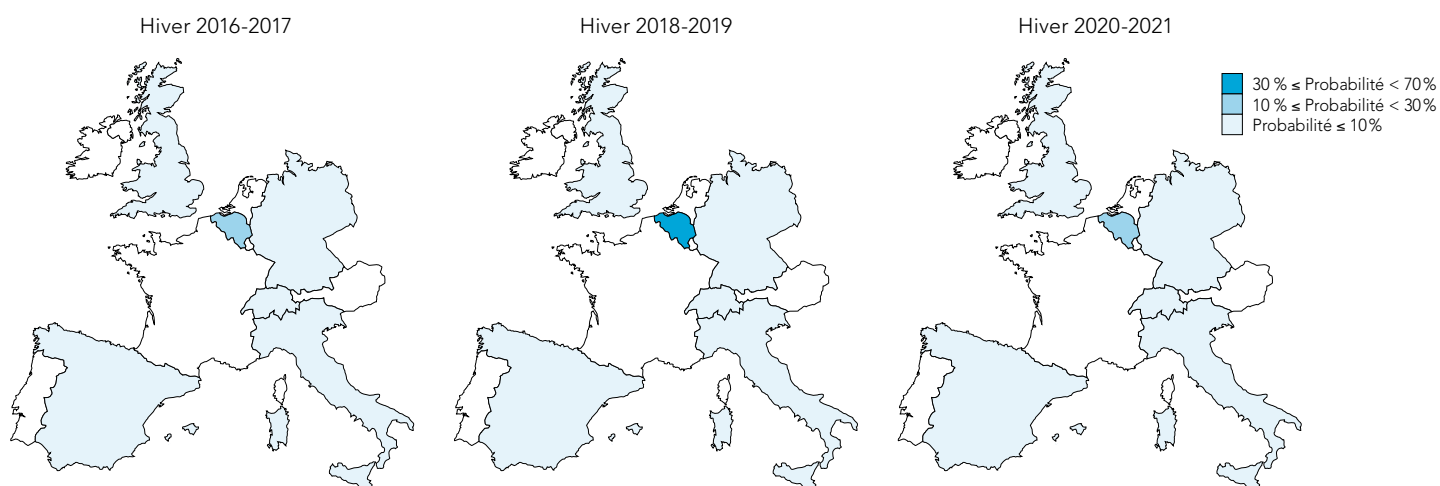


Tableau 5.8 : Marges ou déficits de capacité et énergies de défaillance
France isolée – Scénarios encadrants « thermique haut » et « thermique bas »

		2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21
Scénario « thermique haut »	Énergie de défaillance	90,6 GWh	67,5 GWh	118,1 GWh	102,1 GWh	67,2 GWh
	Espérance de durée de défaillance	22h00	17h00	28h00	25h00	17h00
	Marge ou déficit de capacité	-6200 MW	-5300 MW	-6800 MW	-6600 MW	-5400 MW
Scénario « thermique bas »	Énergie de défaillance	395,0 GWh	580,0 GWh	898,0 GWh	824,8 GWh	490,7 GWh
	Espérance de durée de défaillance	82h00	116h00	169h00	158h00	102h00
	Marge ou déficit de capacité	-10500 MW	-11600 MW	-13000 MW	-12900 MW	-11000 MW

Sans les interconnexions, la France n'aurait pas les moyens d'assurer son équilibre offre-demande.

Le niveau de l'aide apportée par nos voisins dans ces situations dépend à la fois de leur situation d'équilibre offre-demande et des capacités d'interconnexion. Ainsi, un pays en situation de défaillance n'est plus en mesure de secourir la France. La simultanéité des épisodes de défaillances entre la France et ses voisins directs constitue donc un facteur déterminant pour la sécurité d'approvisionnement en France.

Ainsi, la probabilité est faible que l'Espagne, l'Italie, la Suisse, l'Allemagne et la Grande-Bretagne rencontrent des épisodes de défaillance simultanés à la France. Ces pays sont donc susceptibles d'exporter lorsque la France est défaillante. Pour autant leur capacité à secourir la France dépend aussi des capacités d'interconnexion aux frontières. Ainsi, la mise en service de nouvelles liaisons d'interconnexion en 2020 avec la Grande-Bretagne et l'Italie contribue à réduire le risque de défaillance en France.

En revanche, la probabilité d'une défaillance simultanée entre la France et la Belgique est plus fréquente, réduisant ainsi la capacité de la Belgique à secourir le système français.

5.5.3. Paysage de la défaillance

L'analyse présentée dans cette partie permet de caractériser les situations de défaillance issues des simulations du Bilan prévisionnel. Elle s'appuie sur l'hiver 2017-2018 du scénario « thermique bas » dont l'espérance de durée de défaillance (3h45 par an) est proche du critère de sécurité d'approvisionnement.

Profil saisonnier de la défaillance

Les analyses permettent d'identifier les périodes de l'année concentrant toutes les situations de défaillance simulées (cf. Figure 5.11).

Les heures de pénurie identifiées sont situées sur les mois d'hiver et principalement en janvier qui représente, à lui seul, plus de 70% du total. En effet, c'est en hiver que les niveaux de consommation sont les plus élevés du fait de la forte thermosensibilité du système électrique français.

Profil horaire de la défaillance

Au sein de la journée, environ la moitié des situations de défaillance survient autour de la pointe de consommation de 19h. Des situations de défaillance apparaissent aussi sur la plage du matin, entre 7h et 10h, pour un quart des occurrences (cf. Figure 5.12).

