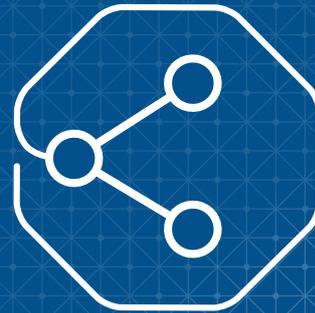
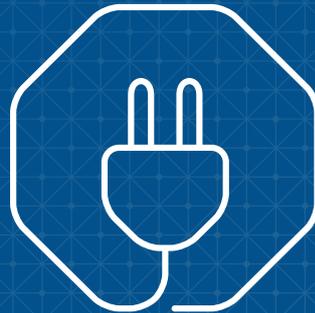




Le réseau de l'intelligence électrique



# 2015

## Bilan électrique

#### Source des données

*Cette publication s'appuie sur les données de comptage collectées par RTE sur le réseau public de transport, ainsi que sur les données recueillies auprès des gestionnaires de réseaux de distribution, notamment ERDF et l'ADEeF, des producteurs d'électricité, d'EDF Systèmes Énergétiques Insulaires pour la Corse, et de l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport ENTSO-E. Les données météorologiques proviennent de Météo France.*

© 2016 RTE Réseau de transport d'électricité

RTE Réseau de transport d'électricité se réserve le droit de revendiquer les droits attachés à sa qualité d'auteur et propriétaire des documents, données et informations contenus dans le « Bilan électrique 2015 », et notamment :

- en cas d'utilisation, exploitation ou diffusion desdits documents, données et informations ne le mentionnant pas comme ayant cette qualité d'auteur ou propriétaire ;
- en cas d'utilisation, exploitation ou diffusion desdits documents, données et informations ayant pour objet ou pour effet de dénaturer leur valeur informative, et notamment leur caractère exact ou exhaustif.

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité 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 électrique 2015 », et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.



# Sommaire

■ Synthèse	2
■ Consommation	6
■ Production	12
■ Territoires et régions	21
■ Marchés et Europe	28
■ Flexibilité	39
■ Réseau	46
■ Compléments	54
Glossaire	67



Conformément aux missions qui lui sont confiées par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, RTE élabore et publie le Bilan électrique, qui dresse une vision globale du système électrique sur l'année écoulée.

L'édition 2015 du Bilan électrique met en relief les premiers effets de la transition énergétique en France :

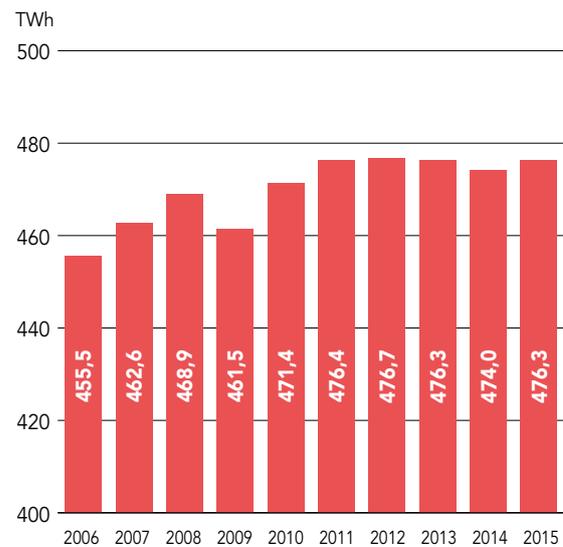
- Après trois années de stabilité, la consommation électrique connaît une légère reprise dans un contexte économique plus favorable. Corrigée de l'effet météorologique, la consommation en France métropolitaine hors secteur énergie croît de 0,5% pour atteindre 476,3 TWh. Cette croissance est plus marquée dans certains secteurs industriels - construction automobile, métallurgie - même si d'autres secteurs connaissent des dynamiques orientées à la baisse. Alliée à une meilleure efficacité énergétique, cette croissance se retrouve dans la consommation des ménages et des PME.
- 2015 a été une année globalement chaude en France, mais cependant moins que 2014. Ainsi, la consommation brute métropolitaine a augmenté de 2,2% par rapport à 2014.
- Le parc de production d'électricité renouvelable poursuit sa croissance : il dépasse désormais 10 GW pour l'éolien et 6 GW pour le solaire. La production renouvelable d'origine éolienne représente environ 4,5% de la consommation nationale, celle d'origine solaire, 1,6%. Avec l'hydraulique, dont la contribution est restée modérée cette année, l'ensemble des énergies renouvelables couvrent 18,7% de la consommation.
- Les six derniers groupes de production de 250 MW fonctionnant au charbon ont fermé cette année. Au total, près de 4 GW de puissance installée ont été retirés du parc charbon français entre 2013 et 2015.
- Avec la nouvelle méthode d'optimisation des capacités d'échanges transfrontalières (« flow-based ») et le renforcement de l'interconnexion France-Espagne, le solde des échanges d'électricité de la France vers les pays voisins atteint 61,7 TWh, dépassant 60 TWh pour la troisième fois au cours de ces dix dernières années.
- Les dispositifs de flexibilité de la consommation continuent à se développer : les appels d'offres sur le mécanisme d'ajustement ont permis à RTE de disposer d'un maximum de 1 900 MW de puissance d'effacement mobilisable en 2015, contre 1 200 MW en 2014.
- Enfin, RTE continue d'assurer la solidarité électrique entre les territoires ; il adapte son réseau afin d'accueillir les énergies renouvelables et permet de mutualiser les énergies produites dans la nouvelle organisation territoriale.

## LA CONSOMMATION CORRIGÉE CROIT LÉGÈREMENT DE 0,5% APRÈS TROIS ANNÉES DE STABILITÉ

2015 a été une année globalement chaude en France, mais cependant moins que 2014 (troisième rang des températures françaises les plus chaudes alors que 2014 se classe au premier rang). Ainsi, la consommation brute en France métropolitaine s'établit à 475,4 TWh, soit 2,2% de plus qu'en 2014.

La puissance électrique consommée atteint son maximum annuel avec 91,6 GW le 6 février 2015 durant une vague de froid, un niveau similaire à ceux de 2011 et 2013. Si la réglementation thermique de 2012 conduit à modérer la croissance de la thermosensibilité dans le futur, la sensibilité de la consommation à la température demeure de l'ordre de 2 400 MW/°C en hiver.

### Consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février hors soutirage du secteur énergie



Corrigée de l'aléa climatique, la consommation hors secteur énergie connaît, après trois années de stabilité, une légère reprise de 0,5% pour atteindre 476,3 TWh. Du fait de la pénétration croissante des ENR sur les réseaux de distribution, l'évolution des soutirages corrigés de l'aléa climatique sur le réseau de RTE n'est plus nécessairement similaire à celui de la consommation et baisse depuis 2011 (-0,6% en 2015 par rapport à 2014).

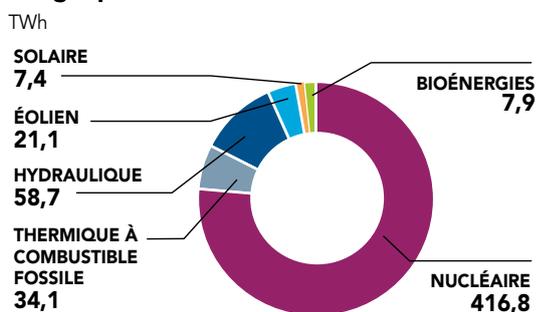


La consommation du secteur industriel est similaire aux trois dernières années avec 67,6 TWh, masquant des dynamiques contrastées selon les secteurs d'activité : la construction automobile et la métallurgie sont en hausse alors que la chimie, la sidérurgie et le papier carton sont en baisse. La consommation électrique des consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution – PMI/PME, professionnels, particuliers – retrouve quant à elle son niveau de 2013 après une légère baisse.

## LE DÉVELOPPEMENT DES ENR SE POURSUIT POUR ACCOMPAGNER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

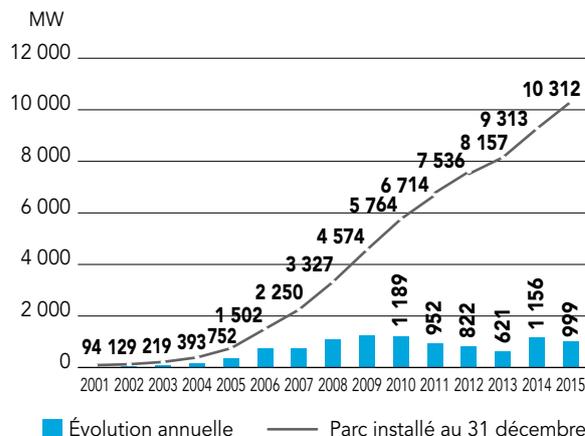
La puissance installée des installations de production d'électricité en France métropolitaine progresse légèrement en 2015 avec une augmentation de 584 MW (+0,5%). Le parc charbon diminue de 1 500 MW, tandis que le parc renouvelable, solaire et éolien essentiellement, s'accroît de 2 000 MW. En lien avec la consommation brute en hausse et le solde exportateur en légère baisse, la production totale d'électricité en France atteint 546 TWh, en hausse de 1,1% par rapport à l'année 2014. La répartition de la production reste similaire à 2014.

### Énergie produite



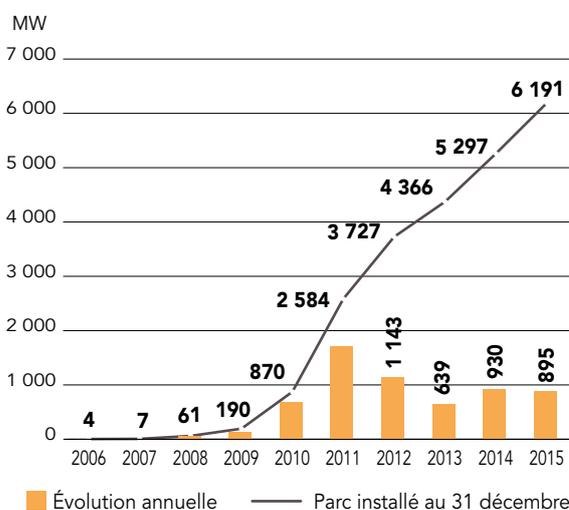
Le seuil des 10 000 MW de parcs éoliens installés a été dépassé au cours de l'année 2015. La reprise observée en 2014 semble donc se poursuivre, notamment grâce à la sécurisation du cadre tarifaire ainsi qu'à la levée progressive de certaines contraintes réglementaires. La production éolienne marque une progression de 23,3% (21,1 TWh) par rapport à 2014. Chaque mois de l'année 2015, la production éolienne maximale a dépassé les 5 500 MW. Un nouveau maximum horaire de production éolienne a été atteint le 29 mars à 13h avec une puissance de 8 266 MW, ce qui correspond à un facteur de charge de 86,3%, tandis que la production journalière a atteint son maximum absolu le 29 novembre (184 GWh).

### Parc éolien



En 2015, 895 MW de puissance solaire ont été raccordés en France métropolitaine et portent à près de 6 200 MW le parc solaire installé. Environ un quart de cette augmentation vient de la mise en service sur le réseau de RTE, en septembre 2015, du parc de Constantin à Cestas dans la Gironde, le plus grand parc photovoltaïque d'Europe à ce jour.

### Parc solaire



Alors que le parc hydraulique reste stable en 2015, comme depuis la fin des années 1980, la production hydraulique est en baisse de 13,7% suite à une pluviométrie nettement inférieure à la normale. Ce volume annuel est parmi les plus faibles de ces dix dernières années.

Du fait de la fermeture des six derniers groupes de 250 MW fonctionnant au charbon – dont une reconversion – le parc thermique à combustible fossile voit à nouveau sa capacité diminuer en 2015. La production de la filière gaz augmente de près de 55% par rapport à l'année 2014.



## RTE ASSURE LA SOLIDARITÉ ÉLECTRIQUE DES NOUVELLES RÉGIONS

Le réseau de transport, par son maillage, permet de mutualiser les ressources de production d'électricité pour répondre aux besoins de chaque territoire. Cinq régions, en plus de la Corse, sont importatrices : l'Île-de-France en premier lieu, la Bretagne et Bourgogne Franche-Comté ensuite, et dans une moindre mesure, les Pays de la Loire et Provence-Alpes-Côte d'Azur. L'approvisionnement en électricité de ces régions passe par des flux importants en provenance des régions voisines. Trois des régions du nouveau découpage administratif importent sur l'année à peu près autant d'électricité qu'elles n'en exportent : Nord-Pas-de-Calais Picardie, Aquitaine Limousin Poitou-Charentes et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées. Ce bilan annuel, en apparence équilibré, masque des échanges qui peuvent être fortement importateurs ou exportateurs selon les périodes de l'année. Ces régions ne sont en réalité que très rarement à l'équilibre instantané (6% du temps pour la région Nord-Pas-de-Calais Picardie, 4% pour Aquitaine Limousin Poitou-Charentes et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées).

Depuis 2006, certaines régions connaissent une progression de leur consommation d'électricité supérieure à 5% : Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées et celles situées sur la façade atlantique. À l'inverse, les régions Nord-Pas-de-Calais Picardie et Alsace Champagne-Ardennes Lorraine ont connu un recul de leur consommation en raison d'une plus faible dynamique démographique et de la réduction du poids de l'industrie.

Cet été, l'épisode caniculaire a engendré des hausses de la consommation atteignant localement 25% par rapport aux jours équivalents en 2014 dans les régions du Sud (Auvergne Rhône-Alpes, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées).

En 2015, les régions Alsace Champagne-Ardennes Lorraine et Nord-Pas-De-Calais Picardie accueillent 40% du parc éolien français. Le quart du parc est situé dans les régions Bretagne, Centre Val de Loire et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées. Le développement de l'énergie éolienne dans ces régions résulte d'un contexte climatique local favorable que l'on retrouve dans les objectifs régionaux SRCAE de raccordement de parcs éoliens.

Les régions Aquitaine Limousin Poitou-Charentes, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées, bénéficiant de conditions d'ensoleillement favorables, accueillent plus de la moitié du parc solaire.

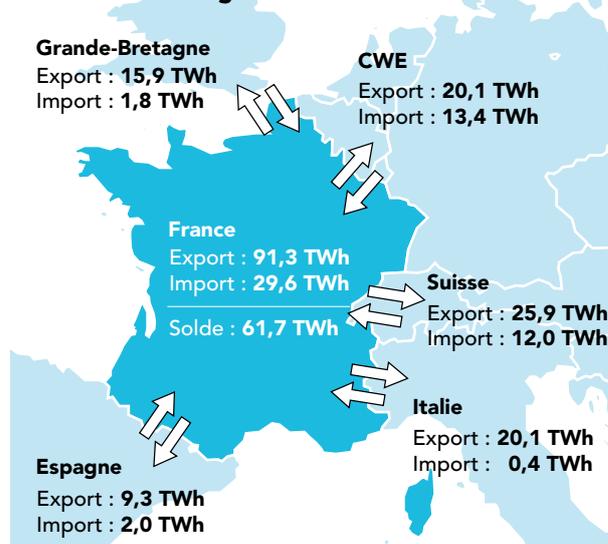
## LES EXPORTATIONS FRANÇAISES RESTENT ÉLEVÉES GRACE À DES PRIX TOUJOURS BAS

Le prix spot français s'établit à 38,5 €/MWh en moyenne annuelle, un niveau parmi les plus bas de ces dix dernières années. Le volume total des transactions (achat/vente) sur le marché EPEX Spot France atteint 106,9 TWh, équivalent à plus de 20 % de la consommation brute française.

Depuis le 25 février 2015, la zone de couplage des marchés par les prix est étendue à l'Italie et à la Slovaquie. Le couplage permet de créer une zone d'échange unique, se traduisant par des prix identiques lorsque les capacités d'interconnexion ne limitent pas les échanges transfrontaliers. Des situations de convergence remarquables sont régulièrement enregistrées.

Le 21 mai 2015 a été lancée avec succès dans la région CWE (France, Allemagne, Autriche, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg) la méthode dite « flow-based » en remplacement de la méthode des « Net Transfer Capacities » (NTC). Désormais les échanges transfrontaliers sont optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau, grâce à une très forte coordination entre les GRT de la région. Depuis le couplage en « flow-based », les échanges maximaux de la France avec la région CWE dépassent les maxima observés depuis plus de cinq ans des NTC France-Belgique et France-Allemagne cumulées, aussi bien en export qu'en import. La France exporte jusqu'à 7 745 MW en juillet et importe jusqu'à 6 828 MW en novembre, ce qui représente une souplesse de plus de 14,5 GW pour le système électrique français.

### Bilan des échanges contractuels en 2015





Le solde des échanges est exportateur sur l'ensemble des frontières françaises. Il atteint un total de 61,7 TWh, contre 65,1 TWh en 2014, dépassant 60 TWh pour la troisième fois au cours de ces dix dernières années. La nouvelle ligne d'interconnexion Baixas – Santa Llogaia, mise progressivement en exploitation commerciale depuis le 5 octobre 2015, augmente les capacités de transit avec l'Espagne jusqu'à 2 950 MW en export et 2 450 MW en import sur certains pas horaires. Le solde exportateur de la France s'établit à 7,3 TWh vers l'Espagne.

La France reste exportatrice vers la Suisse (13,9 TWh). Le solde exportateur est de 19,7 TWh vers l'Italie où l'interconnexion est saturée 78% du temps, et de 14,1 TWh vers la Grande-Bretagne où l'interconnexion est saturée 86% du temps. Des nouveaux projets d'interconnexion sont prévus notamment sur ces deux frontières.

## LES DISPOSITIFS DE FLEXIBILITÉ DE LA CONSOMMATION CONTINUENT LEUR DÉVELOPPEMENT

Les dispositifs d'effacement, sources de flexibilité pour le pilotage du système et pour l'équilibrage des acteurs de marché, continuent leur développement. RTE contractualise depuis 2008 des capacités d'effacement auprès des acteurs d'ajustement afin de garantir la disponibilité de ces offres sur le mécanisme d'ajustement, et depuis 2011 des capacités d'effacement mobilisables dans des délais très courts au titre des réserves rapides et complémentaires. Ces appels d'offres ont permis à RTE de contractualiser en 2015 un maximum de 1 900 MW de puissance d'effacement mobilisable.

Pour la deuxième année, le dispositif « NEBEF » (Notification d'Echange de Blocs d'Effacements) permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché. En 2015, dix-huit acteurs ont contractualisé avec RTE, et les volumes d'effacements réalisés atteignent 1,5 GWh contre un peu plus de 300 MWh l'an passé.