Durée de défaillance

Les situations de défaillance issues des simulations s'étalent sur des durées variables, allant d'une heure à près de deux jours consécutifs. La majorité des périodes de défaillance est de courte durée : environ 80% durent moins de trois

Figure 5.11 : Répartition de la défaillance au sein de l'année
Scénario « thermique bas » – Hiver 2017-2018

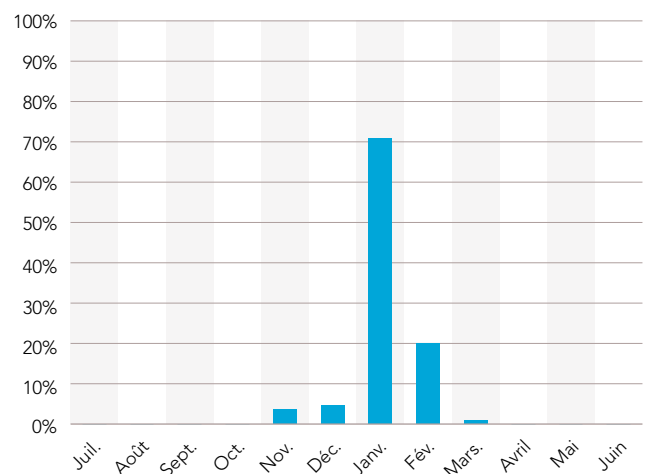
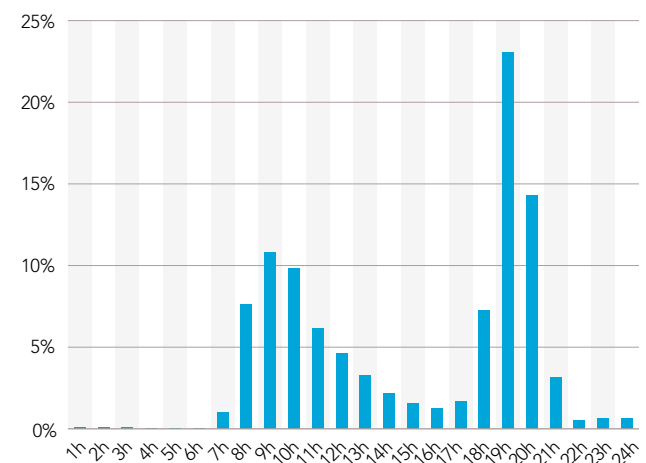


Figure 5.12 : Répartition de la défaillance au sein de la journée
Scénario « thermique bas » – Hiver 2017-2018



heures, et 35% ne durent même qu'une heure (cf. Figure 5.13). La situation qui présente la durée de défaillance de deux jours est quant à elle exceptionnelle ; elle correspond à une combinaison d'aléas défavorables sur une longue période.

5.5.4. Relation entre défaillance et marge

La relation entre la défaillance et la marge ou le déficit de capacité n'est pas linéaire. L'abaque de la Figure 5.14 représente la relation qui existe entre le nombre d'heures de défaillance et la marge ou le déficit estimé pour que le système respecte strictement le critère de sécurité d'approvisionnement.

Ainsi face à un déficit de puissance correspondant à une durée de défaillance de 6 h par an, donc supérieure au critère des 3h, il conviendrait d'ajouter environ 2 GW de puissance parfaite⁴ pour revenir au critère des 3h.

À l'inverse, une marge relative à une durée de défaillance de l'ordre de 1 h par an, permettrait au système électrique français de satisfaire une consommation supplémentaire de 4 GW en bande tout en respectant le critère des 3h.

En conséquence, à partir d'une situation équilibrée à 3 h par an, un durcissement du critère à 1 h par an nécessiterait de l'ordre de 4 GW de puissance supplémentaire. À l'inverse, une relaxation du critère pour le passer à une défaillance de 6 h par an contribuerait à dégager une marge de 2 GW.

Ce phénomène non linéaire est le reflet de la distribution de la profondeur de défaillance (cf. Figure 5.15). Par exemple, l'ajout de 5000 MW de puissance résout, pour les 1000 années de simulation, 2700 heures de défaillance dans le scénario « thermique bas », pour seulement 400 heures dans le scénario « thermique haut ».

Ainsi, l'amélioration de l'espérance de durée de défaillance liée à l'arrivée d'une nouvelle capacité de production est nettement plus forte dans le scénario « thermique bas » que dans le scénario « thermique haut ».

⁴ On appelle puissance parfaite une puissance disponible à tout instant, sans contrainte de stock