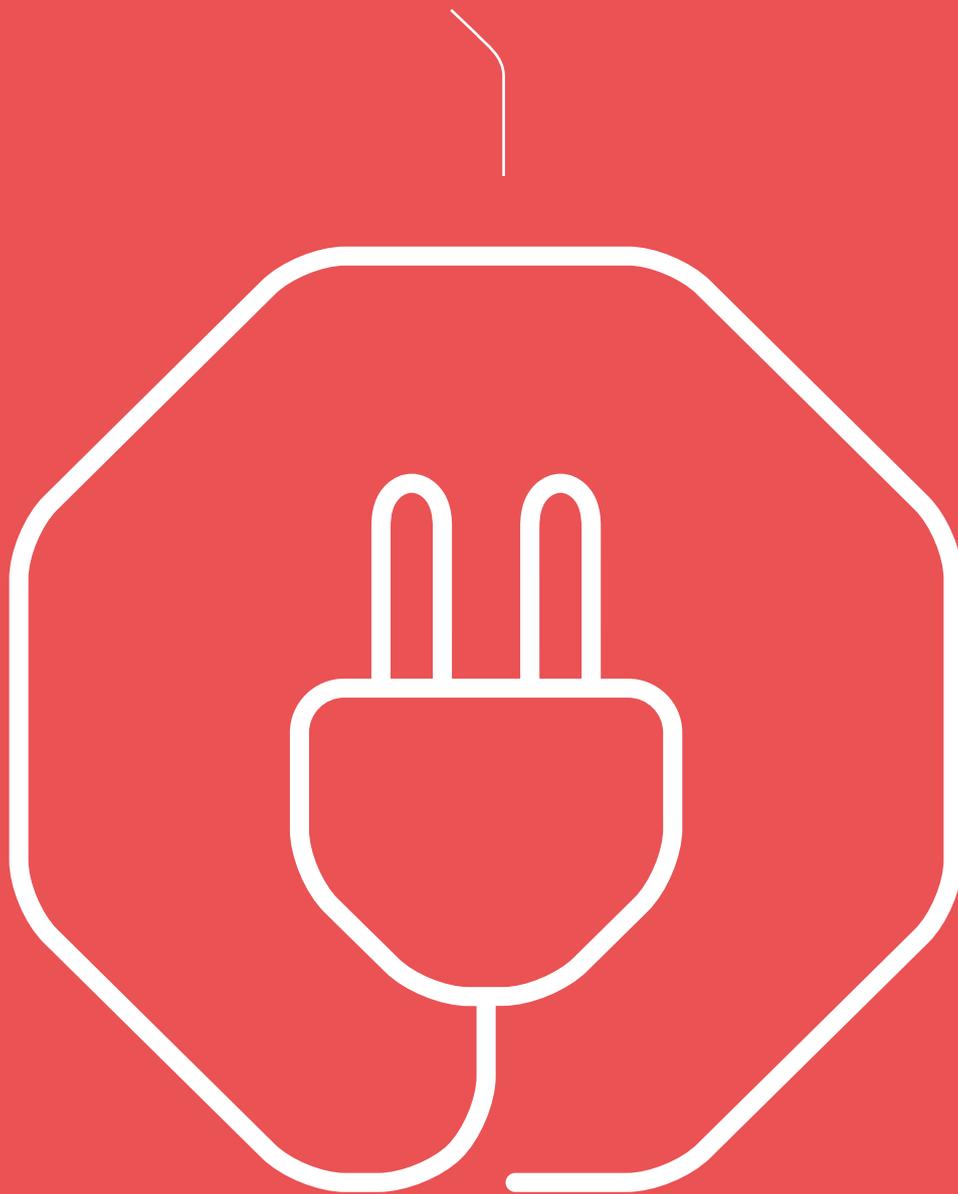
## RTE POURSUIT SES INVESTISSEMENTS POUR ADAPTER SON RÉSEAU, AU SERVICE DE LA DYNAMIQUE DES TERRITOIRES

En 2015, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 402 M€. De l'ordre de 30% des investissements sur les ouvrages de réseau ont concerné du renouvellement.

En 2015, le Temps de Coupure Équivalent (TCE) des clients de RTE s'établit à 7 mn 02 s. Ce résultat intègre les 5 mn 44 s dues aux nombreuses avaries sur des transformateurs de mesure causées par l'épisode caniculaire du 30 juin au 4 juillet.

Le nombre moyen de coupures brèves ou longues qui affectent dans l'année les clients distributeurs et industriels de RTE (hors secteurs énergie et ferroviaire) s'élève à 0,39 coupure/site, valeur inférieure à la moyenne des dix dernières années et en dessous du seuil de 0,6 fixé par la régulation incitative.

Avec 105 448 km de circuits en exploitation, on observe en 2015 un développement du réseau de RTE caractérisé par l'augmentation de la longueur des circuits souterrains. Cette année a notamment été marquée par la mise en service de la nouvelle interconnexion France-Espagne en courant continu, ainsi que la mise en exploitation définitive du « filet de sécurité PACA » déjà en test en 2014.

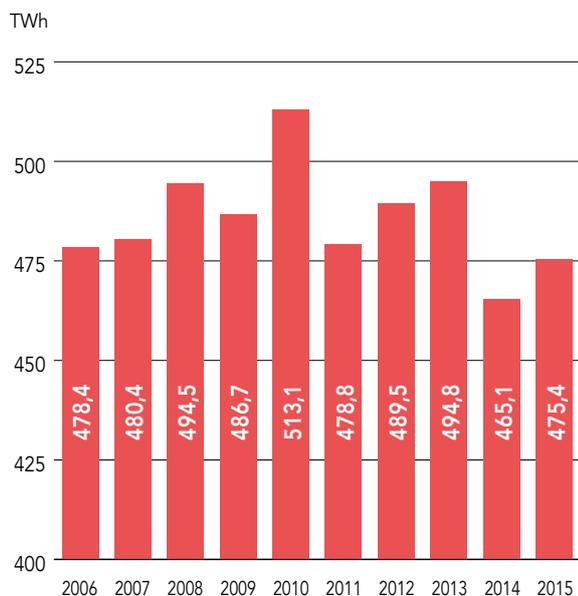


Partie 1  
Consommation



## LA CONSOMMATION BRUTE EST EN AUGMENTATION PAR RAPPORT À 2014 SOUS L'EFFET DE TEMPÉRATURES PLUS FRAÎCHES EN DÉBUT D'ANNÉE ET PLUS CHAUDES EN ÉTÉ

### Consommation brute



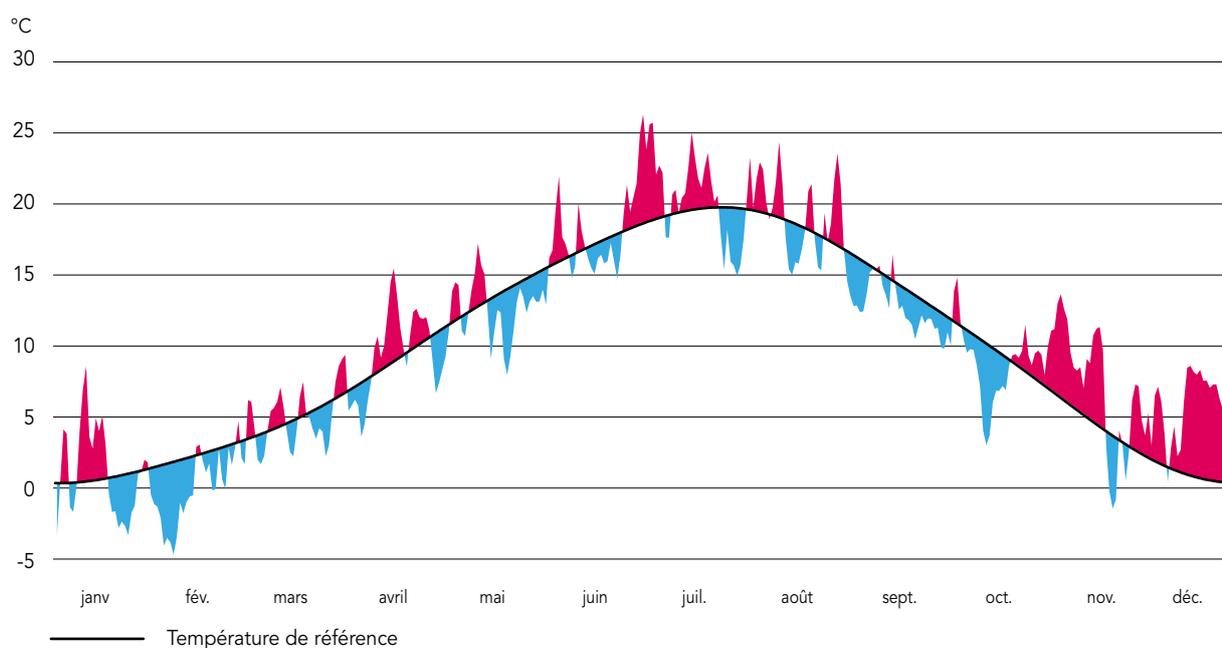
La consommation brute en France métropolitaine s'établit à 475,4 TWh, en hausse de 10,3 TWh, soit 2,2% de plus qu'en 2014.

Cette évolution est liée aux températures relevées, en moyenne plus fraîches en début d'année et plus chaudes en été par rapport à 2014. Ces différences de températures ont entraîné une augmentation de la consommation brute durant presque tous les mois de l'année par une utilisation plus importante du chauffage en début d'année et un recours accru aux dispositifs de génération de froid durant l'été (Cf. Cartes de températures dans la partie Compléments).

Si par rapport à 2014 la consommation a augmenté, le niveau globalement observé sur l'année reste dans la moyenne des dix dernières années. La température moyenne en 2015 a été supérieure de seulement 0,3°C à la température de référence.

La partie Compléments fournit l'évolution de la consommation brute, en année glissante, pour l'Europe.

### Évolution de la température en France\* par rapport à la température de référence



\* Température calculée à partir de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire français.

Pour plus d'informations, voir <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9482&mode=detail>

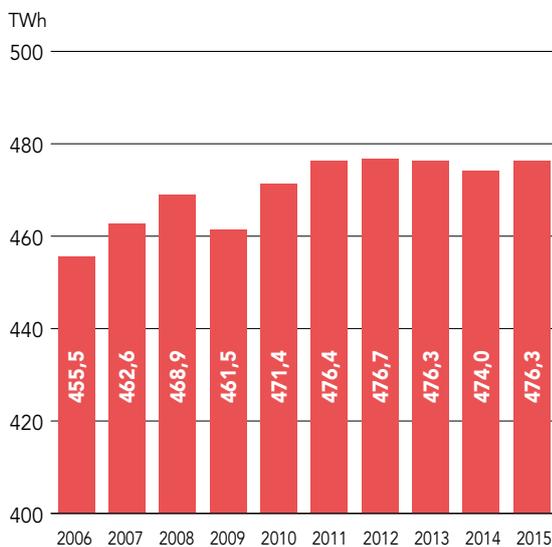


## LA CONSOMMATION CORRIGÉE CONNAÎT UNE LÉGÈRE REPRISE

Corrigée de l'aléa climatique et du secteur de l'énergie<sup>1</sup>, la consommation est en hausse de 0,5% et atteint 476,3 TWh.

La tendance à la stabilisation globale de la consommation annuelle française d'électricité est constatée pour la cinquième année consécutive (Cf. Consommation mensuelle dans la partie Compléments).

### Consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février hors soutirage du secteur énergie



Pour rappel, le taux de croissance annuel de la consommation corrigée observé au début de la décennie précédente s'élevait en moyenne à 1,4%. Ainsi, la stabilisation constatée s'inscrit dans une dynamique plus globale de ralentissement progressif de la croissance de la demande depuis plus de 60 ans. Les principaux facteurs explicatifs sont :

- l'évolution de la croissance économique ;
- la modification du tissu industriel français (délocalisation, recentrage sur une industrie de hautes technologies) ;
- 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'industrie ;
- la diffusion des effets de la maîtrise de la demande, et en particulier le développement croissant de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements (Cf. Actions d'efficacité et de sobriété énergétiques dans la partie Compléments)..

## LA CONSOMMATION DU SECTEUR INDUSTRIEL RESTE STABLE

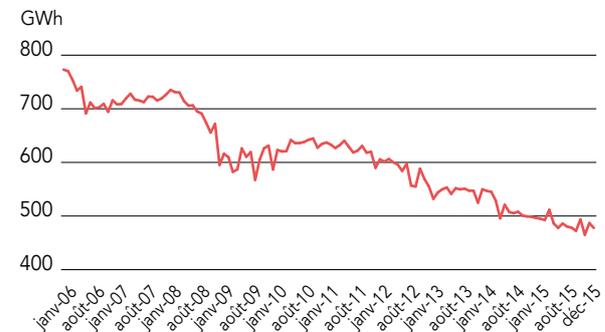
La consommation industrielle des clients directement raccordés au réseau public de transport, autoconsommation incluse, hors pertes et hors secteur énergie, s'élève à 67,6 TWh en 2015. Ce volume est stable (+0,2%) par rapport à 2014. Cette évolution s'observe également à la maille mensuelle dans la série corrigée des variations saisonnières de la consommation de la grande industrie, hors secteur énergie.

### Consommation mensuelle de la grande industrie hors énergie (corrigée des variations saisonnières)



Cette stabilité est le fruit d'un équilibre entre les dynamiques contrastées des différents secteurs industriels. Certains secteurs voient leur consommation reculer. C'est le cas du secteur de la chimie (-1,3%), de la sidérurgie (-2,3%) et du secteur papier carton (-4,1%), confronté à la concurrence croissante des supports numériques.

### Consommation mensuelle du papier carton (corrigée des variations saisonnières)

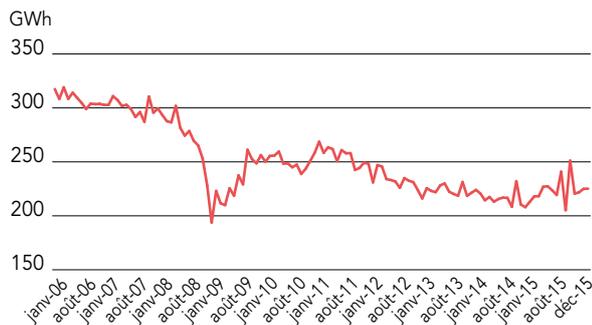


1. L'étude de l'évolution de la consommation corrigée nécessite d'exclure du périmètre le secteur de l'énergie, ce dernier étant fortement impacté en 2012 par le changement de procédé d'enrichissement de l'uranium, entraînant une forte réduction de consommation.

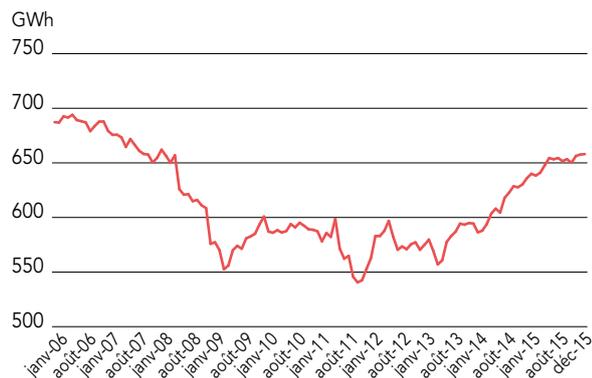


À l'inverse, d'autres secteurs affichent une progression : la construction automobile (+5%) se rétablit après plusieurs années de baisse et la métallurgie (+5,6%), profite toujours de la bonne dynamique de la filière aéronautique.

### Consommation mensuelle de la construction automobile (corrégée des variations saisonnières)



### Consommation mensuelle de la métallurgie (corrégée des variations saisonnières)



Le Bilan Prévisionnel 2015 propose une analyse plus détaillée de ces dynamiques sectorielles.

## BILAN PRÉVISIONNEL 2015

RTE élabore et publie chaque année le Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Deux objectifs : réaliser un diagnostic prévisionnel de l'équilibre du système électrique à cinq ans et élaborer des scénarii prospectifs à long terme (15-20 ans).

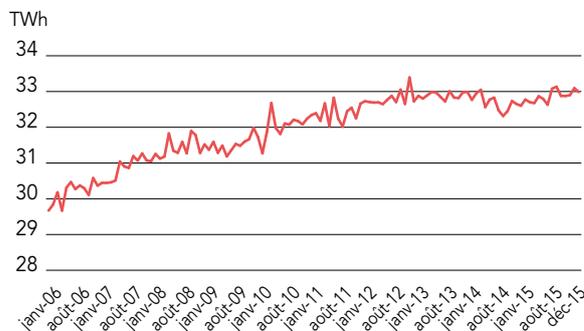


Le document est accessible sur le site de RTE : <http://www.rte-france.com/bp2015>

## LA CONSOMMATION DES PMI/PME, DES PARTICULIERS ET DES PROFESSIONNELS EST EN AUGMENTATION ET RETROUVE SON NIVEAU DE 2013

La consommation des clients raccordés aux réseaux de distribution, qui regroupe la consommation des PMI/PME, des particuliers et des professionnels ainsi que les pertes associées à leur soutirage, retrouve le niveau de 2013 après une légère baisse.

### Consommation mensuelle des PMI/PME, des particuliers et des professionnels (corrégée des variations saisonnières)



Le taux de croissance s'établit à 0,6%, soit un niveau similaire à celui enregistré entre 2012 et 2013, comme l'indique la série corrigée des variations saisonnières de la consommation sur les réseaux de distribution.

On retiendra d'une part le contexte économique atone pour les PMI/PME et les professionnels, et dans une moindre mesure la faible consommation des ménages, ainsi que l'effet des directives et réglementations sur l'efficacité énergétique des équipements. À ces effets s'ajoute le ralentissement de la croissance du parc de nouveaux bâtiments chauffés à l'électricité qui s'explique notamment par l'application de la réglementation thermique 2012.

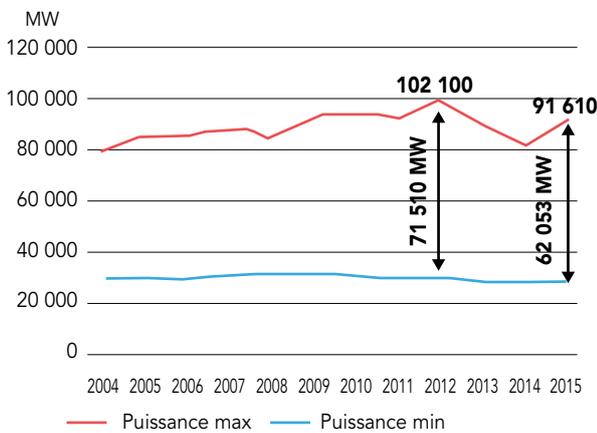


## LE PIC DE CONSOMMATION ATTEINT LES NIVEAUX OBSERVÉS EN 2011 ET 2013

Le maximum de consommation est enregistré le 6 février 2015 à 19h, lors d'une vague de froid, avec une puissance de 91 610 MW correspondant à une température de 0,75°C, inférieure de 5,9°C à la température de référence. Cette pointe de consommation est comparable à celles de 2011 et 2013 (Cf. Partie Compléments).

Le minimum de consommation, observé le 16 août, atteint 29 558 MW.

### Évolution des extrema annuels de consommation

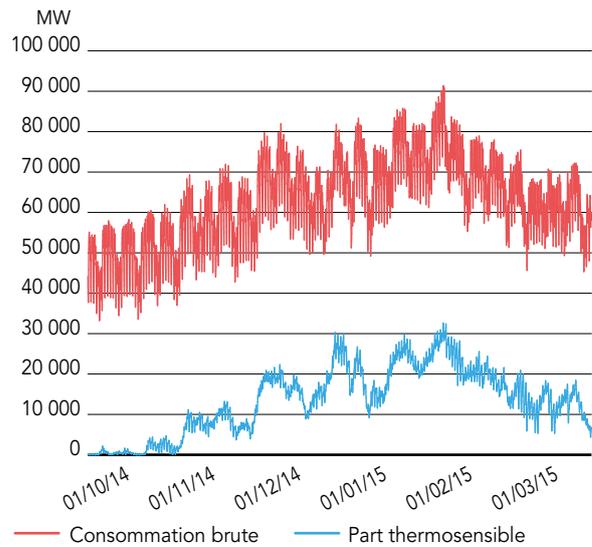


## LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE RESTE FORTEMENT IMPACTÉE PAR SA SENSIBILITÉ À LA TEMPÉRATURE

La consommation d'électricité en France dépend fortement de la température, notamment pendant les mois d'hiver en raison du parc important de convecteurs électriques. C'est pour cette raison que les températures, plus fraîches en début d'année par rapport à 2014, ont entraîné une consommation plus importante que celle observée l'année dernière.

Pour établir les chiffres de consommation corrigée de l'aléa de température, RTE utilise un modèle qui vise à séparer la consommation en une part thermosensible et une part non thermosensible. La composante thermosensible de la consommation impose sa forme à la consommation totale.