Figure 5.13 : Répartition des périodes de défaillance selon leur durée

Scénario « thermique bas » – Hiver 2017-2018

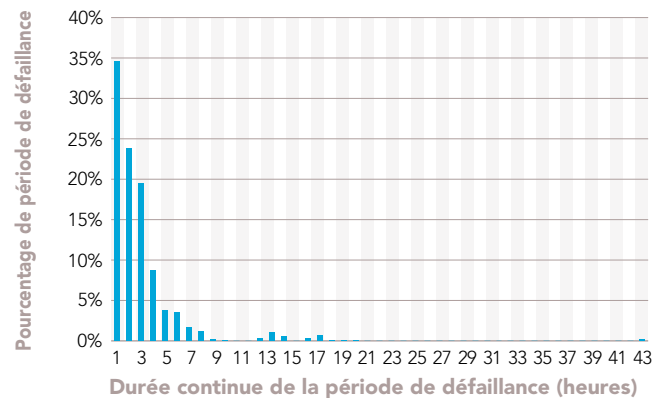


Figure 5.14 : Relation entre durée de défaillance et marge ou déficit

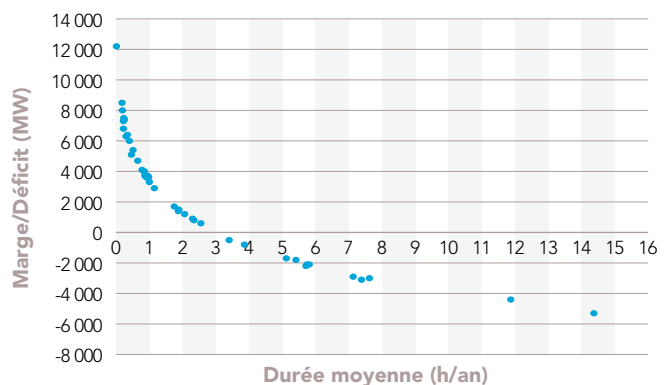
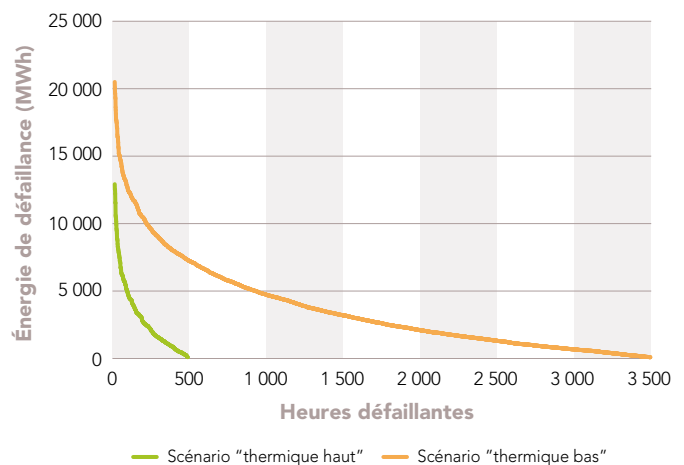


Figure 5.15 : Monotones de puissance de défaillance pour 1000 années de simulation

Hiver 2017-2018



5.6. Mise en œuvre du mécanisme de capacité

5.6.1. Un mécanisme de marché pour la sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement est un objectif de politique publique, qui s'établit à un niveau identique pour l'ensemble des consommateurs. Afin d'assurer le respect des objectifs de sécurité d'approvisionnement et une contribution équitable de l'ensemble des acteurs de marché pour l'atteindre, le marché français de l'électricité a été complété par la loi NOME (2010) avec un mécanisme de capacité⁵.

Les acteurs obligés, qui sont principalement les fournisseurs d'électricité, portent une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation. Ils doivent, pour la remplir, détenir un certain montant de garanties de capacité, soit du fait de moyens détenus en propre (installations de production ou capacités d'effacement), soit en acquérant ces garanties de capacité auprès de ceux qui les détiennent. L'obligation, fonction de paramètres définis quatre années en amont de l'année de livraison visée, est actualisée en fonction des données de consommation effectivement mesurées dans le périmètre du fournisseur.

Les garanties de capacité sont émises par RTE et attribuées aux exploitants de capacités en fonction de la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes de consommation. Les producteurs doivent demander à se faire certifier trois ans au plus tard en amont de l'année de livraison considérée, tandis que les opérateurs d'effacement le peuvent jusqu'au début de cette année de livraison. La disponibilité prévisionnelle annoncée sera comparée à celle effectivement observée, à la suite de quoi un règlement financier sera opéré pour tenir compte des écarts.

Le mécanisme de capacité repose sur un marché, régulé par la puissance publique, sur lequel les détenteurs de garanties et les acteurs obligés échangent des garanties de capacité permettant à ces derniers de satisfaire à une obligation légale. Ce dispositif relève d'une logique assurantielle : les exploitants de capacités voient leurs installations valorisées pour l'assurance qu'ils procurent au système électrique en termes de disponibilité lors des périodes de tension. Le mécanisme adresse ainsi des signaux économiques complémentaires à ceux du marché de l'énergie.

Le mécanisme de capacité assure un rebouclage des décisions d'investissement des acteurs privés avec les objectifs de politique énergétique en matière de sécurité d'approvisionnement fixés par les pouvoirs publics. Il incite également les fournisseurs à contribuer à la maîtrise des pointes de consommation. Ce mécanisme de marché doit ainsi permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût, ce qui est un enjeu majeur dans un contexte de transformation rapide du mix énergétique. Le mécanisme de capacité sert donc de « filet de sécurité » à la transition énergétique.

5.6.2. Influence du mécanisme sur les années 2017-2020

Le mécanisme de capacité a été lancé en avril 2015, pour une première année de livraison en 2017. Les années 2018 et 2019 étaient également concernées, puisque le mécanisme anticipe plusieurs années à l'avance pour envoyer des signaux à des échéances permettant de prendre des actions significatives sur la sécurité d'approvisionnement (développement de nouvelles capacités, décisions de « mise sous cocon », programmes d'effacements...). L'ensemble des capacités existantes a été certifié pour ces années à fin 2015, et le marché était prêt à fonctionner en 2016.

Néanmoins, le contexte européen a fortement impacté le démarrage du mécanisme. La Commission européenne a lancé en avril 2015 une enquête sectorielle sur les interventions publiques relatives à la sécurité d'approvisionnement de onze pays européens. Le rapport intermédiaire de cette enquête, publié en avril 2016, identifie des mécanismes de capacité dans tous les pays concernés, dont naturellement la France. Cette enquête sectorielle s'est doublée d'une enquête approfondie sur le marché de capacité français, lancée en novembre 2015.

L'enquête approfondie fait peser un risque et occasionne une forte incertitude pour les acteurs de marché. Dans ce contexte, la visibilité sur la disponibilité réelle des capacités pour les années 2017 à 2020 est très limitée, et dépendra fortement des conclusions de l'enquête. En l'absence de revenus capacitaires sur ces années, les exploitants de capacités pourraient revoir leurs décisions de maintien de capacité dans le marché, notamment pour celles dont la rentabilité sur le marché de l'énergie uniquement est insuffisante. Ainsi, en cas de retard ou d'absence de mise en œuvre du mécanisme de capacité, l'évolution du parc de production devrait se situer dans la fourchette basse du faisceau des scénarios étudiés.

⁵ Les règles du mécanisme de capacité et le rapport d'accompagnement sont disponibles sur le site internet de RTE : <http://www.rte-france.com/fr/article/marche-de-capacite> ⁶ Année de livraison du mécanisme de capacité

La présence du mécanisme de capacité permettra de sécuriser la présence d'un niveau de capacités suffisant pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Une validation rapide du mécanisme par la Commission européenne inciterait l'ensemble des acteurs du marché français de l'électricité à prendre des décisions compatibles avec les scénarios respectant le critère de sécurité d'approvisionnement.