### Consommation électrique brute et part thermosensible sur l'hiver 2014-2015 (oct.-mars)



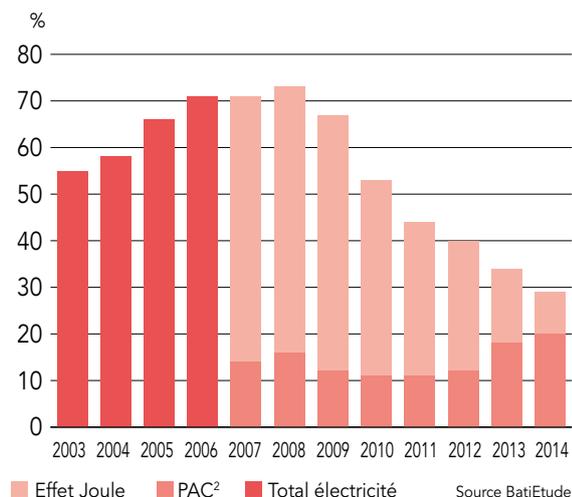
Cette sensibilité à la température de la consommation d'électricité est variable au cours de la journée. Elle est estimée en moyenne à environ 2 400 MW par degré Celsius en hiver.

Le type de chauffage installé dans les logements neufs peut fortement modifier la thermosensibilité. Depuis la réglementation thermique de l'année 2012, on observe une chute de la part de chauffage électrique dans le neuf. Cela est de nature à modérer la thermosensibilité dans le futur. Cependant, les logements neufs ne représentant qu'une très faible partie du parc de logements, cette évolution ne peut être visible qu'à long terme.

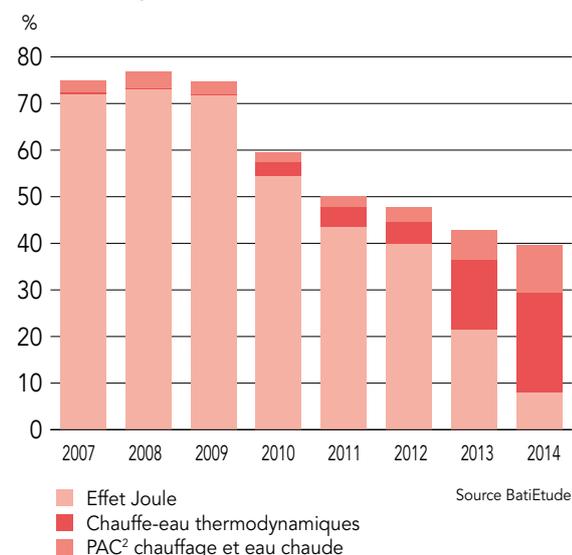


Outre le chauffage (de base ou d'appoint), d'autres usages contribuent, dans une moindre mesure, à modifier la part thermosensible de la consommation d'électricité, comme la production de l'eau chaude sanitaire, la cuisson ou la production de froid.

### Part de marché du chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs



### Part de marché de l'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire dans les logements neufs

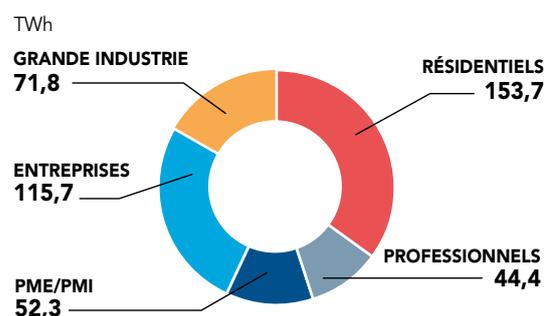


## 2. Pompe à chaleur

## LE SECTEUR RÉSIDENTIEL REPRÉSENTE 35% DE LA CONSOMMATION NETTE<sup>3</sup>

Le secteur résidentiel est le plus important consommateur d'électricité avec 35% de la consommation nette, suivi par les secteurs des entreprises (26%), de la grande industrie (16%), des PME/PMI (12%) et enfin des professionnels (10%).

### Répartition par segments de la consommation (hors Corse) en 2015 sur les réseaux



Le lexique suivant définit les segments utilisés :

#### Résidentiels :

Clients raccordés au réseau public de distribution pour un usage résidentiel et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.

#### Professionnels :

Clients raccordés au réseau public de distribution pour un usage professionnel et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.

#### PME/PMI :

Clients raccordés au réseau public de distribution et dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et inférieure à 250 kVA.

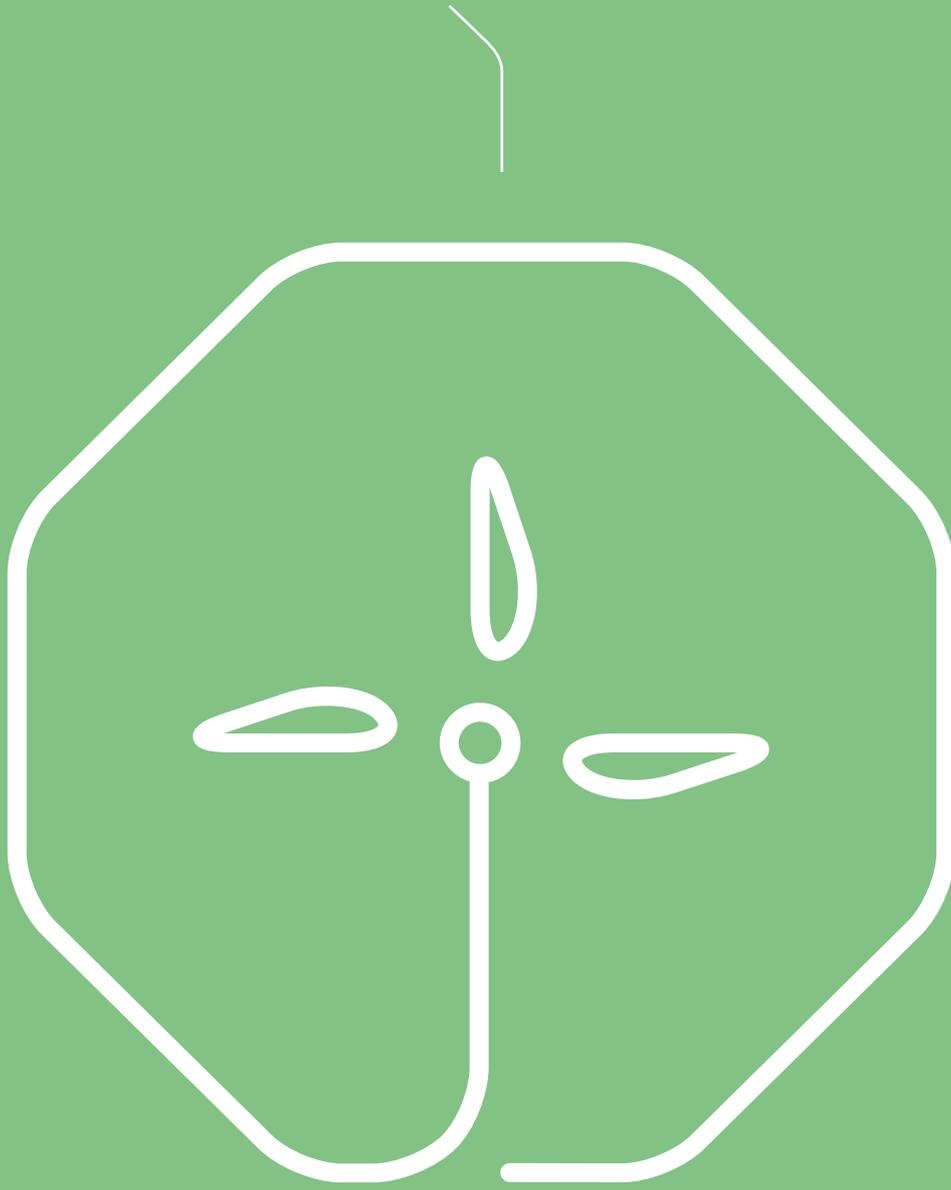
#### Entreprises :

Clients raccordés au réseau public de distribution et dont la puissance souscrite est supérieure à 250 kVA.

#### Grande industrie :

Clients raccordés au réseau public de transport.

3. La consommation nette est la consommation des clients finaux, à partir de leur point de soutirage. Elle se distingue de la consommation brute en ce qu'elle ne comptabilise pas les pertes des réseaux de transport et de distribution d'électricité.



Partie 2  
Production



## L'ACCROISSEMENT DU PARC RENEUVABLE REPRÉSENTE 2 GW

La puissance installée des installations de production d'électricité en France métropolitaine progresse légèrement en 2015 avec une augmentation de 584 MW (+0,5%).

L'accroissement du parc renouvelable représente près de 2 000 MW, essentiellement porté par le développement du solaire et de l'éolien. Dans le même temps, le parc charbon diminue de 1 500 MW en raison du retrait des derniers groupes de 250 MW de Bouchain, Vitry et La Maxe.

Puissance installée au 31/12/2015	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2014	Evolution	Part du parc installé
<b>Nucléaire</b>	<b>63 130</b>	<b>0,0%</b>	<b>0</b>	<b>48,8%</b>
<b>Thermique à combustible fossile</b>	<b>22 553</b>	<b>-5,9%</b>	<b>-1414</b>	<b>17,4%</b>
<i>dont charbon</i>	3 007	-33,3%	-1500	2,3%
<i>fioul</i>	8 645	+0,3%	+23	6,7%
<i>gaz</i>	10 901	+0,6%	+63	8,4%
<b>Hydraulique</b>	<b>25 421</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1</b>	<b>19,7%</b>
<b>Eolien</b>	<b>10 312</b>	<b>+10,7%</b>	<b>+999</b>	<b>8,0%</b>
<b>Solaire</b>	<b>6 191</b>	<b>+16,9%</b>	<b>+895</b>	<b>4,8%</b>
<b>Bioénergies</b>	<b>1 703</b>	<b>+6,6%</b>	<b>+105</b>	<b>1,3%</b>
<b>Total</b>	<b>129 310</b>	<b>+0,5%</b>	<b>+584</b>	<b>100,0%</b>

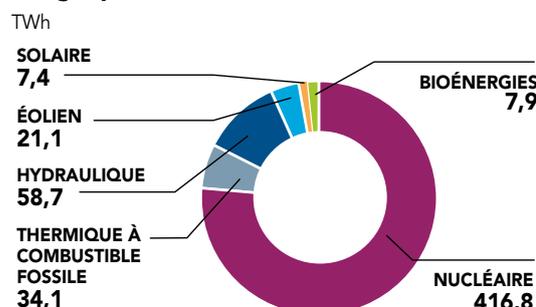
En lien avec la consommation brute, la production totale d'électricité en France atteint 546,0 TWh, soit une augmentation de 1,1% par rapport à l'année 2014. Le solde exportateur français a quant à lui légèrement baissé en 2015.

La partie Compléments fournit des cartes informatives des différentes productions en Europe.

Energie produite	TWh	Variation 2015/2014	Part de la production
<b>Production nette</b>	<b>546,0</b>	<b>+1,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>416,8</b>	<b>+0,2%</b>	<b>76,3%</b>
<b>Thermique à combustible fossile</b>	<b>34,1</b>	<b>+31,9%</b>	<b>6,2%</b>
<i>dont charbon</i>	8,6	+3,0%	1,6%
<i>fioul</i>	3,4	+5,3%	0,6%
<i>gaz</i>	22,1	+54,8%	4,0%
<b>Hydraulique</b>	<b>58,7</b>	<b>-13,7%</b>	<b>10,8%</b>
<i>dont renouvelable</i>	53,9	-13,7%	9,9%
<b>Eolien</b>	<b>21,1</b>	<b>+23,3%</b>	<b>3,9%</b>
<b>Solaire</b>	<b>7,4</b>	<b>+25,1%</b>	<b>1,4%</b>
<b>Bioénergies</b>	<b>7,9</b>	<b>+4,9%</b>	<b>1,4%</b>
<i>dont renouvelable</i>	5,9	+8,1%	1,1%

La répartition de la production reste similaire à l'année 2014.

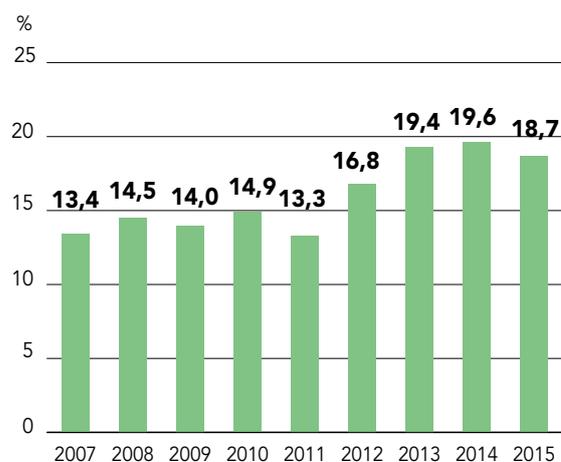
### Énergie produite



## LA COUVERTURE DE LA CONSOMMATION PAR LA PRODUCTION RENEUVABLE EST STABLE

La couverture de la consommation par la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables<sup>1</sup> est stable depuis 3 ans, autour de 19%. En 2015, l'augmentation de la production renouvelable hors hydraulique (+20,8%) ne compense que partiellement la baisse de la production hydraulique liée à la plus faible pluviométrie alors que la consommation d'électricité est en hausse.

### Part annuelle de la production issue des sources d'énergies renouvelables par rapport à la consommation d'électricité

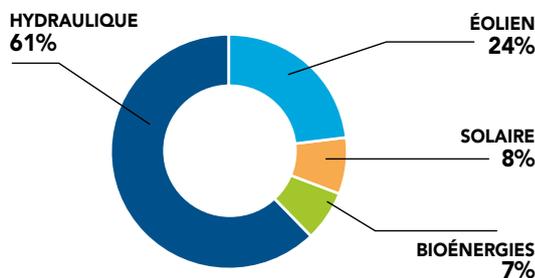


1. Méthodologie de calcul reprise de la directive européenne 2009/28/CE : production des stations de transfert d'énergie par pompage diminuée de 70% de la consommation du pompage, production des usines d'incinération d'ordures ménagères comptabilisée à 50%. Cela ne correspond pas au calcul selon la méthodologie officielle qui suppose d'effectuer en plus une correction climatique.



Les productions éolienne et solaire atteignent 28,5 TWh et représentent 32,2% de la production d'électricité renouvelable totale française. L'augmentation de 7 points par rapport à 2014 s'explique par les effets combinés du développement du parc éolien et solaire et de la baisse de la production électrique d'origine hydraulique. En outre, la partie renouvelable des bioénergies (déchets ménagers, déchets de papeterie, biogaz, bois-énergie et autres biocombustibles solides) progresse de 8,1% pour atteindre 5,9 TWh. En ajoutant la partie renouvelable de l'hydraulique, la production renouvelable française s'élève à 88,4 TWh.

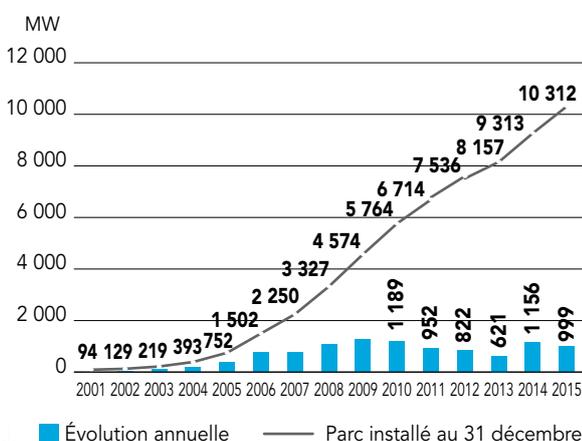
### Répartition de la production renouvelable



## ÉOLIEN

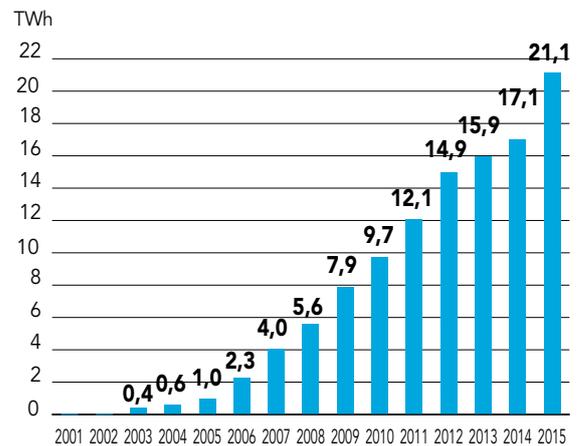
Avec le raccordement de 999 MW durant l'année, la puissance installée atteint 10 312 MW à fin 2015. 585 MW sont raccordés sur le réseau RTE et 9 727 MW sur les réseaux d'ERDF, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse. La reprise observée en 2014 semble donc se poursuivre, notamment grâce à la sécurisation du cadre tarifaire ainsi qu'à la levée progressive de certaines contraintes réglementaires.

### Parc éolien



Cette année encore, la production éolienne est en hausse par rapport à l'année dernière avec une progression de 23,3%, soit une production éolienne totale de 21,1 TWh.

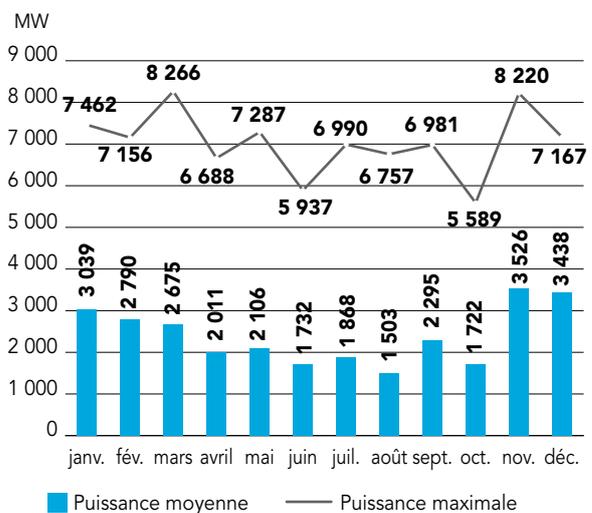
### Production éolienne



Chaque mois de l'année 2015, la production éolienne maximale a dépassé les 5 500 MW. Un nouveau maximum demi-horaire de production éolienne a été atteint le 29 mars à 13h avec une puissance de 8 266 MW ; le facteur de charge associé a également connu sa valeur la plus élevée en atteignant 86,3%.

Le maximum de production éolienne journalière a été atteint le 29 novembre avec une production de 184,0 GWh.

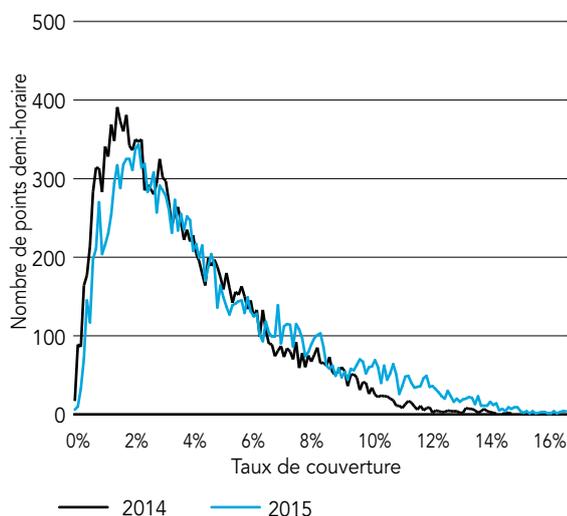
### Production éolienne mensuelle



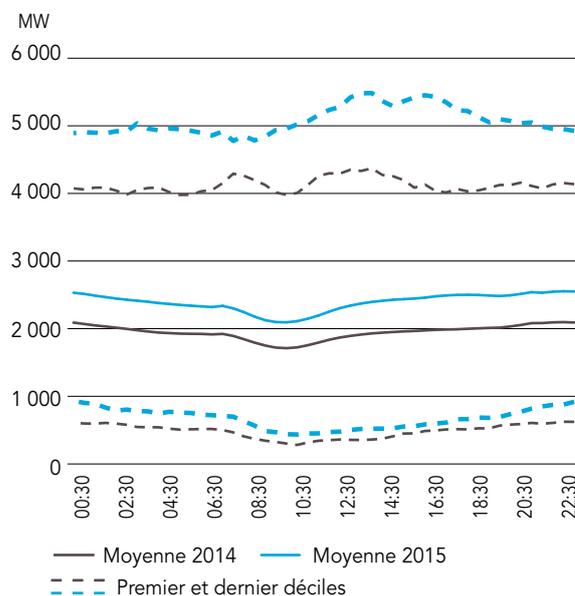


Le taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne est de 4,5% contre 3,7% en 2014.

### Répartition du taux de couverture de la consommation par la production éolienne



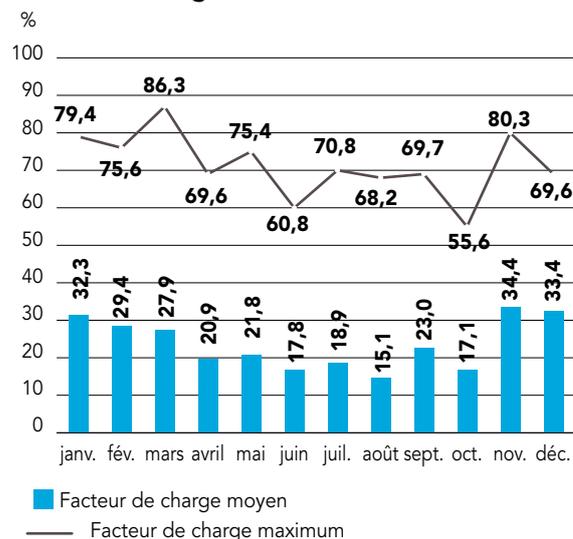
### Production éolienne au pas demi-horaire (moyenne et déciles extrêmes)



Le facteur de charge éolien, en moyenne à 24,3%, est en légère augmentation par rapport à 2014 (22,6%).

Les conditions de vent influencent grandement la production éolienne, même si l'effet de foisonnement géographique a tendance à compenser cette variabilité. On retrouve cette dépendance au vent dans la répartition de la production éolienne au pas demi-horaire. Les premier et dernier déciles ont évolué en moyenne à la hausse, reflétant l'augmentation du parc éolien installé, avec une augmentation de 38% du premier décile et de 23% du dernier décile.

### Facteur de charge éolien mensuel

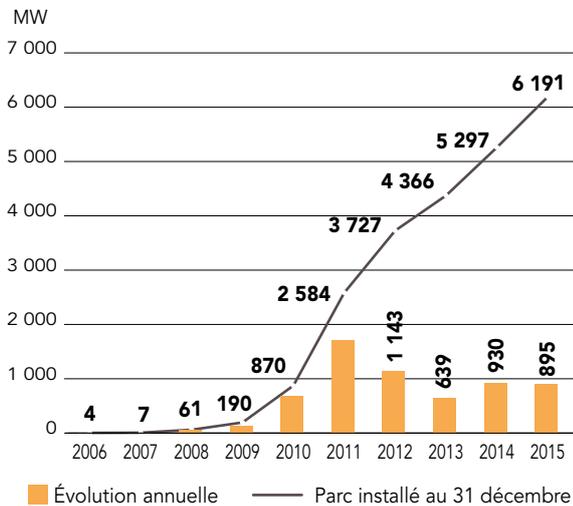




## SOLAIRE

En 2015, 895 MW de puissance solaire ont été raccordés en France métropolitaine, ce qui porte à 6 191 MW le parc solaire installé. Environ un quart de cette augmentation vient de la mise en service, en septembre 2015, du parc de Constantin sur la commune de Cestas en Gironde. Ce parc de 230 MW raccordé sur le réseau de RTE devient le plus grand parc photovoltaïque d'Europe. Au total, 565 MW de solaire sont raccordés au réseau de RTE et 5 626 MW sur les réseaux d'ERDF, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse. La reprise observée depuis le second semestre 2014 est en grande partie due à la maturité des projets en file d'attente.

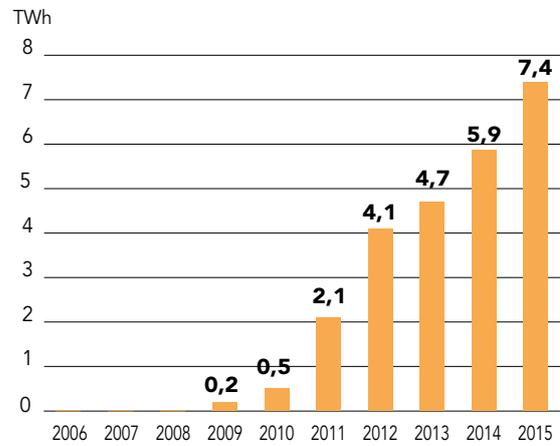
### Parc solaire



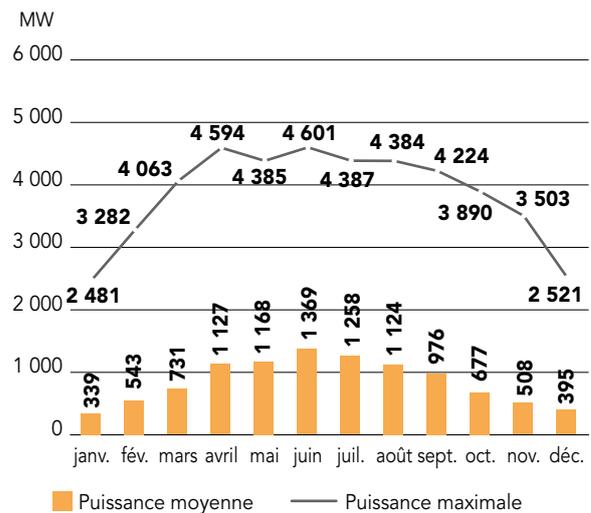
La Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), prévoit pour l'horizon 2020 un objectif de 8 000 MW, ce qui, associé à une revalorisation du tarif d'achat, devrait maintenir un niveau de mises en service soutenu.

Par rapport à l'année 2014, la production solaire est en hausse de 25,1% en lien avec l'augmentation du parc et des conditions favorables d'ensoleillement. Pour tous les mois de l'année 2015, on observe une production solaire supérieure à celle de l'année précédente.

### Production solaire



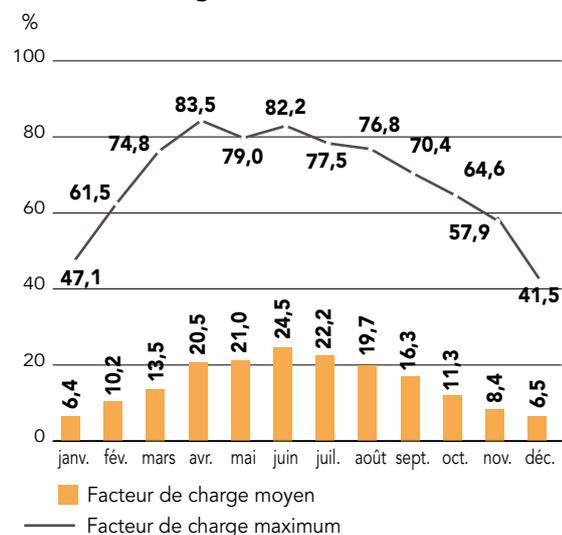
### Production solaire mensuelle



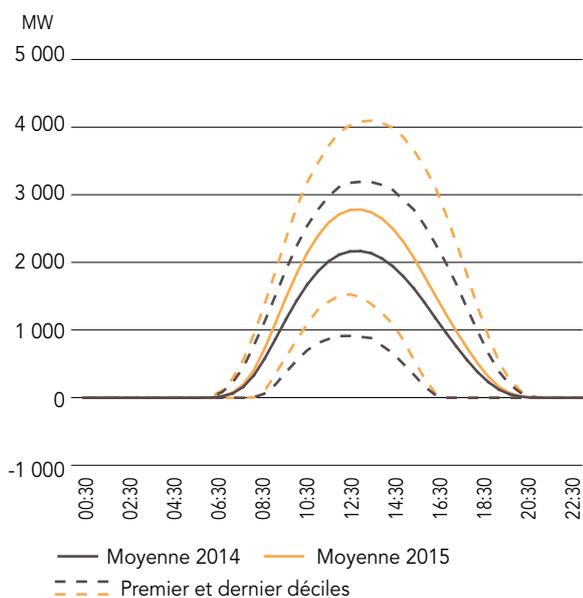
Le 24 juin 2015 à 14h, la production solaire a atteint un maximum de 4 601 MW, soit un facteur de charge de 82,2%. En moyenne sur l'année 2015, le facteur de charge solaire s'élève à 15% contre 14% en 2014.



### Facteur de charge solaire mensuel



### Production solaire au pas demi-heure (moyenne et déciles extrêmes)

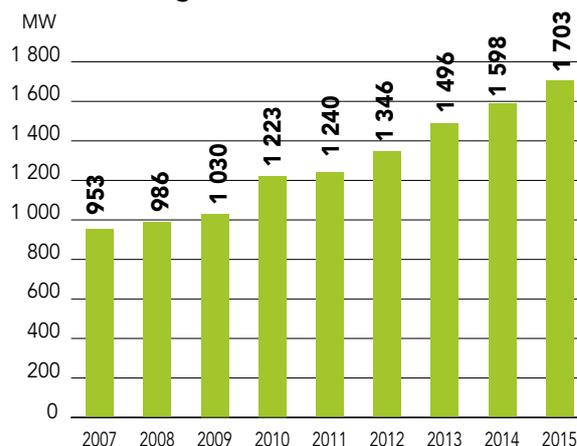


La production solaire fluctue à la fois quotidiennement, en fonction de l'ensoleillement et de la nébulosité mais également au fil des saisons en fonction des heures de lever et coucher du soleil. La production solaire a permis de couvrir en moyenne 1,6% de la consommation en 2015 contre 1,4% en 2014. Le taux de couverture maximal est atteint le 2 août 2015 à 15h avec 11,2%.

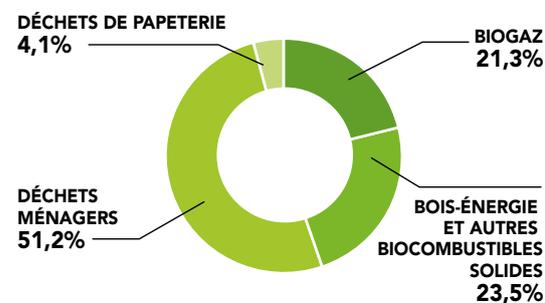
## BIOÉNERGIES

Le parc de la filière des bioénergies progresse de 105 MW en 2015 et atteint 1 703 MW. Les centrales utilisant le bois-énergie ou d'autres combustibles solides ainsi que les centrales fonctionnant au biogaz contribuent majoritairement à cette hausse.

### Parc bioénergies



### Composition du parc bioénergies



Les usines d'incinération des déchets ménagers représentent plus de la moitié de ce parc alors que le biogaz, les déchets papetiers, le bois-énergie et autres combustibles solides complètent cette filière.



## HYDRAULIQUE

Alors que le parc hydraulique reste stable en 2015, comme depuis la fin des années 1980, la production hydraulique est en baisse de 13,7% par rapport à 2014. Ce volume annuel est parmi les plus faibles de ces dix dernières années. Cette diminution s'explique par la pluviométrie déficitaire alors que l'année 2014 avait été riche en précipitations.

Le Panorama de l'électricité renouvelable propose une analyse plus détaillée du secteur hydraulique.

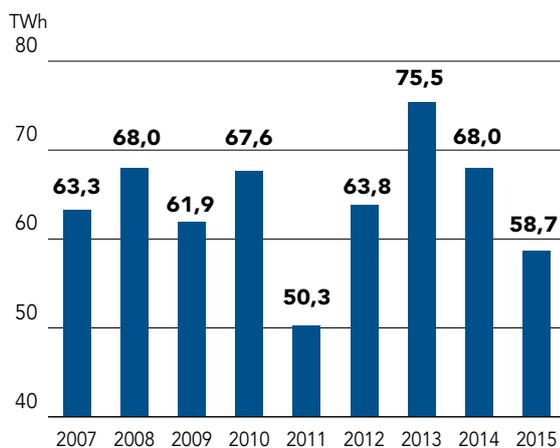
### PANORAMA DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

En partenariat avec le Syndicat des Energies Renouvelables, ERDF et l'ADEeF, RTE propose un état des lieux détaillé du développement de l'électricité renouvelable

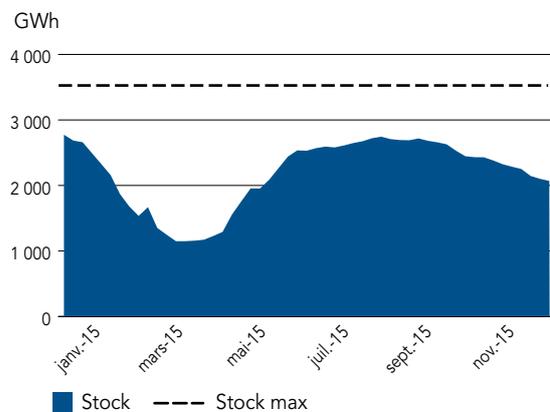


<http://www.rte-france.com/fr/article/panorama-des-enr>

### Production hydraulique



### Stock hydraulique hebdomadaire 2015



## LA PRODUCTION THERMIQUE EST EN HAUSSE

### NUCLÉAIRE

La capacité de production nucléaire n'évolue pas en 2015 et la production nucléaire reste stable (+0,2%).

### THERMIQUE À COMBUSTIBLE FOSSILE

Le parc thermique à combustible fossile voit sa capacité diminuer à nouveau en 2015. Les fermetures de centrales à charbon engendrent une diminution du parc charbon de 33,3% et du parc thermique à combustible fossile de 5,9%.

Certains groupes fioul, pour une puissance installée totale de 5 GW, ainsi que 1,7 GW de cycles combiné gaz (CCG) sont mis à l'arrêt au moins quatre mois dans l'année durant la période estivale, lors de laquelle la consommation est plus faible.

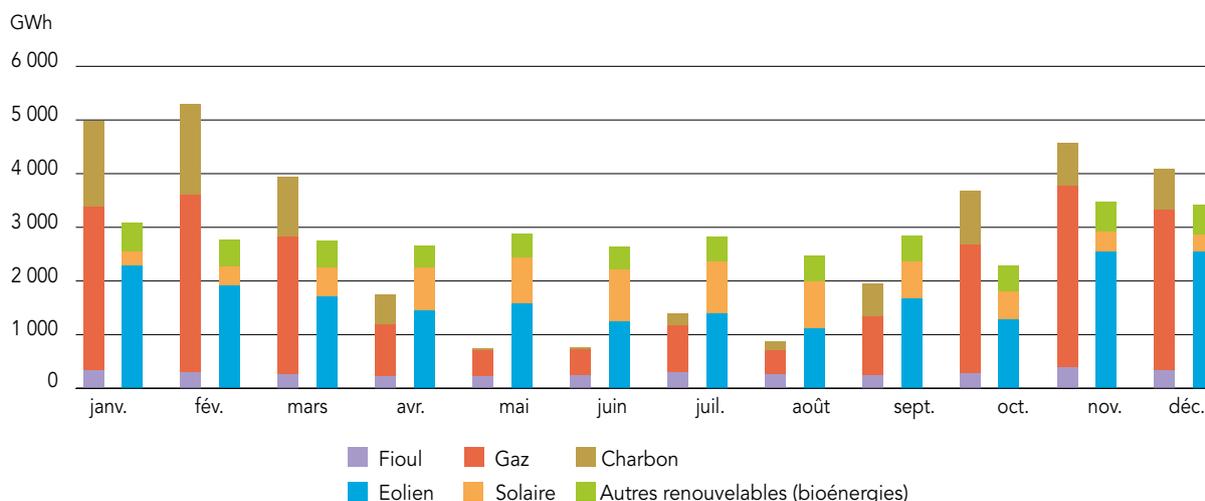
Des cartes localisant les moyens de production thermiques sont disponibles dans la partie Compléments.

Les températures plus froides en début d'année ont conduit à une hausse de la consommation. Combinée à une production hydraulique en baisse, la sollicitation des moyens d'appoint, à savoir le parc thermique à combustible fossile, s'est accrue par rapport à l'année 2014. La filière gaz a ainsi vu sa production augmenter de près de 55% par rapport à l'année 2014.

Contrairement à 2014, la production thermique à combustible fossile a été fortement sollicitée en janvier et février. La production d'origine renouvelable hors hydraulique est supérieure à celle d'origine thermique à combustible fossile pour les mois d'avril à septembre, ainsi qu'en volume annuel.



## Productions mensuelles 2015 fossile et renouvelable (hors hydraulique)



## VARIABILITÉ DES MOYENS DE PRODUCTION

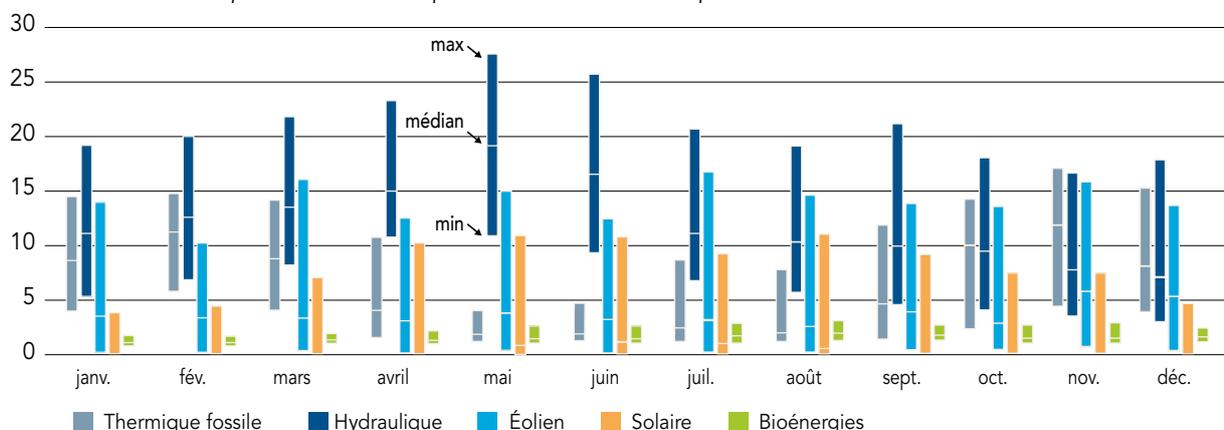
Le parc électrique français est composé de moyens dont la production dépend de différents paramètres : nébulosité et ensoleillement pour le solaire, vent pour l'éolien, pluviométrie et température pour l'hydraulique. On constate par exemple que la couverture de la production hydraulique est maximale au mois de mai, ce qui correspond à la fonte des neiges. Néanmoins, cette production possède un caractère modulable qui permet de compenser dans une certaine mesure la fluctuation

des productions éolienne et solaire. Le taux de couverture médian de la consommation par la production solaire est maximum en juin mais fluctue au sein d'une même journée.

Les moyens de production utilisant des combustibles fossiles (charbon, fioul ou gaz) sont plus sollicités durant la période hivernale et leur taux de couverture de la consommation totale fluctue de 2% à 17%.

## Taux de couverture mensuels de la consommation française par les différentes énergies hors nucléaire

% **Note de lecture :** on observe par exemple qu'au mois de juillet, l'éolien a atteint son taux de couverture le plus élevé (16,7%). Sur ce même mois, pendant la moitié du temps, ce taux de couverture était supérieur à 3,2%.