5.6.3. Indicateurs prévisionnels sur l'obligation de capacité

Plusieurs indicateurs prévisionnels du mécanisme de capacité sont issus des simulations et publiés annuellement dans le Bilan prévisionnel :

- les prévisions d'obligation France pour les années AL⁶+1, AL+2, AL+3 pour lesquelles les paramètres du mécanisme auront déjà été fixés ;
- les prévisions d'obligation France pour l'année AL+4 calculées en supposant une reconduction des paramètres de l'année précédente.

Cette édition du Bilan prévisionnel présente ci-dessous les estimations de l'indicateur « puissance de référence » représentatif de la contribution de l'ensemble des consomma-

teurs français au risque de défaillance pendant les années de livraison considérées. Cette « puissance de référence » doit être couverte à la fois par les interconnexions et par le parc de production et d'effacements.

Le coefficient de sécurité du mécanisme, dont la valeur a été fixée à 0,93 dans l'arrêté du 22 janvier 2015 pour les deux premières années de livraison, intègre notamment, dans son calcul, la contribution des interconnexions à la couverture de cette « puissance de référence ».

L'obligation France publiée en respect avec les dispositions de l'article 18 du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la mise en place du mécanisme de capacité, correspond à la somme des obligations auxquelles seront soumis les fournisseurs aux horizons étudiés.

L'année 2017 correspond à la première année de livraison du mécanisme. L'année 2016 est insérée à titre indicatif. De plus, les valeurs affichées représentent une espérance de l'obligation France calculée sur deux cents scénarios climatiques, la dispersion autour de cette moyenne est de l'ordre de 900 MW.

Tableau 5.9 : Prévion de la puissance de référence de la France suivant les variantes de consommation (en GW)

Variante de consommation	2017	2018	2019	2020	2021
Haute	97,5	97,8	98,1	98,3	98,4
Référence	96,5	96,3	96,1	95,8	95,4
Basse	95,1	94,3	93,5	92,6	91,7

Tableau 5.10 : Prévion de l'obligation de capacité France suivant les variantes de consommation (en GW)

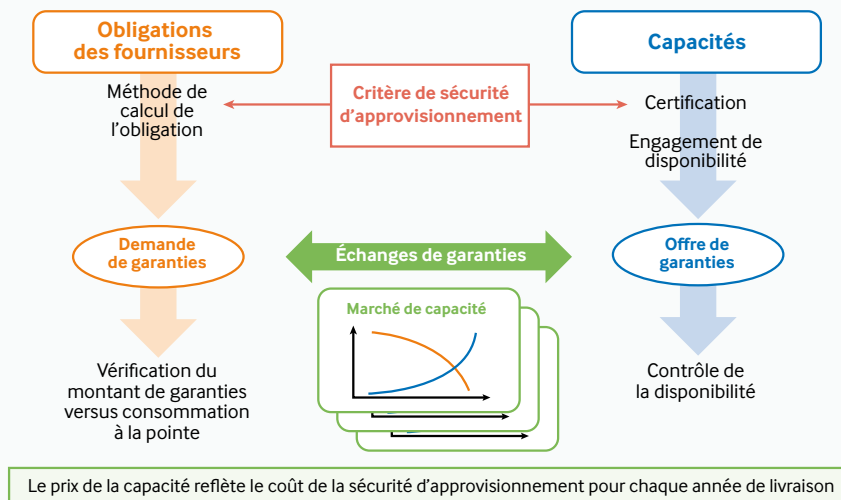
Variante de consommation	2017	2018	2019	2020	2021
Haute	90,7	91,0	91,2	91,4	91,5
Référence	89,7	89,6	89,4	89,1	88,7
Basse	88,4	87,7	87,0	86,1	85,3
Coefficient de sécurité	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93*

* coefficient de sécurité supposé reconduit pour 2021

+ LE MÉCANISME DE CAPACITÉ FRANÇAIS

Le mécanisme de capacité s'articule autour de deux piliers : l'obligation pour les acteurs obligés de détenir des garanties de capacité et l'obligation pour les exploitants de capacité de conclure des contrats de certification de capacité.

Figure 5.16 : Schéma global du mécanisme de capacité



Les fournisseurs et autres acteurs obligés* sont obligés de détenir pour chaque année de livraison un volume de garanties de capacités défini à partir de la consommation constatée à la pointe de leurs clients, consommation qui est ramenée à une température extrême de référence, afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné à l'article L.335-2 du Code de l'énergie. Après l'année de livraison, RTE notifie à chaque acteur obligé le montant du déséquilibre entre son obligation et le volume de garanties de capacité détenues, ainsi que le règlement financier correspondant.