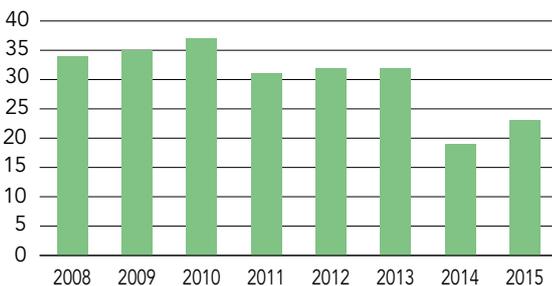
## ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub>

Alors que la diminution importante des émissions<sup>2</sup> de CO<sub>2</sub> en 2014 a été liée à la relative douceur des températures hivernales et à la bonne production hydraulique, l'année 2015 a été marquée par un accroissement de la production thermique à combustible fossile. Cette évolution liée à l'augmentation de la consommation brute et à la diminution de la production hydraulique, a engendré une reprise des émissions de CO<sub>2</sub> (+21,7%). La majeure partie de ces émissions est due à l'augmentation de la production thermique à gaz. Le volume des émissions de CO<sub>2</sub>, sans prise en compte de l'autoconsommation, reste cependant en recul par rapport à 2013 avec une diminution de 28%. Les émissions de CO<sub>2</sub>

Émissions de CO <sub>2</sub> (millions de tonnes) hors autoconsommation	2015	2014
<b>Production nette</b>	<b>23,1</b>	<b>19,0</b>
Nucléaire	-	-
Thermique à combustible fossile	17,4	13,5
dont charbon	8,2	8,0
fioul	0,9	0,7
gaz	8,4	4,9
Hydraulique	-	-
Eolien	-	-
Solaire	-	-
<b>Autres sources d'énergie</b>	<b>5,7</b>	<b>5,4</b>
dont renouvelable	4,2	3,9

### Évolution depuis 2008 des émissions de CO<sub>2</sub> sans prise en compte de l'autoconsommation

Millions tonnes



2. Les facteurs d'émissions de CO<sub>2</sub> représentent uniquement les émissions de CO<sub>2</sub> générées par la consommation du combustible primaire. La contribution de chaque filière de production aux émissions de CO<sub>2</sub> est la suivante :

- 0,96 t/MWh pour les groupes charbon ;
- 0,67 t/MWh pour les groupes fioul ;
- 0,46 t/MWh pour les groupes gaz ;
- 0,98 t/MWh pour les autres groupes thermiques (biogaz, déchets, bois-énergie et autres combustibles solides)

Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission en g/CO<sub>2</sub> par kWh thermique diffusés par le Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique (CITEPA) et une estimation faite par RTE du rendement entre les kWh thermiques et kWh électriques.

dues à l'autoconsommation sont évaluées à 5,3 Mt. Ces émissions sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels en question.

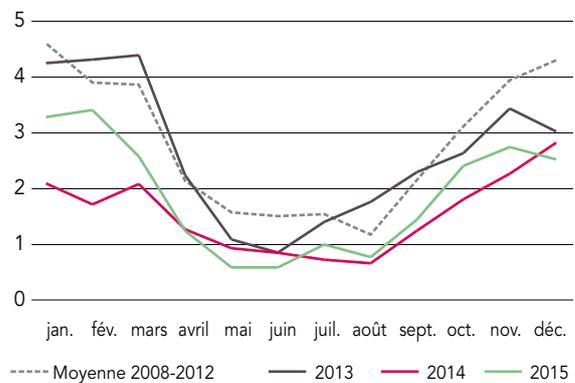
On constate depuis 2008 une tendance globale à la diminution des émissions de CO<sub>2</sub>.

Au cours de l'année, les émissions mensuelles de CO<sub>2</sub> peuvent varier d'un facteur cinq. Les courbes journalières d'émissions de CO<sub>2</sub> hivernales connaissent de fortes variations, causées par le recours en journée aux moyens de production thermique. Les courbes estivales sont quant à elles marquées par une certaine constance.

### Émissions de CO<sub>2</sub> mensuelles

sans prise en compte de l'autoconsommation

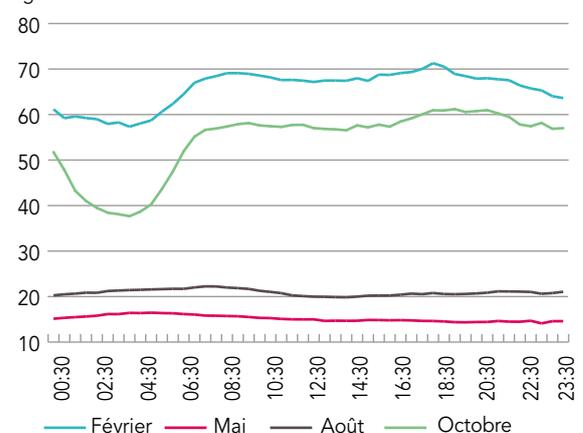
Millions Tonnes (Mt)



### Courbes journalières moyennes des taux d'émission de CO<sub>2</sub>

sans prise en compte de l'autoconsommation

kg/MWh





Partie 3  
Territoires et régions

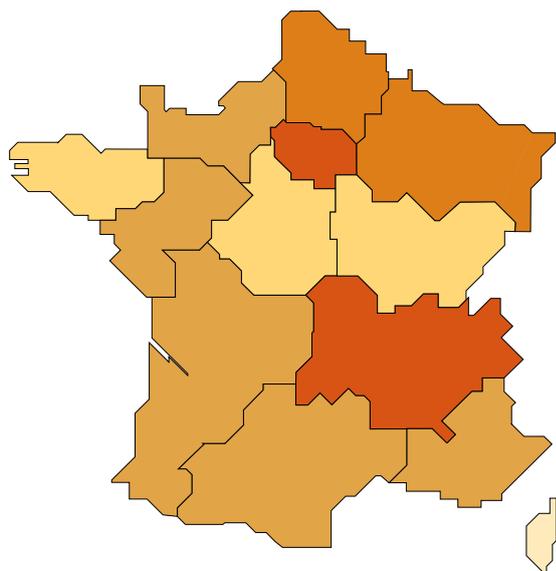


## CONSOMMATION DANS LES RÉGIONS ADMINISTRATIVES

### RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION

Le niveau de la consommation dans les territoires métropolitains est lié à la répartition démographique. Les usages résidentiels et tertiaires formant le premier poste de consommation électrique, l'Île-de-France, région la plus peuplée de France, est la région la plus consommatrice, malgré sa faible superficie. Les régions Aquitaine Limousin Poitou-Charentes, Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées et Provence-Alpes-Côte d'Azur, qui sont des zones littorales attractives et dans lesquelles la démographie est importante, affichent des taux de croissance de consommation élevés.

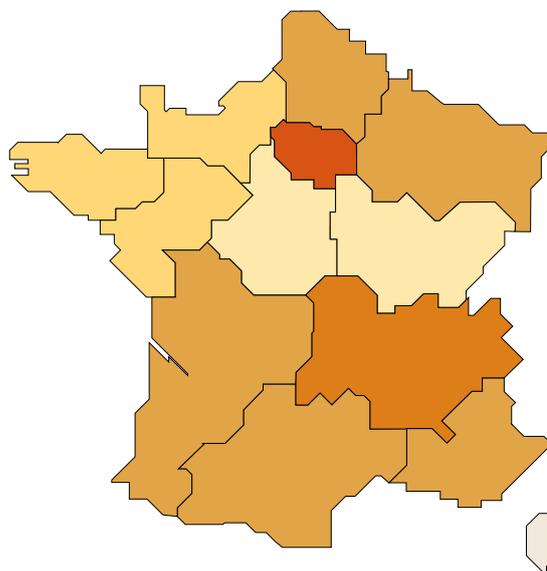
### Consommation brute en 2015



- Plus de 60 TWh
- De 45 à 60 TWh
- De 25 à 45 TWh
- De 5 à 25 TWh
- Moins de 5 TWh

La consommation de la région Alsace Champagne-Ardennes Lorraine, qui dispose de bassins industriels nombreux, particulièrement consommateurs, est également supérieure à celle de régions plus peuplées.

### Population par région en 2014

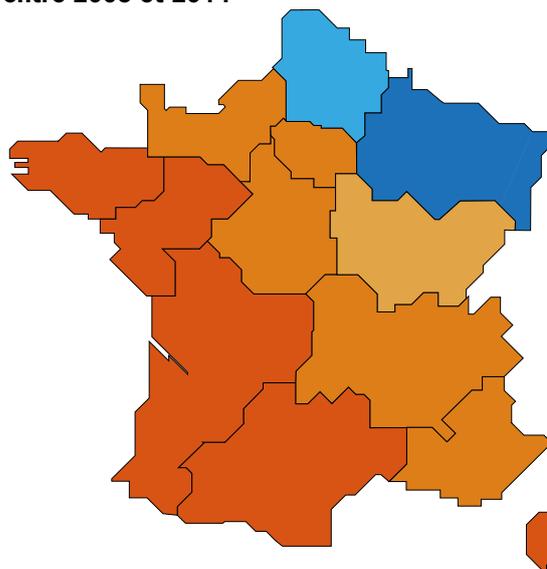


- Plus de 8 millions hab.
- De 5 à 8 millions hab.
- De 4 à 5 millions hab.
- De 3 à 4 millions hab.
- De 0,5 à 3 millions hab.
- Moins de 500 000 hab.

### ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION SUR LES HUIT DERNIÈRES ANNÉES

De 2006 à 2014<sup>1</sup>, l'évolution dans les régions de la consommation corrigée de l'aléa climatique est le fruit des développements démographique et économique de ces territoires.

### Evolution de la consommation corrigée entre 2006 et 2014



- Plus de 5%
- De 1% à 5%
- De -1% à 1%
- De -5% à -1%
- Moins de -5%

1. À ce niveau, la dernière année de données disponible est 2014.



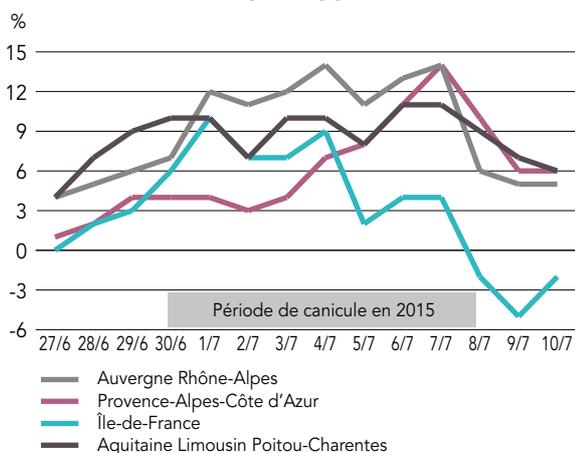
Les régions ayant connu la plus importante progression, supérieure à 5%, sont la région Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées ainsi que celles situées sur la façade atlantique.

À l'inverse, les territoires du nord-est, à savoir Nord-Pas-de-Calais Picardie et Alsace Champagne-Ardennes Lorraine, ont connu un recul de consommation du fait d'une plus faible dynamique démographique et surtout d'une importante désindustrialisation.

### LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ESTIVALE EN RÉGION

Des évolutions sensibles de la consommation électrique régionale, notamment dans les régions Auvergne Rhône-Alpes, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées, ont été constatées en raison de l'épisode caniculaire. Des hausses de la consommation atteignant localement 25% par rapport aux jours équivalents en 2014 ont été enregistrées dans ces régions.

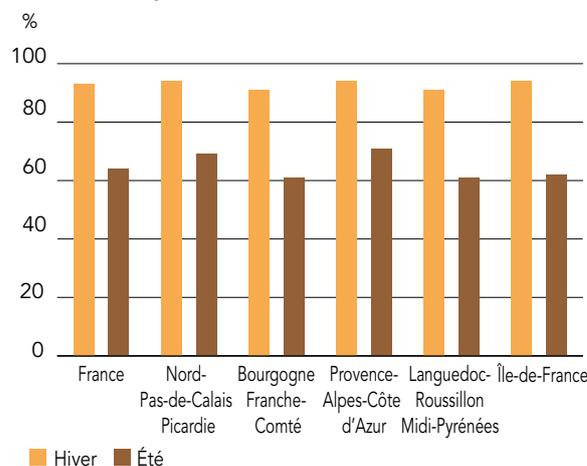
#### Consommation journalière en région pendant la canicule de 2015 par rapport à 2014



Pour mémoire le mois de juillet 2015 a été le troisième mois de juillet le plus chaud depuis 1900 selon Météo France.

L'ensemble des régions françaises voit sa consommation baisser significativement durant la période estivale, du fait des températures plus élevées. L'intensité de cette baisse varie cependant selon les régions et leurs caractéristiques.

#### Variation été-hiver de la consommation moyenne régionale normalisée par rapport au mois de janvier



Corrigée de l'aléa climatique, la variation été-hiver de la consommation moyenne (chiffres pris sur l'hiver 2014-2015 et l'été 2015) de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur est ainsi relativement faible comparée aux autres régions, avec environ 20% de diminution, contre 40% en moyenne métropolitaine. Cela reflète une activité touristique estivale importante ainsi qu'un secteur industriel relativement peu impacté par les congés estivaux.

#### APERÇU MENSUEL SUR L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Chaque mois, RTE publie l'aperçu mensuel sur l'énergie électrique. Cette note 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, comme celles présentées ici à propos de la consommation estivale ou de la production hydraulique.



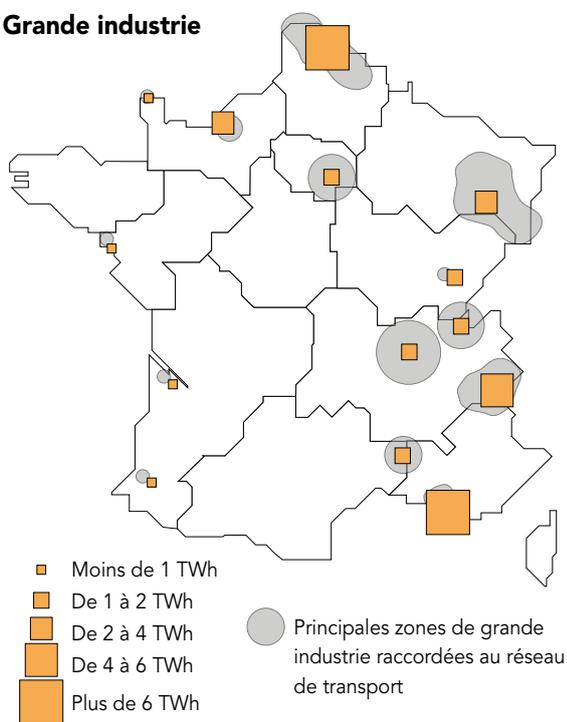
<http://www.rte-france.com/fr/article/aperçus-electriques-mensuels>



### LA CONSOMMATION DES PRINCIPALES ZONES DE GRANDE INDUSTRIE<sup>2</sup> RACCORDÉES AU RÉSEAU DE TRANSPORT

Les plus vastes zones de la grande industrie raccordées au réseau de RTE restent essentiellement concentrées dans le quart nord-est de la France ainsi que dans la région Auvergne Rhône-Alpes. On trouve également sur la façade atlantique des foyers de consommation plus localisés mais possédant un volume élevé de consommation. Le plus important foyer de consommation représente à lui seul 2,7% de la consommation nette en France.

#### Grande industrie



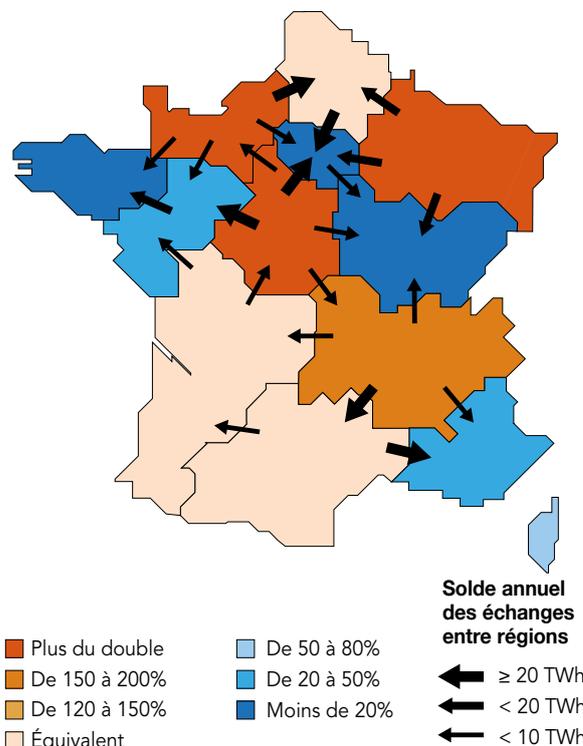
### L'ÉQUILIBRE ENTRE PRODUCTION ET CONSOMMATION

Le réseau de transport, par son maillage, permet de mutualiser les ressources de production d'électricité pour répondre aux besoins de chaque territoire.

Cinq régions, en plus de la Corse, sont importatrices : l'Île-de-France en premier lieu, la Bretagne et Bourgogne Franche-Comté ensuite, et dans une moindre mesure, les Pays de la Loire et Provence-Alpes-Côte d'Azur. L'approvisionnement en électricité de ces régions passe par des flux importants en provenance

2. La méthodologie suivie pour la définition des zones a été réalisée par RTE. Elle ne donne pas une représentation exhaustive de l'ensemble de l'activité de la grande industrie en France, mais présente les principales zones de grande industrie connectées au réseau public de transport d'électricité.

### Rapport production/consommation en 2015



des régions voisines, voire de régions plus éloignées, et transitant par les régions limitrophes dans le cas de la Bretagne. Ces échanges sont assurés pour l'essentiel par le réseau public de transport.

Trois des régions du nouveau découpage administratif importent sur l'année à peu près autant d'électricité qu'elles n'en exportent : Nord-Pas-de-Calais Picardie, Aquitaine Limousin Poitou-Charentes et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées. Ce bilan annuel, en apparence équilibré, masque des échanges qui peuvent être fortement importateurs ou exportateurs tout au long de l'année. Ces régions ne sont en réalité que très rarement à l'équilibre instantané (6% du temps pour la région Nord-Pas-de-Calais Picardie, 4,3% pour Aquitaine Limousin Poitou-Charentes et 4% pour Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées). Par ailleurs, des flux importants existent au sein de ces territoires de grande superficie, entre les anciennes régions Poitou-Charentes et Limousin par exemple. Ces flux sont là aussi acheminés par les réseaux publics d'électricité.

Les régions en excédent ou à l'équilibre de production sont celles accueillant sur leur territoire des groupes de production nucléaire. L'emplacement de ces groupes peut être visualisé dans les cartes d'implantation des principaux sites de production (Cf. Parc de production dans la partie Compléments).

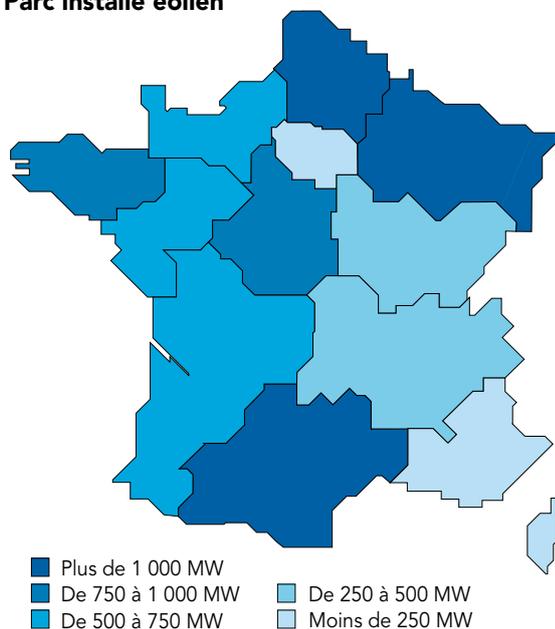


## LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE EN RÉGION

### LA PRODUCTION ÉOLIENNE DANS LES RÉGIONS

Deux régions comptent un parc de production éolien supérieur à 2 000 MW : Alsace Champagne-Ardennes Lorraine et Nord-Pas-de-Calais Picardie. Ces deux régions produisent 48% de l'électricité éolienne métropolitaine et couvrent ainsi environ 10% de leur consommation. Les régions Bretagne, Centre Val de Loire et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées ont par ailleurs un parc supérieur à 800 MW. Elles couvrent ainsi de 6% à 10% de leur consommation.