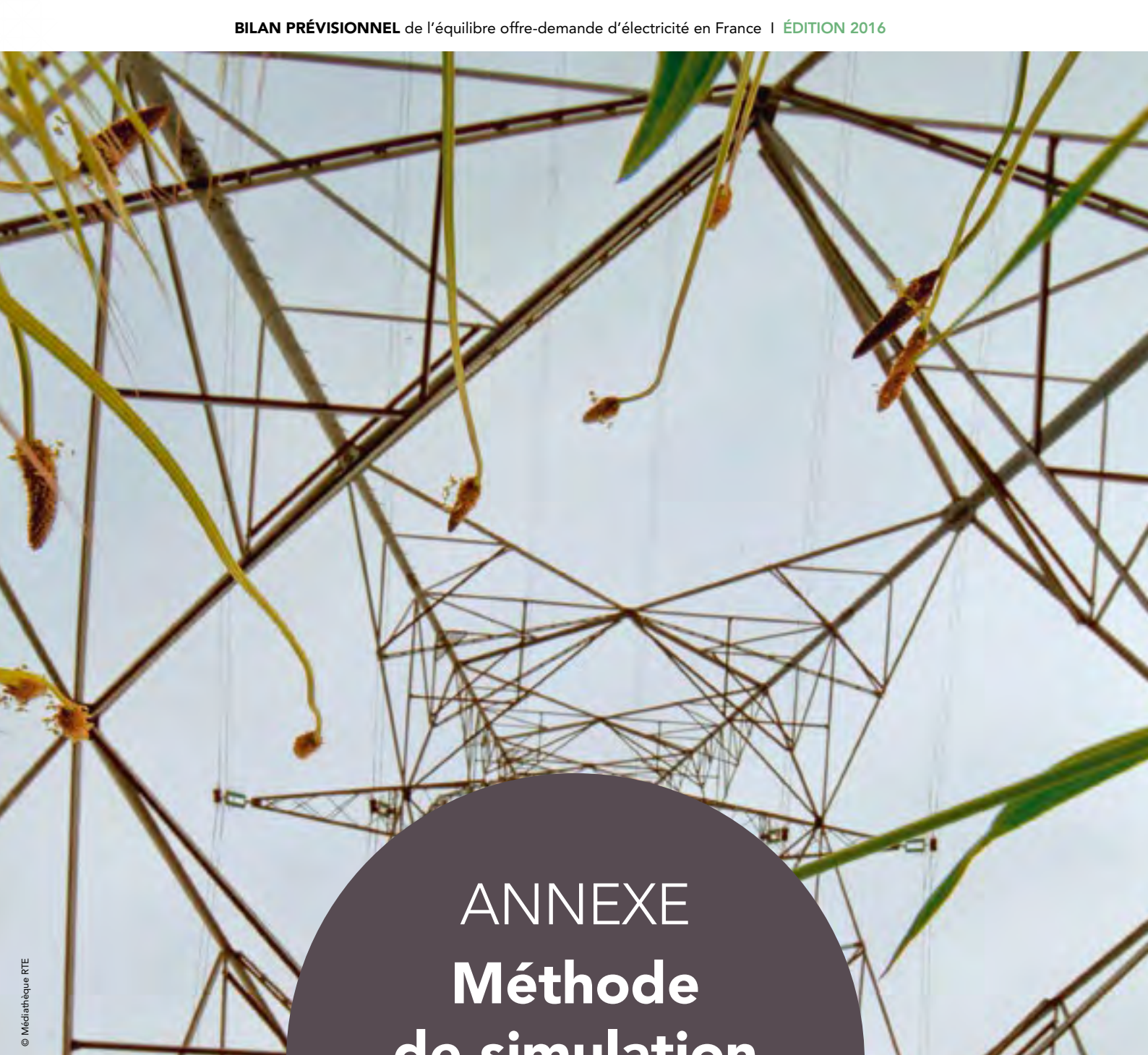
Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation sont tenus de conclure avec RTE un contrat de certification pour leurs capacités. Par ce contrat, les exploitants s'engagent sur un certain niveau de capacité et notamment sur la disponibilité de leur moyen lors des périodes de tension hivernale. Ils se voient octroyer, en fonction de ce niveau de capacité qui doit refléter la contribution de la capacité à la sécurité d'approvisionnement, un montant de garanties de capacité. Les exploitants sont rattachés à un responsable de périmètre de certification, qui est redevable financièrement des éventuels écarts entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectivement disponible l'année de livraison considérée. Après cette année de livraison, RTE calcule les écarts pour chaque responsable de périmètre de certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités. Le responsable de périmètre de certification paie les écarts. Les exploitants de capacités peuvent se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse jusqu'à la fin de l'année de livraison.

Une fois les premières certifications effectives, les exploitants et les fournisseurs peuvent alors s'échanger des garanties de capacité et ceci jusqu'à la date limite de cession après la fin de l'année de livraison.

Le mécanisme de capacité a déjà démarré pour les premières années de livraison avec l'ouverture de la période de certification des moyens de production et d'effacement au 1^{er} avril 2015. Le registre** public de capacité contribuera à la construction des hypothèses de parc de production retenues dans le cadre du Bilan prévisionnel en plus des outils dont dispose déjà RTE.

* Consommateurs ou gestionnaires de réseau pour leurs pertes qui ne s'approvisionnent pas pour tout ou partie de leur consommation auprès d'un fournisseur.

** https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa_rcc.jsp



ANNEXE
**Méthode
de simulation
de l'équilibre
offre-demande**

A.1

Sécurité d'approvisionnement
et durée de défaillance

A.2

Modélisation explicite
de l'ouest de l'Europe

A.3

Analyse probabiliste

A.4

Élaboration des courbes
de charges de consommation

Méthode de simulation de l'équilibre offre-demande

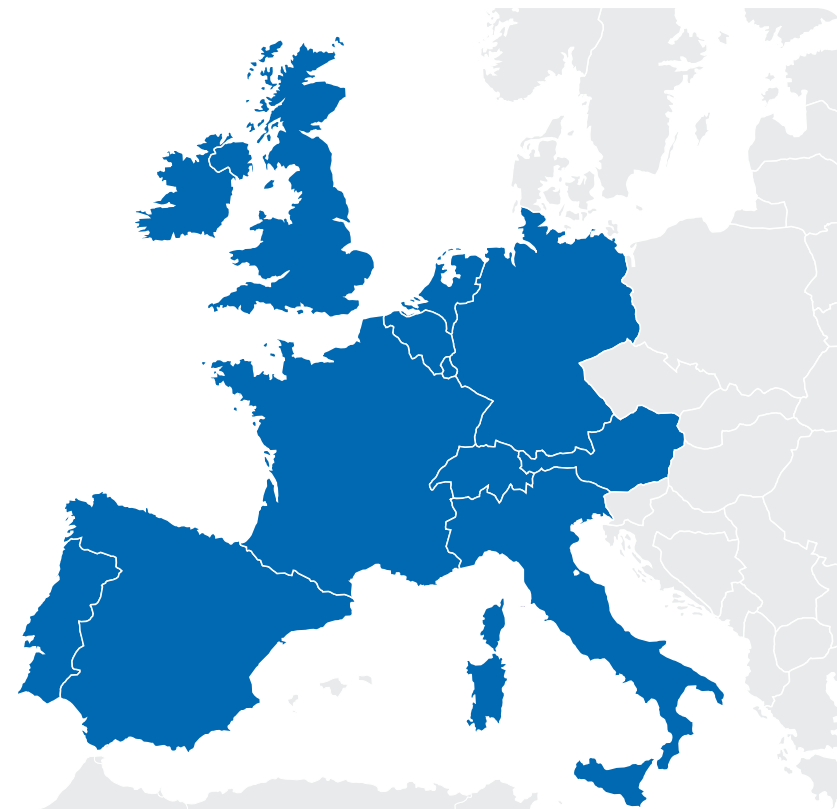
Le Bilan prévisionnel a pour enjeu prioritaire d'estimer les risques de défaillance susceptibles d'apparaître à partir de l'évolution probable de la consommation et du parc de production français, tout en tenant compte des effacements de consommation et des imports de l'étranger.

A.1 Sécurité d'approvisionnement et durée de défaillance

Le Bilan prévisionnel 2016 a pour enjeu prioritaire d'estimer sur un horizon de cinq ans les **risques de défaillance** susceptibles d'apparaître à partir de l'évolution probable de la consommation et du parc de production français, tout en tenant compte des effacements de consommation et des imports de l'étranger.

L'article 11 du décret du 20 septembre 2006 relatif aux Bilans prévisionnels modifié le 24 mars 2016, précise le cadre d'élaboration du Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude. Il prévoit en particulier la prise en compte des échanges avec les réseaux électriques étrangers. Le critère retenu est la **durée de défaillance**, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an. Il s'agit de la durée pendant laquelle, sur une année, le système électrique est

Figure A.1 : Périmètre d'étude du Bilan prévisionnel 2016



exposé au risque d'une offre insuffisante, indépendamment de la profondeur de ce déficit.

Le Bilan prévisionnel permet ainsi de faire émerger les messages d'alerte ou de vigilance appropriés en matière de sécurité d'approvisionnement. En particulier, il identifie le cas échéant les **besoins de capacité supplémentaires** nécessaires pour faire face aux pointes de consommation. Dans le cas contraire, les simulations sont reprises afin d'évaluer la puissance manquante ou **déficit de capacité**, en ajoutant en France de nouveaux moyens jusqu'à respecter le critère d'une durée de défaillance inférieure à trois heures par an. Cette offre complémentaire correspond à une puissance parfaitement disponible et sans contrainte de stock, sans préjuger des moyens (groupes thermiques, énergies renouvelables, effacements de consommation...) qui la fourniront.

Pour mener à bien cette analyse de risque, **une démarche prudente est systématiquement adoptée** dans le choix des hypothèses d'offre retenues lorsque les incertitudes ne permettent pas d'arbitrer entre différentes trajectoires.

A.2 Modélisation explicite de l'ouest de l'Europe

Afin de prendre pleinement en compte l'impact des systèmes électriques voisins sur la sûreté en France et l'évolution des **échanges d'électricité aux frontières** au fur et à mesure des évolutions de politique énergétique en Europe, les analyses du Bilan prévisionnel considèrent explicitement les douze pays¹ du système électrique ouest-européen.

Pour chaque pays, RTE élabore des hypothèses de consommation et de parcs de production dans une approche similaire, bien que simplifiée, à celle mise en œuvre en France. Ces hypothèses, propres à RTE, reposent sur une veille des marchés européens, les consultations européennes menées pour le Bilan prévisionnel et les échanges d'information avec les autres gestionnaires de réseau de transport européens.

Les études reposent en outre sur des hypothèses de **capacités d'échanges commerciaux** entre pays, qui prennent en compte les informations disponibles les plus récentes, publiées par RTE dans le « Schéma décennal du réseau de transport 2015 »², ainsi que la nouvelle méthode de calcul des capacités d'interconnexions fondée sur les flux ou « Flow-Based ».

Cette méthode, mise en œuvre depuis le 21 mai 2015, permet d'optimiser les échanges transfrontaliers au plus près des capacités physiques réelles du réseau pour les pays de la zone CWE tout en conservant le même niveau de sécurité. Les pays concernés par cette évolution sont l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg et la France.

A.3 Analyse probabiliste

L'analyse de risques menée dans le Bilan prévisionnel est basée sur une approche probabiliste dans laquelle les niveaux de l'offre³ et de la demande⁴ sont confrontés en simulant le fonctionnement du système électrique européen au pas horaire sur une année entière.

Ces simulations prennent en compte les principaux événements susceptibles de menacer la sécurité d'approvisionnement : les vagues de froids qui peuvent entraîner de fortes variations de la puissance appelée, les indisponibilités des groupes de production qui peuvent réduire la capacité disponible, les apports hydrauliques variables qui peuvent restreindre la capacité de production sur plusieurs semaines voire plusieurs mois et la variabilité des productions éolienne et photovoltaïque.