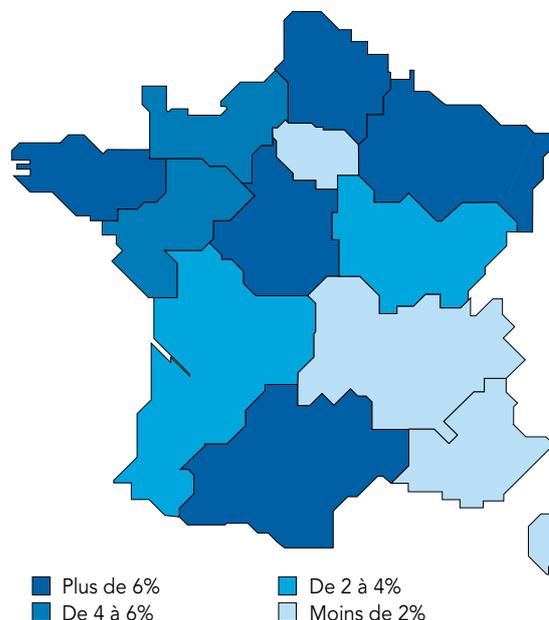
### Parc installé éolien



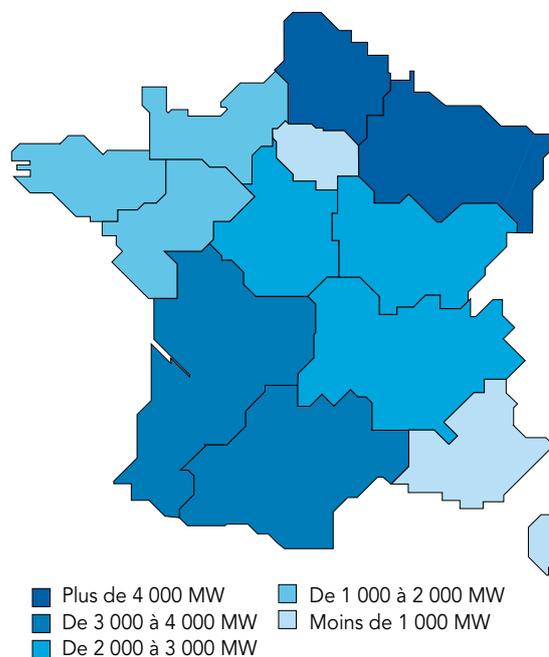
Les aspects climatiques (Cf. Cartes météorologiques dans la partie Compléments) ainsi que les contraintes environnementales et la volonté politique au niveau local expliquent le développement régional contrasté de la filière éolienne. La mise en balance de ces différents aspects s'exprime en particulier au travers des objectifs régionaux de raccordement de parcs éoliens. Ceux-ci étaient fixés par les SRCAE. Ces schémas, au niveau des anciennes mailles régionales, seront intégrés d'ici 2019 aux schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), créés par la loi n°2015-991, dite loi NOTRe<sup>3</sup>. En attendant la déclinaison des objectifs à la maille des nouvelles régions, et afin de permettre le suivi des politiques en matière d'électricité renouvelable, la carte ci-après présente les objectifs SRCAE éolien agrégés à la maille des nouvelles régions.

3. Loi du 7 août 2015 portant la Nouvelle Organisation Territoriale de la République.

### Taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne



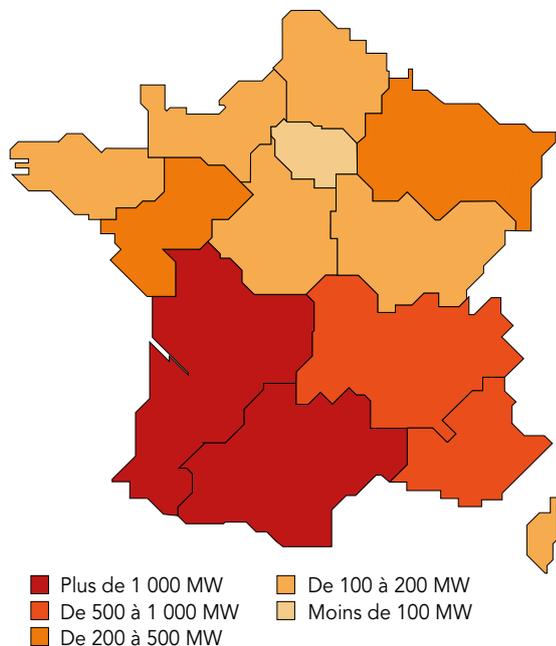
### Objectifs SRCAE éolien agrégés à la maille des nouvelles régions (horizon 2020)





## RÉPARTITION DE LA PRODUCTION SOLAIRE

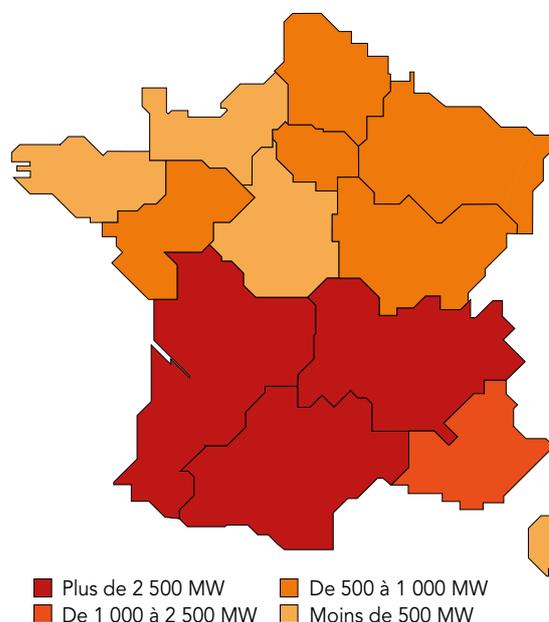
### Parc installé solaire



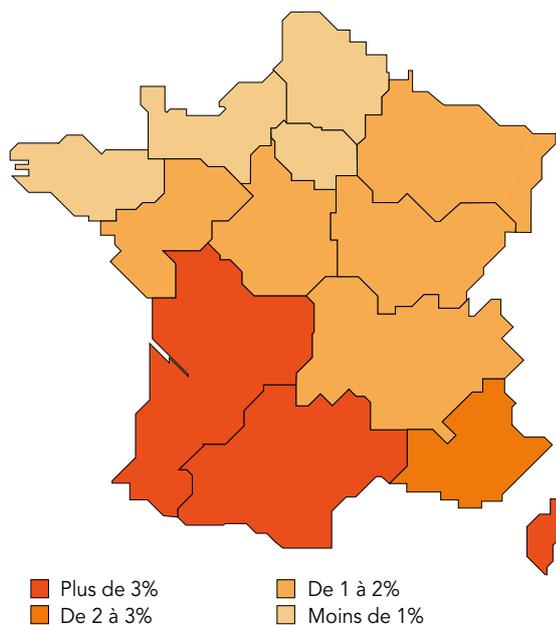
Deux régions possèdent un parc de production solaire supérieur à 1 200 MW : Aquitaine Limousin Poitou-Charentes et Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées. Elles ont une grande superficie et se situent dans la partie la plus méridionale de la France. La Provence-Alpes-Côte d'Azur, de superficie moindre, dispose d'un parc de 870 MW.

Le taux de couverture de la consommation par la production solaire atteint 4,2% en Aquitaine Limousin Poitou-Charentes et 2,9% en Provence-Alpes-Côte d'Azur.

### Objectifs SRCAE solaire agrégés à la maille des nouvelles régions (horizon 2020)



### Taux de couverture moyen de la consommation par la production solaire



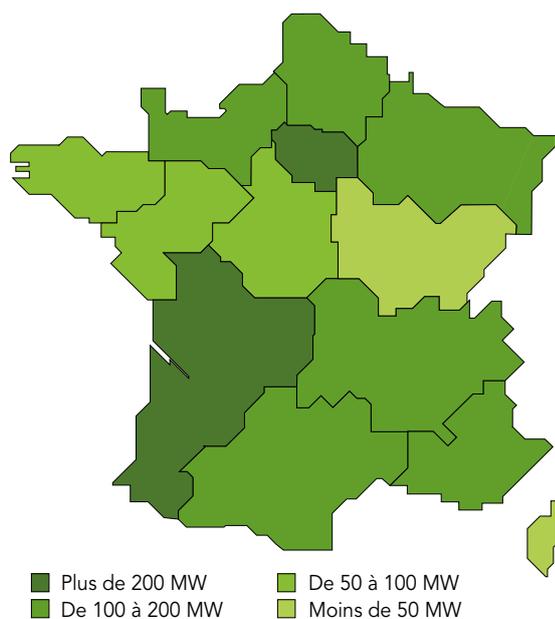
Les objectifs régionaux de développement de la filière sont concentrés essentiellement dans les territoires méridionaux. Ainsi les capacités installées devraient être multipliées par 1,8 en Aquitaine Limousin Poitou-Charentes, par 4 en Auvergne Rhône-Alpes et par 2,4 en Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées pour atteindre les objectifs à l'horizon 2020.



## PARC BIOÉNERGIES

Le parc de production de la filière bioénergies se répartit sur l'ensemble des régions françaises, avec en plus une concentration importante d'usines d'incinération d'ordures ménagères en Île-de-France.

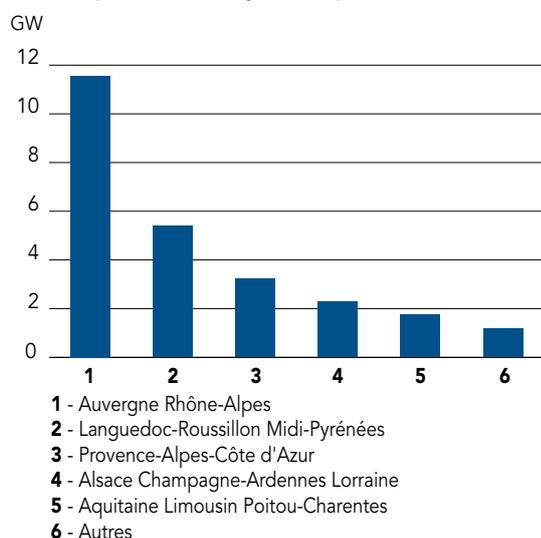
### Parc installé bioénergies



## PARC HYDRAULIQUE

La production hydraulique, avec une capacité installée de 25 GW, est inégalement répartie sur le territoire français.

### Parc de production hydraulique



Les régions comportant une grande superficie montagneuse (Auvergne Rhône-Alpes, Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées et Provence-Alpes-Côte d'Azur) comptabilisent à elles seules 79% du parc hydraulique français, du fait des installations de barrages hydrauliques, en particulier de type lac et éclusée.

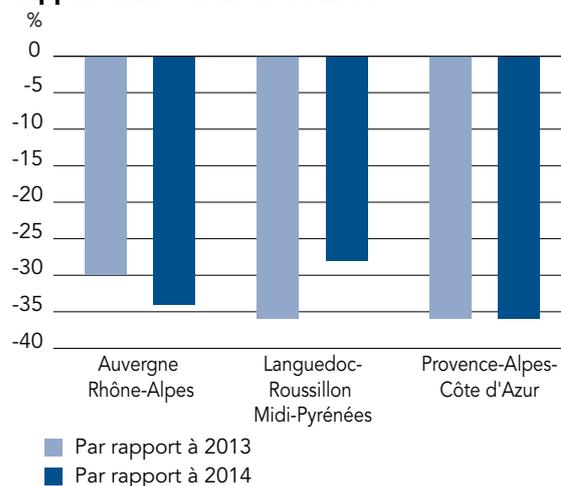
On retrouve néanmoins, dans la majeure partie des autres régions, de petites capacités de production hydraulique, utilisant souvent des technologies de type fil de l'eau ou éclusée.

Avec 8 mois déficitaires, la pluviométrie de l'année 2015 se situe en dessous de la moyenne, contrairement aux deux années précédentes.

Ce déficit en pluviométrie impacte la production hydraulique de type fil de l'eau et éclusée, qui dépend directement des débits des fleuves. Dans les trois régions les plus productrices, on constate un recul de ces productions par rapport à 2014 compris entre 20% et 30%.

Les productions de type lac et pompage sont en revanche moins impactées, leur baisse étant inférieure à 10%. Ce maintien est possible grâce aux stocks hydrauliques des retenues d'eau exploitées par ces centrales. Le volume de ces stocks a diminué fin 2015 par rapport à fin 2014.

### Production hydraulique de l'été 2015 par rapport aux étés 2013 et 2014



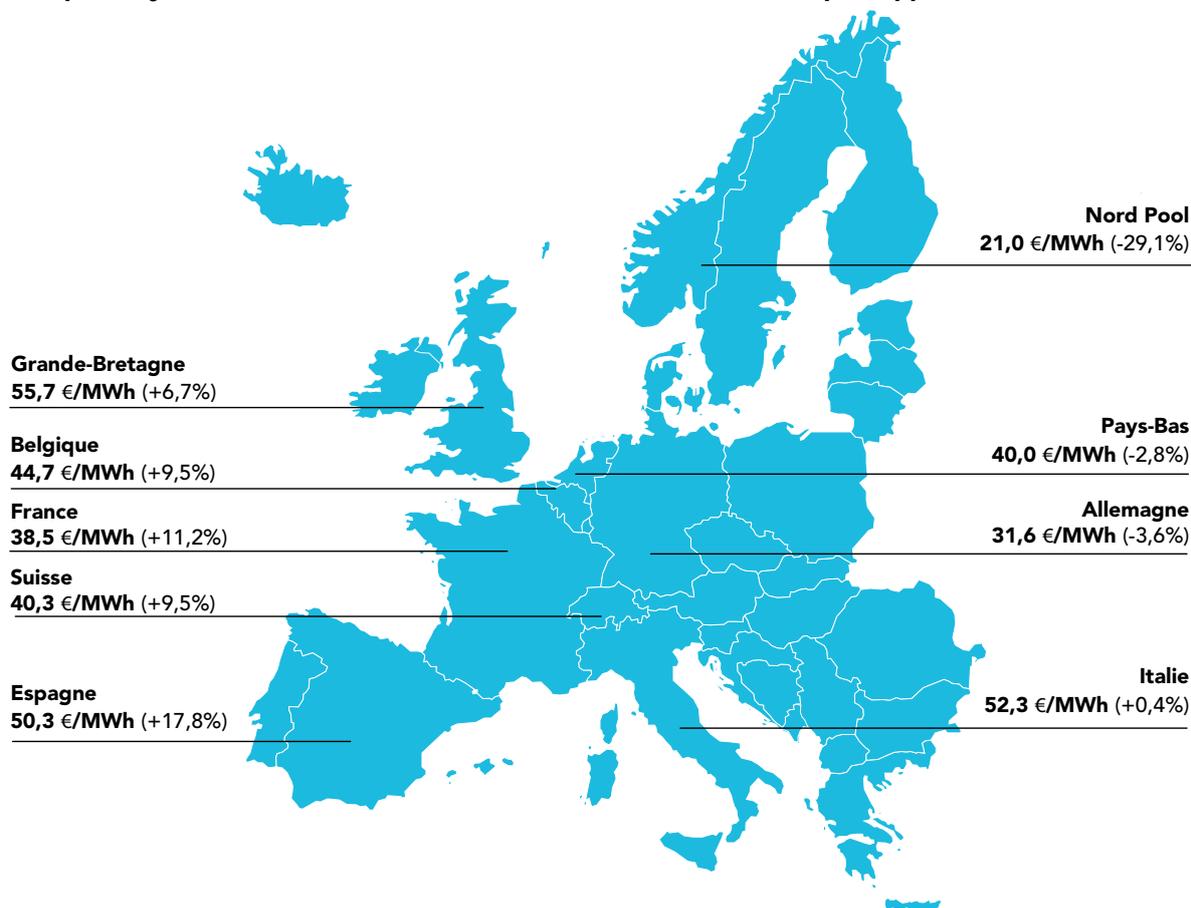


Partie 4  
Marchés et Europe



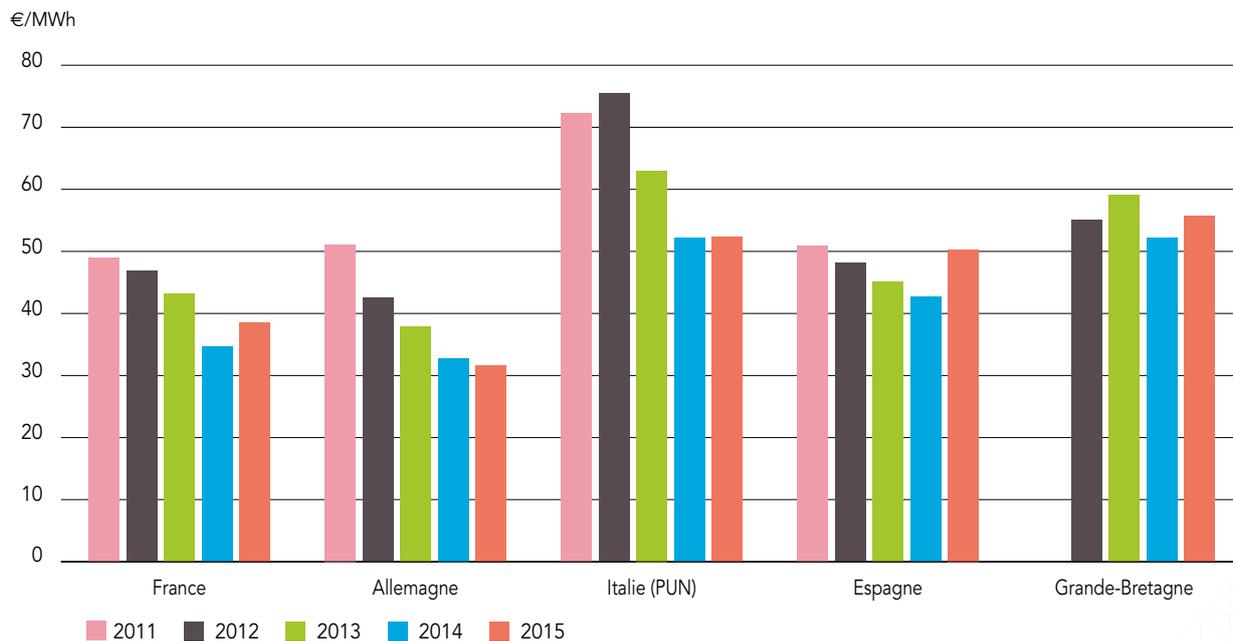
## LES PRIX DE MARCHÉ RESTENT BAS EN EUROPE

Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité en 2015 et évolution par rapport à 2014



Sources : bourses européennes de l'électricité (pour Nord Pool : prix système ; pour l'Italie : Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

### Evolution des prix spot des cinq dernières années





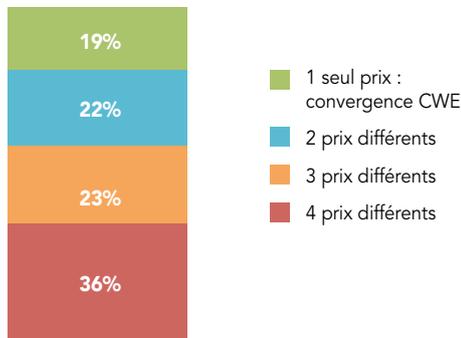
Le prix spot français remonte par rapport à 2014, tout en restant à un niveau parmi les plus bas de ces dix dernières années. Il s'établit à 38,5 €/MWh en moyenne annuelle, en deçà de 42 €/MWh (prix de l'ARENH) pour la deuxième année consécutive. Cette hausse s'explique d'abord par un rebond de la consommation d'électricité, après une année 2014 où la météo était particulièrement clémente.

Le recul des cours des combustibles amorcé en 2014 se poursuit. Cela contribue à maintenir des niveaux de prix toujours bas en Italie et en Allemagne. Outre-Rhin, l'accroissement de la capacité éolienne installée, notamment en mer, est un autre facteur baissier et engendre parfois des prix négatifs (126 heures réparties sur 25 journées en 2015).

En revanche, malgré la prépondérance du gaz et du charbon dans le mix électrique du pays, le prix britannique en euros est en progression. Il est soutenu par l'augmentation du prix plancher des quotas de CO<sub>2</sub>, imposé par la législation nationale, ainsi que par la hausse de la livre sterling par rapport à l'euro.