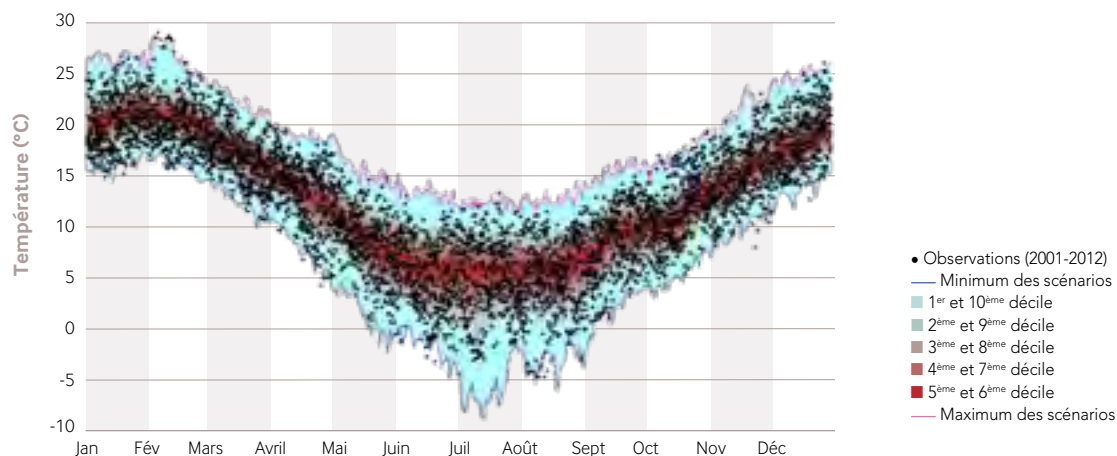
Pour cela, RTE travaille conjointement avec les experts de Météo-France qui ont établi un **référentiel climatique** intégrant 200 scénarios. Ce référentiel est actualisé sur la base des observations des trois dernières décennies, et représentatif des températures moyennes horaires de chaque jour de l'année.

Compte tenu de l'horizon d'étude relativement court, ce référentiel n'anticipe pas d'évolution future du climat. À l'échelle européenne, la résolution spatiale du modèle est de 50 km (6035 points étudiés), son but est de simuler le climat européen, c'est-à-dire de calculer de façon réaliste la valeur moyenne et la dispersion de paramètres tels que températures, vent, nébulosité et rayonnement solaire. Ce référentiel n'a pas vocation à prévoir une valeur précise pour un jour donné comme le fait un modèle de prévision.

Les scénarios climatiques intègrent notamment des situations contraignantes pour le réseau électrique : des vagues de froid ou de chaleur de durée et d'intensité variées. C'est pourquoi RTE a recours à un grand nombre de simulations, couvrant un large champ d'événements météorologiques possibles.

¹ France, Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, Italie, Irlande, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suisse ² <http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau> ³ L'offre représente dans ce document l'ensemble des moyens mis en œuvre pour satisfaire la demande : production, effacement, import. ⁴ La demande représente la consommation intérieure et le pompage

Figure A.2 : Températures journalières : simulations (200 ans) et observations (13 ans)



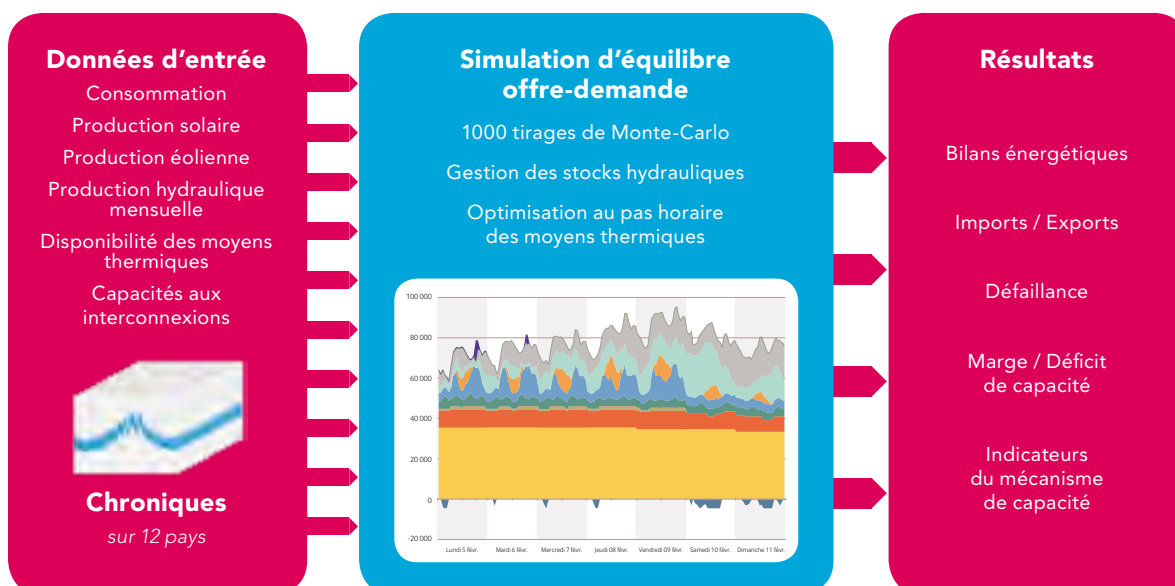
Par ailleurs, l'aléa de **disponibilité du parc** de production thermique, lié à des maintenances ou à des pannes, est modélisé par des tirages d'indisponibilités dont les caractéristiques (fréquences et durées) sont établies à partir des indisponibilités observées sur les dernières années lorsque cette donnée est disponible, ou en s'appuyant sur les paramètres de référence des études menées par ENTSO-E.

Au final, des séries horaires synchrones de courbes de charge de la demande et de capacités de production dispo-

nible sont ainsi générées. Ces séries sont ensuite combinées entre elles en nombre suffisamment élevé (1000 pour chaque étude) afin de fournir des **résultats statistiques significatifs**, tant sur les risques de défaillance par la non-satisfaction de la demande que sur les bilans énergétiques annuels (production des différentes filières, échanges entre pays).

Les **corrélations spatiales et temporelles** des aléas sont ainsi respectées et permettent de prendre en compte au mieux leurs influences sur l'équilibre offre-demande européen : par

Figure A.3 : Synthèse de la méthode d'analyse de l'équilibre entre l'offre et la demande



exemple, l'impact d'une vague de froid en France est étudié en tenant compte des productions éolienne et photovoltaïque en Allemagne au même instant.

D'autres facteurs de risque connus, mais dont la probabilité d'occurrence ne peut être précisément déterminée, ne sont pas considérés dans ces études : rupture d'approvisionnement en combustible, incident majeur, catastrophe naturelle...