En Espagne, une production hydraulique beaucoup plus faible que les deux années précédentes fait remonter le prix en moyenne annuelle.

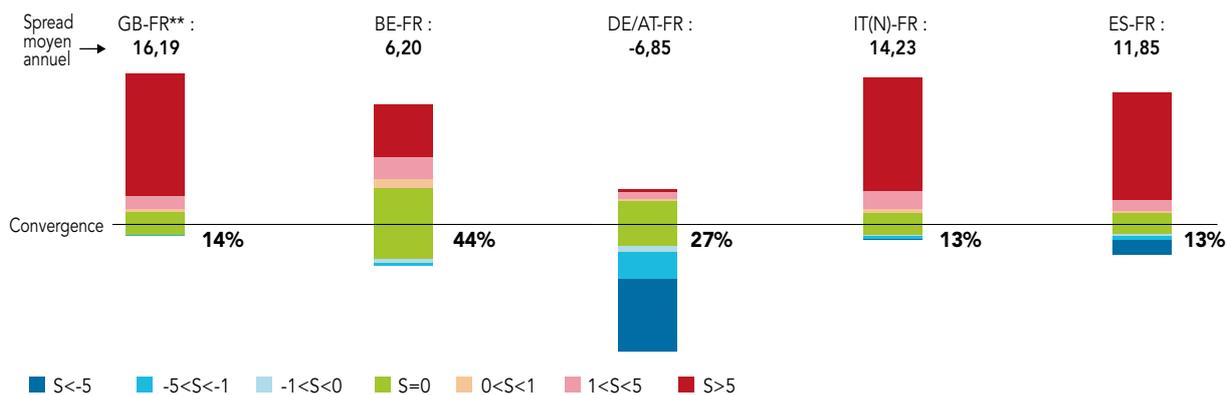
### Nombre de prix différents dans la région CWE (en pourcentage du temps sur l'année)



La disponibilité du parc nucléaire belge est réduite toute l'année contre neuf mois en 2014, d'où un prix de marché en hausse. Il devient le plus élevé de la région CWE (France, Allemagne, Autriche, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg), d'autant plus que le prix néerlandais, qui était depuis quatre ans le plus haut de la région, est tiré à la baisse par la mise en service de plusieurs centrales charbon à haut rendement.

Dans ce contexte, les prix des marchés de la région CWE ne sont tous identiques (convergence totale) que 19% du temps, à un niveau proche de celui observé en 2014.

### Distribution des spreads\* et taux de convergence entre la France et chacun de ses voisins



\*Spread (€/MWh) = Prix XX - Prix FR

\*\*Pour GB-FR, le spread est corrigé des pertes sur l'interconnexion France-Angleterre (IFA)



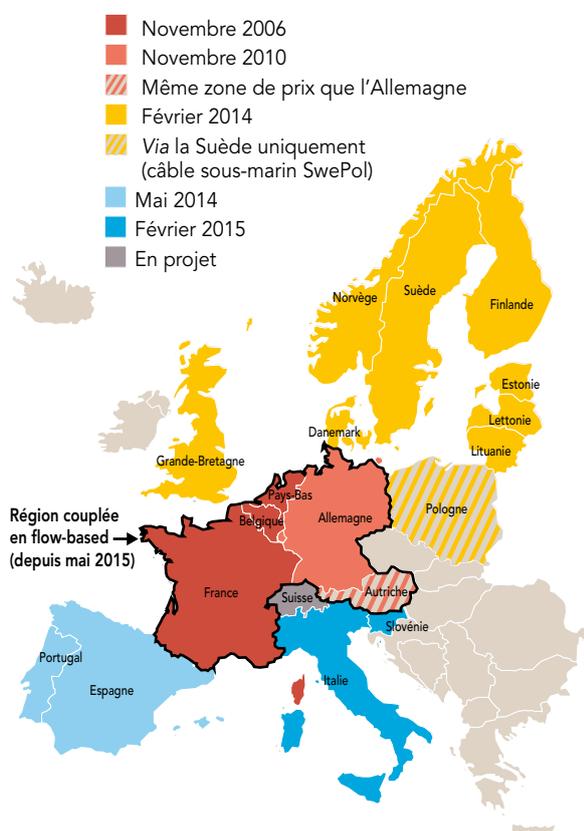
## NOUVELLE EXTENSION DU COUPLAGE DES MARCHÉS EN 2015

Depuis le 25 février 2015, la zone de couplage des marchés par les prix est étendue à l'Italie et à la Slovaquie. À noter que l'Italie est subdivisée en six zones de prix parmi lesquelles seule la zone Nord est interconnectée avec la France, la Slovaquie et l'Autriche.

Le couplage journalier par les prix de marché améliore l'efficacité économique du système électrique européen. Il permet de créer une zone d'échange unique, et par conséquent des zones de prix identiques lorsque les capacités d'interconnexion ne limi-

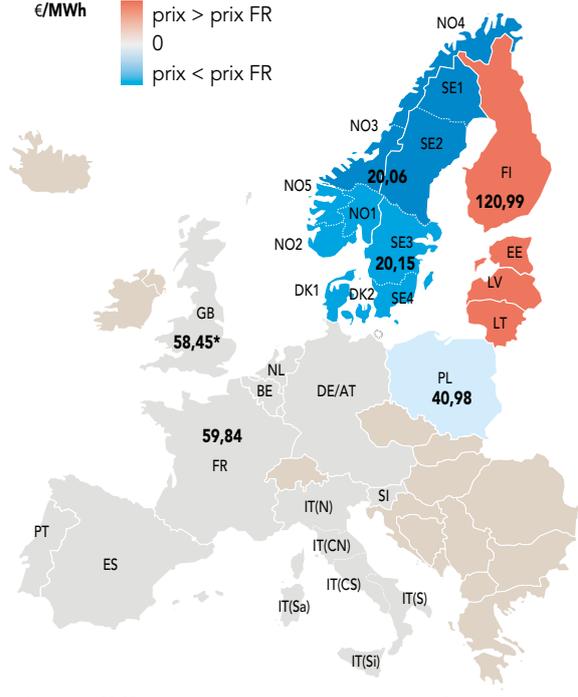
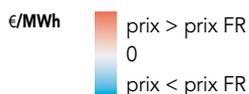
tent pas les échanges transfrontaliers. Afin d'optimiser la façon dont sont calculées ces capacités d'échange dans la région CWE, RTE et ses partenaires ont mis en œuvre la méthode dite « flow-based » à compter du 21 mai 2015.

Des situations de convergence remarquables sont régulièrement enregistrées, comme par exemple le jeudi 8 octobre entre 8h et 9h : les prix sont identiques dans 11 pays européens, qui représentent plus de deux tiers de la consommation européenne d'électricité.



### Prix dans la région couplée jeudi 8 octobre 2015, 8h - 9h

Ecart par rapport au prix français

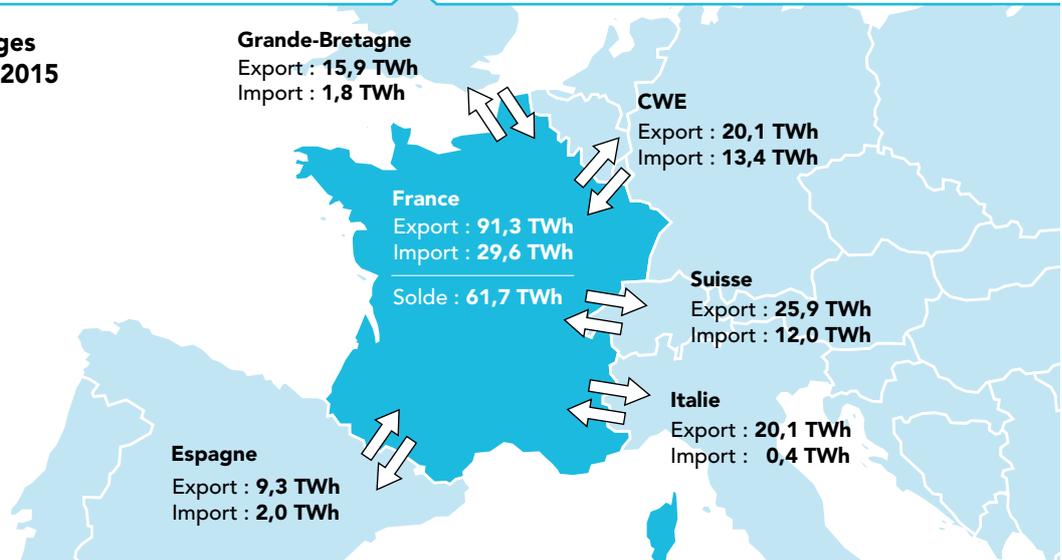


\* L'écart de prix FR-GB correspond ici strictement aux pertes sur la liaison IFA.

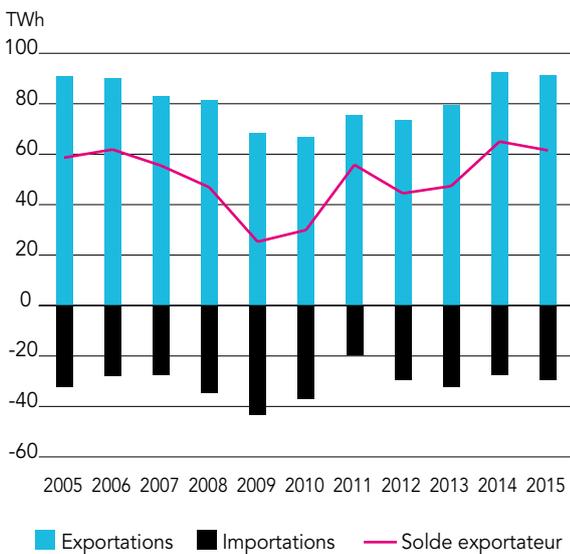


## LE SOLDE DES ÉCHANGES FRANÇAIS RESTE TRÈS EXPORTATEUR

### Bilan des échanges contractuels en 2015



### Échanges contractuels annuels



Avec 91,3 TWh d'exportations pour seulement 29,6 TWh d'importations, 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.

### QUELLE EST LA DIFFÉRENCE ENTRE LES ÉCHANGES PHYSIQUES ET LES ÉCHANGES CONTRACTUELS ?

Les échanges contractuels entre deux pays sont le résultat de transactions commerciales entre les acteurs de marché. Les échanges physiques rendent compte quant à eux des flux d'électricité qui transitent réellement sur les lignes d'interconnexion reliant directement les pays.

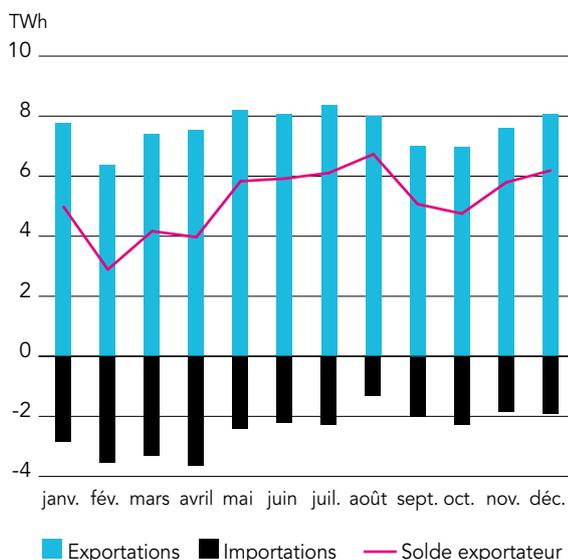
Ainsi sur la frontière France - Suisse, un programme commercial importateur peut être « contrebalancé » par des exports importants destinés à l'Italie, mais qui d'un point de vue physique vont transiter en partie de la France vers la Suisse.

Pour un pays donné, le bilan des échanges physiques sur l'ensemble de ses frontières et le bilan des échanges contractuels avec l'ensemble de ses voisins sont identiques.

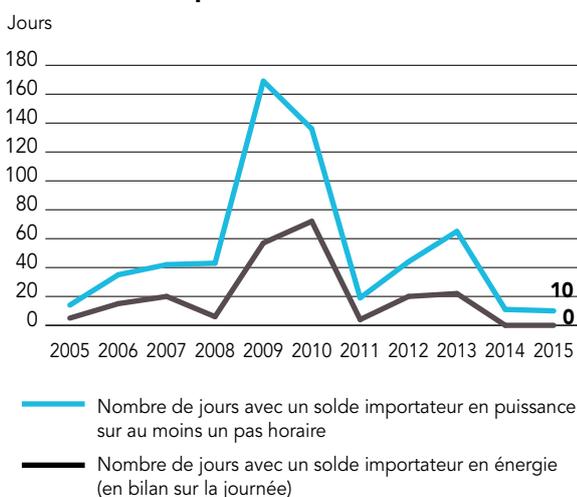
La partie Compléments fournit le solde des échanges physiques, en année glissante, pour l'Europe.



## Echanges contractuels mensuels en 2015



## Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



La France est en situation d'import sur 38 pas horaires, répartis sur dix journées, mais n'est jamais importatrice nette en énergie sur une journée complète.

Le 13 juillet de 6h à 7h du matin, le solde exportateur de la France atteint un pic historique de 15,6 GW, soit 2 GW de plus que le précédent maximum atteint en janvier 2011. De tels niveaux d'exports sont rendus possibles par la mise en œuvre de la méthode « flow-based » sur la région CWE ainsi que par la mise en service de la nouvelle ligne d'interconnexion entre la France et l'Espagne en fin d'année : le record de 2011 a déjà été dépassé pendant plus de 48 pas horaires depuis le 21 mai 2015.

## RÉGION CWE

Le couplage de la région CWE avec la méthode « flow-based » a été lancé avec succès le 21 mai 2015.

Ces quatre zones de prix étaient jusqu'alors couplées avec des « Net Transfer Capacities » (NTC), c'est-à-dire avec des limitations d'échanges définies frontière par frontière de façon bilatérale (une contrainte par frontière et par sens qui tenait compte implicitement de l'état du réseau).

Désormais les contraintes prennent en compte explicitement les ouvrages physiques du réseau des quatre pays. Les échanges transfrontaliers sont ainsi optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau. Ceci est rendu possible par une très forte coordination entre les GRT de la région.

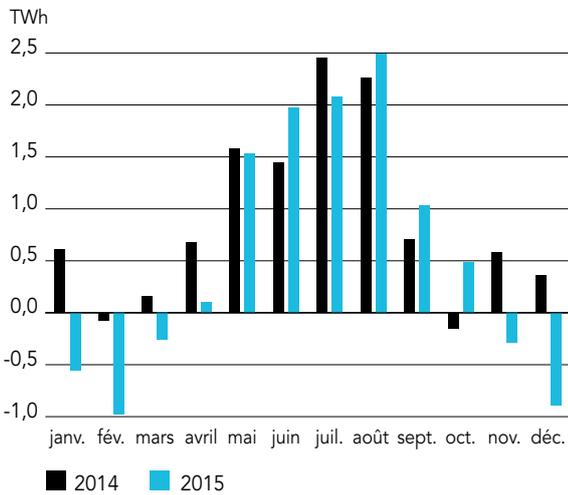
Il n'est donc plus possible de raisonner frontière par frontière et les indicateurs France-Belgique et France-Allemagne sont remplacés par des indicateurs France-région CWE.

Depuis le couplage en « flow-based », les échanges maximaux de la France avec la région CWE dépassent très largement le maximum depuis plus de cinq ans des NTC France-Belgique et France-Allemagne cumulées aussi bien en export qu'en import. La France exporte jusqu'à 7 745 MW en juillet et importe jusqu'à 6 828 MW en novembre, ce qui représente une souplesse de plus de 14,5 GW pour le système électrique français.

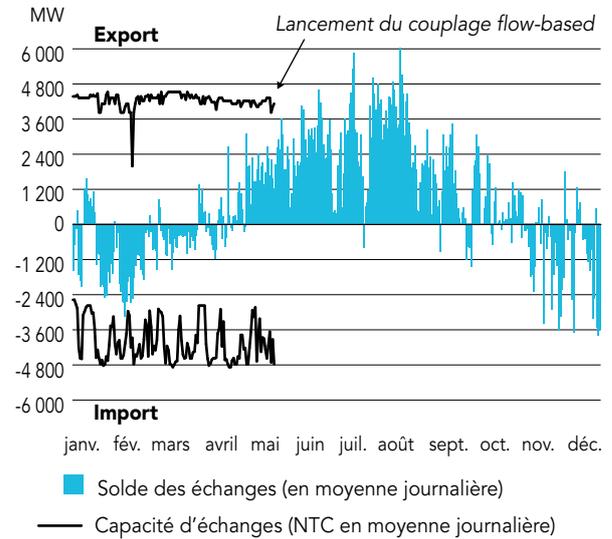


Sur l'année, la France reste exportatrice nette vers la région CWE avec un solde exportateur de 6,7 TWh contre 10,6 TWh en 2014. Les échanges varient de façon saisonnière dans la région CWE : la France exporte d'avril à octobre mais importe pendant les mois d'hiver où la consommation est plus forte en France.