A.4 Élaboration des courbes de charges de consommation

La construction des prévisions de la demande se déroule en deux étapes détaillées ci-après :

- prévision de la demande en énergie annuelle, pour chaque année de l'horizon étudié,
- prévision de la demande en puissance, par pas horaire, en utilisant en données d'entrée les énergies annuelles calculées précédemment.

Chacune de ces étapes comprend une analyse rétrospective des années passées, avec recalage des années réalisées servant d'années de référence pour les simulations, et une étude prévisionnelle visant à construire une image réaliste des futurs possibles sur la base du contexte et des tendances actuels et à venir, ainsi que des infléchissements pertinents au vu des déterminants retenus.

La démarche retenue pour les prévisions de **consommation en énergie** annuelle est une approche analytique par empilement. Elle consiste à découper la consommation d'électricité en secteurs d'activité. Le découpage sectoriel retenu est le suivant (par ordre d'importance des consommations) : résidentiel, tertiaire, industrie, énergie (dont pertes réseaux), transport et agriculture.

Chaque secteur est décomposé en branches ou usages. La consommation d'énergie de ces branches ou usages est estimée par le produit de variables « extensives » (quantités produites, surfaces chauffées, taux d'équipement par logement, etc.) et « intensives » (consommations unitaires par unité produite, par m², par logement, etc.). Les consommations ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour chaque secteur.

Pour alimenter et exploiter ses modèles de prévision, RTE s'appuie sur les données disponibles auprès de cabinets d'étude (CEREN, BIPE, BatiEtude, GfK...), d'institutions publiques ou parapubliques (INSEE, ADEME...), des syndicats professionnels, etc. Les résultats d'enquêtes statistiques et les données mesurées sur les comptages de RTE permettent de caler ces variables sur les séries historiques

passées. Les projections s'appuient chaque fois que cela est possible sur les informations recueillies auprès des acteurs économiques concernés.

Cette connaissance sectorielle fait l'objet d'une mise à jour régulière, afin de prendre en compte les nouveaux usages, les évolutions des comportements et également la mise en œuvre des réglementations liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les prévisions de **consommation en puissance** sont également basées sur une approche par empilement.

À chaque branche ou usage non thermosensible ayant fait l'objet de prévisions en énergie est associé un profil de courbe de charge au pas horaire. Une grande partie des profils sont issus de mesures en conditions réelles : comptages de RTE pour les branches industrielles raccordées au réseau de transport, campagnes de mesures pour certains usages résidentiels ou tertiaires, etc. Les profils des branches et usages pour lesquels aucune mesure n'est disponible sont reconstitués en se basant sur la connaissance du profil du secteur d'activité concerné. Les profils des usages sensibles à l'aléa climatique (chauffage et climatisation) sont générés à partir des 200 chroniques de températures.

Les profils sont mis à jour régulièrement en fonction de l'évolution des connaissances des secteurs afin de prendre en compte les usages émergents, les nouvelles technologies et l'impact des réglementations liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique. La mise à jour des profils nécessite donc de disposer de données ; à cet effet, RTE bénéficie de campagnes de mesures ou d'enquêtes réalisées par différents acteurs.

À partir de la consommation en énergie annuelle de l'usage ou branche considéré(e) et de son profil, RTE calcule la courbe de charge prévisionnelle de cet usage ou branche pour l'année étudiée. Les consommations en puissance ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour obtenir une courbe de charge France. Les courbes de charge France des années historiques modélisées par empilement des usages et branches sont calées sur les courbes de charge mesurées des années les plus récentes.

La pointe « à une chance sur dix » illustre un niveau de fortes puissances susceptibles d'être atteintes au cours des prochaines années : il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour les 200 chroniques du référentiel de température : dans une première étape, on retient le maximum annuel en puissance de chacune d'elles ; puis, parmi ces maxima, celui qui se situe au neuvième décile de la distribution.



Bilan électrique

RTE publie annuellement au mois de janvier un Bilan électrique, qui dresse une vision globale du système électrique – français et européen – sur l'année écoulée

<http://www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux>



Bilans électriques régionaux

Au mois de mars, RTE décline le Bilan électrique national au niveau des régions administratives. Ces bilans apportent un éclairage aux collectivités territoriales sur la consommation, la production, les échanges et les projets de développement de réseau à la maille régionale

<http://www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-regionaux>



Aperçu mensuel sur l'énergie électrique

Chaque mois, RTE publie l'aperçu mensuel sur l'énergie électrique, qui synthétise les évolutions du système électrique du point de vue de la consommation, de la production, du développement des énergies renouvelables, des marchés de l'électricité et des échanges sur les territoires et régions

<http://www.rte-france.com/fr/article/apercus-electriques-mensuels>



Schéma décennal de développement du réseau

RTE propose une vision détaillée des évolutions en cours et futures dans le cadre du développement du réseau au travers de cette publication annuelle disponible sur le site internet

<http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau>



Panorama de l'électricité renouvelable

En partenariat avec le Syndicat des énergies renouvelables, Enedis et l'ADEeF, RTE propose un état des lieux détaillé du développement de l'électricité renouvelable

<http://www.rte-france.com/fr/article/panorama-des-enr>



Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région

Suivre en temps réel la consommation d'électricité en France

Visualiser la mise en œuvre de la transition énergétique dans votre région

Consulter les prix de marché de l'électricité en Europe



Une application pédagogique au service de la transparence

Conçue pour être une véritable « horloge énergétique », éco2mix permet de suivre au fil des heures les données régionales et nationales du système électrique.

www.rte-france.com/eco2mix

RTE met à la disposition du public des données sur la base de comptages effectués sur son réseau et à partir d'informations transmises par Enedis, des entreprises locales de distribution et certains producteurs

Téléchargez gratuitement
l'application dès maintenant !



Le réseau de l'intelligence électrique



Le réseau de l'intelligence électrique

**Direction de l'économie, de la prospective
et de la transparence**
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