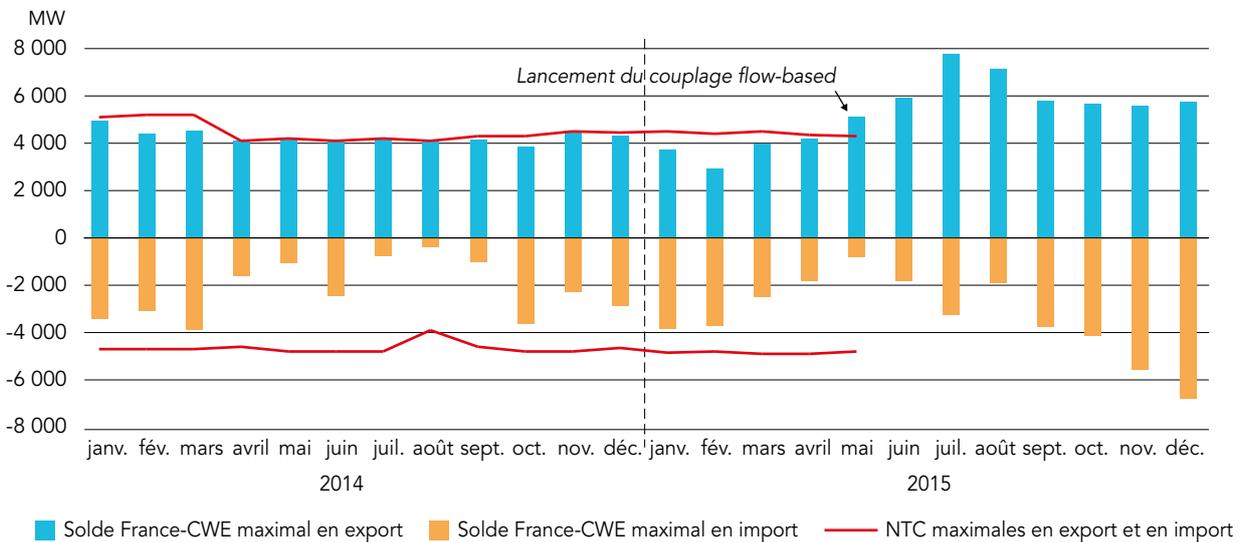
### Soldes des échanges mensuels avec la région CWE



### Capacités et échanges journaliers entre la France et la région CWE en 2015



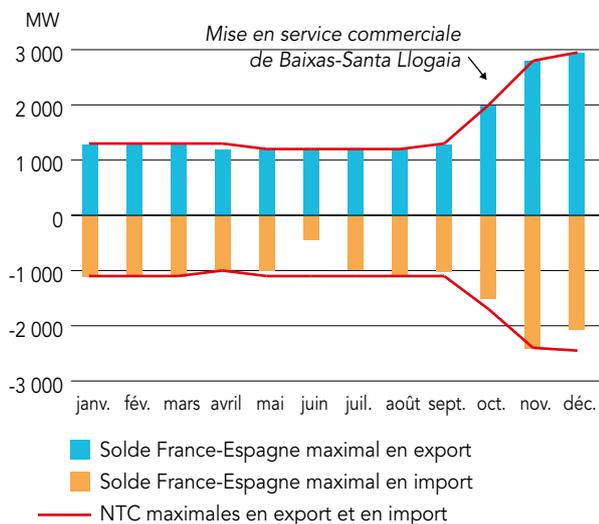
### Valeurs extrêmes du solde France-CWE chaque mois





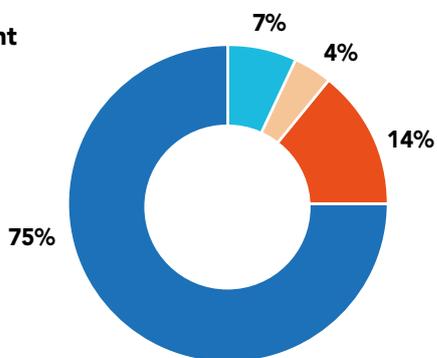
## ESPAGNE

### Valeurs extrêmes du solde France-Espagne chaque mois

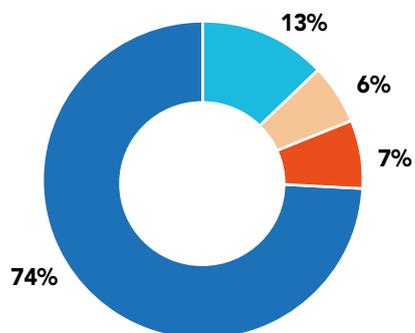


### Utilisation de l'interconnexion France-Espagne en J-1 avant et après la mise en service commerciale de la nouvelle liaison

Avant

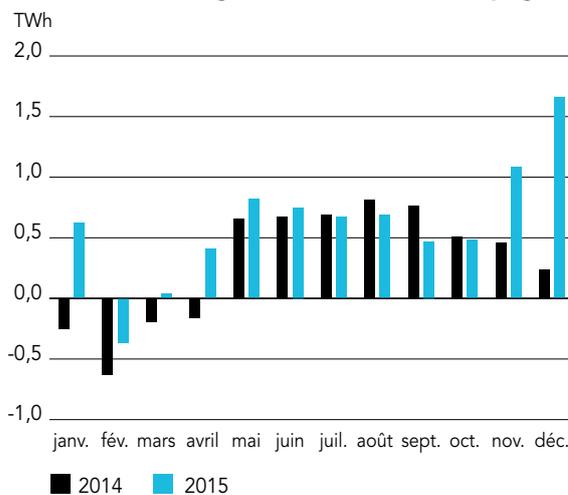


Après



- Imports non saturés
- Imports saturés
- Exports non saturés
- Exports saturés

### Solde des échanges mensuels avec l'Espagne



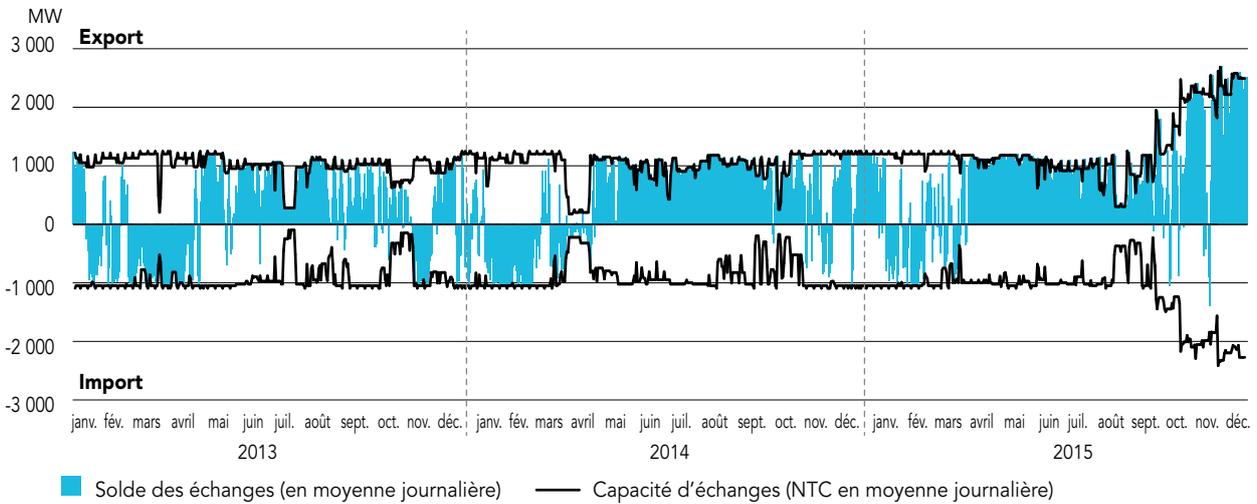
La nouvelle ligne d'interconnexion Baixas – Santa Llogaia est mise en exploitation commerciale progressivement à compter du 5 octobre 2015. Les capacités d'échanges maximales augmentent jusqu'à 2 950 MW en export et 2 450 MW en import sur certains pas horaires. Depuis cette mise en service, les échanges entre les deux pays sont saturés 81% du temps, contre 89% du temps auparavant en 2015.

Toutefois en moyenne, les capacités offertes au marché restent limitées à environ 2 050 MW en export et 1 800 MW en import en raison de contraintes sur le réseau espagnol. Des renforcements du réseau espagnol sont encore nécessaires pour permettre l'utilisation à pleine capacité de l'interconnexion.

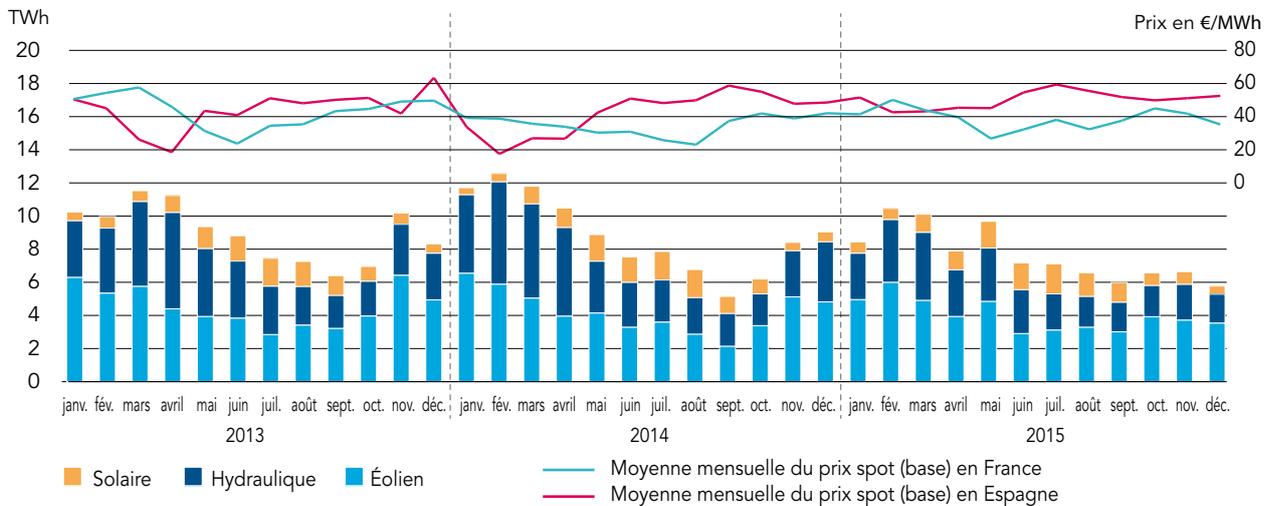
La France exporte vers l'Espagne 83% des pas horaires en 2015 contre 69% en 2014. Le solde exportateur annuel double pour s'établir à 7,3 TWh.



### Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne de 2013 à 2015



### Évolution des prix de gros de l'électricité en France et en Espagne au regard de la production renouvelable en Espagne



Source : [www.ree.es](http://www.ree.es) pour les données de production, EPEX Spot et OMIE pour les prix

Le prix espagnol dépend toujours fortement du niveau de production renouvelable, qui représente certains mois plus de la moitié du mix énergétique espagnol. Au cours des trois dernières années, les onze mois où le prix espagnol en moyenne mensuelle est inférieur au prix français correspondent aux onze plus fortes productions renouvelables mensuelles espagnoles et aux onze mois d'imports les plus élevés.

En 2015, le recul par rapport aux deux années précédentes de la production renouvelable espagnole, en particulier hydraulique, explique la hausse du prix espagnol et donc l'augmentation des exports français en début d'année.

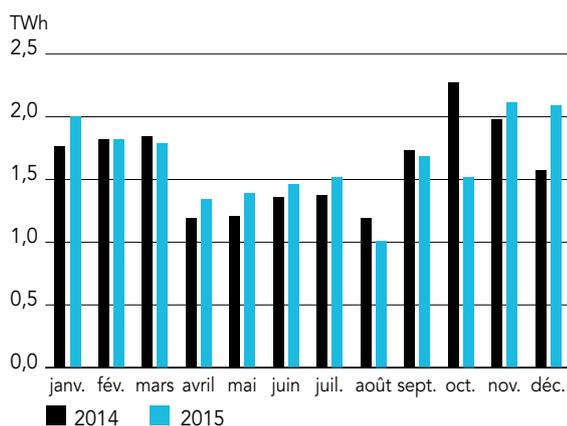


## ITALIE

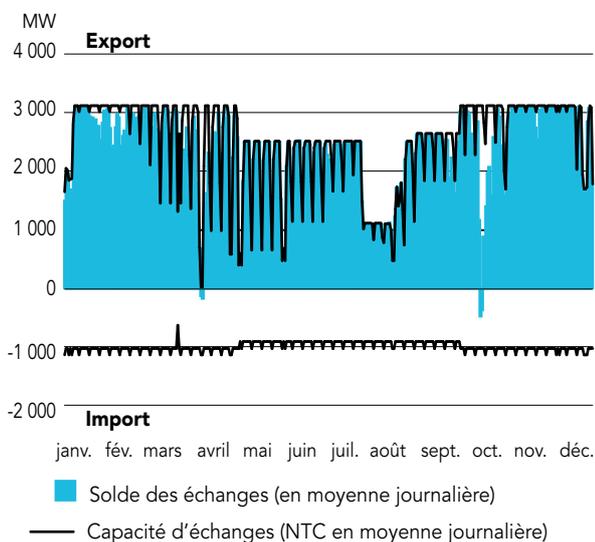
Le solde annuel des échanges vers l'Italie reste très exportateur avec 19,7 TWh. Même si les soldes mensuels sont exportateurs comme en 2014, on observe pour la première fois depuis la vague de froid de février 2012 deux journées ouvrées avec un solde net importateur en octobre. L'interconnexion est moins saturée qu'en 2014 en particulier en début d'année et au mois d'octobre (seulement 47% de saturation sur ce mois) où le prix horaire français est régulièrement plus élevé que le prix horaire nord-italien.

Au printemps et en été, l'Italie doit limiter ses importations les jours de faible consommation. En effet, au vu de l'importance de sa filière photovoltaïque, elle doit maintenir en activité suffisamment de groupes thermiques capables de moduler leur production et d'assurer la stabilité de son système électrique.

### Solde des échanges mensuels avec l'Italie



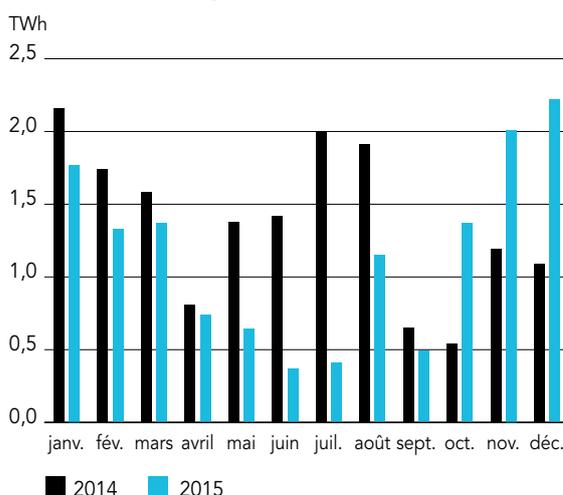
### Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Italie en 2015



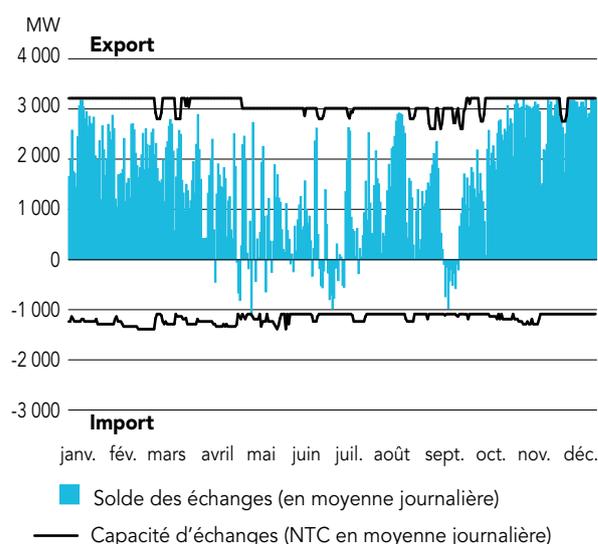
## SUISSE

Le solde exportateur annuel vers la Suisse est le plus faible depuis plus de dix ans. Il s'établit à 13,9 TWh. La baisse des exports est particulièrement significative de mai à août. En fin d'année 2015, les exports mensuels sont à nouveau très élevés en raison de l'indisponibilité de deux tranches nucléaires suisses.

### Solde des échanges mensuels avec la Suisse



### Capacités et échanges journaliers entre la France et la Suisse en 2015

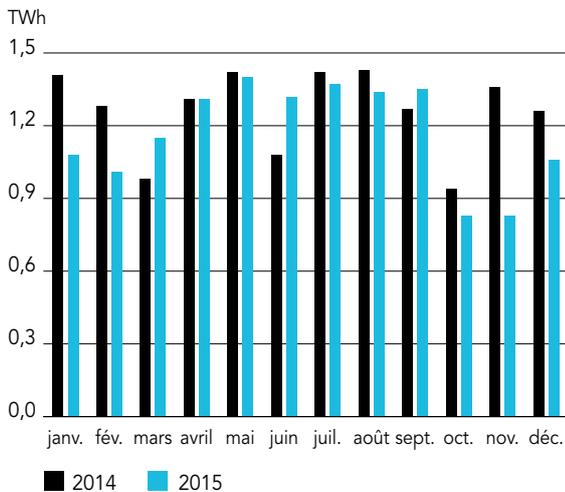




## GRANDE-BRETAGNE

La France reste fortement exportatrice vis-à-vis de la Grande-Bretagne avec un solde annuel de 14,1 TWh, le deuxième plus haut enregistré après 2014, malgré quelques journées importatrices nettes en énergie en novembre. L'interconnexion est utilisée plus de 97% du temps à l'export mais sa disponibilité est limitée de mi-octobre à mi-décembre en raison d'avaries.

### Solde des échanges mensuels avec la Grande-Bretagne



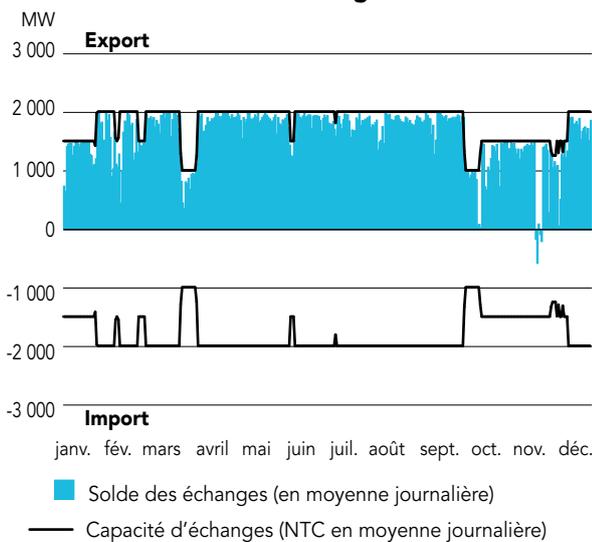
## RTE FAIT ÉVOLUER SES MÉCANISMES DE MARCHÉ

Depuis sa création, RTE met en place, en concertation avec les acteurs de marché, les mécanismes qui permettent l'ouverture du marché français de l'électricité et son intégration en Europe.

En 2015, RTE prépare les évolutions de l'année à venir :

- Le passage à une granularité demi-horaire pour les échanges infrajournaliers avec l'Allemagne et la Suisse est effectif depuis décembre 2015 et offrira encore plus de flexibilité aux acteurs en 2016.
- La refonte du processus d'échanges infrajournaliers France-Belgique, qui sera intégré à la plateforme gérant déjà les processus France-Suisse et France-Allemagne, fluidifiera l'utilisation de l'interconnexion au plus près du temps réel.
- Enfin, la mise en œuvre d'une nouvelle méthodologie dite « coordonnée » de calcul des capacités d'échanges aux frontières nord-italiennes (deux jours avant leur utilisation) permettra d'optimiser les capacités commerciales offertes aux acteurs de marché (NTC).

### Capacités et échanges journaliers entre la France et la Grande-Bretagne en 2015





Partie 5  
Flexibilité





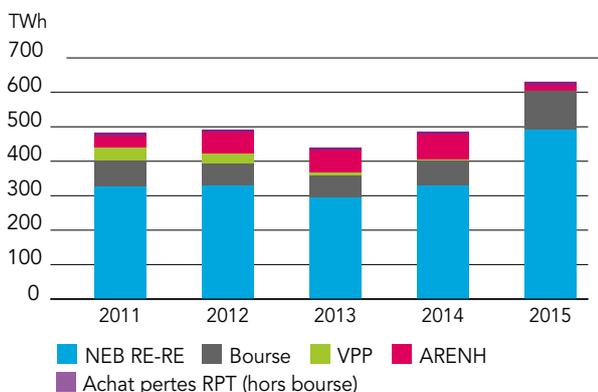
## LES MÉCANISMES DE MARCHÉ APPORTENT DE LA FLEXIBILITÉ AUX ACTEURS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

### ACTIVITÉ DES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE

Le dispositif de responsable d'équilibre permet aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous types de transactions commerciales sur le marché de l'électricité à des échéances allant de plusieurs années à l'avance jusqu'au quasi-temps réel. La flexibilité offerte par ce dispositif permet aux acteurs de réagir aux différents aléas et de faire face aux incertitudes. Le responsable d'équilibre crée son portefeuille d'activité, et s'engage à régler le coût des écarts entre production et consommation constatés a posteriori sur ce portefeuille. Il est financièrement incité à équilibrer son propre périmètre et participe ainsi à l'équilibre du système électrique français.

Fin 2015, 195 responsables d'équilibre disposent d'un contrat valide, soit trois de plus que l'an dernier. 137 sont actifs au cours de l'année et 25 procèdent à des injections et des soutirages physiques significatifs sur le réseau.

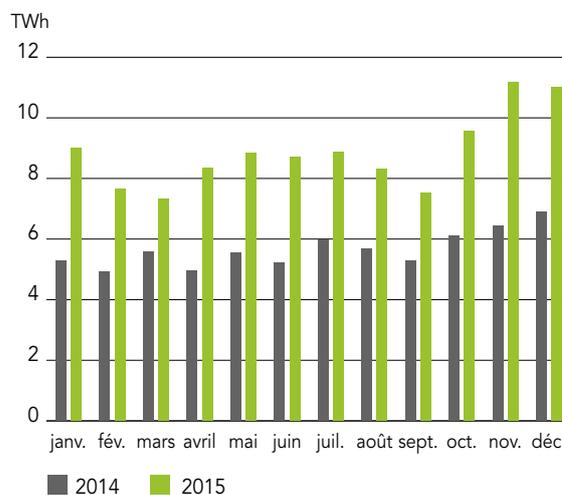
### Transactions des responsables d'équilibre sur les marchés



En 2015 on constate une forte augmentation globale du volume des transactions des responsables d'équilibre avec une grande disparité entre les produits :

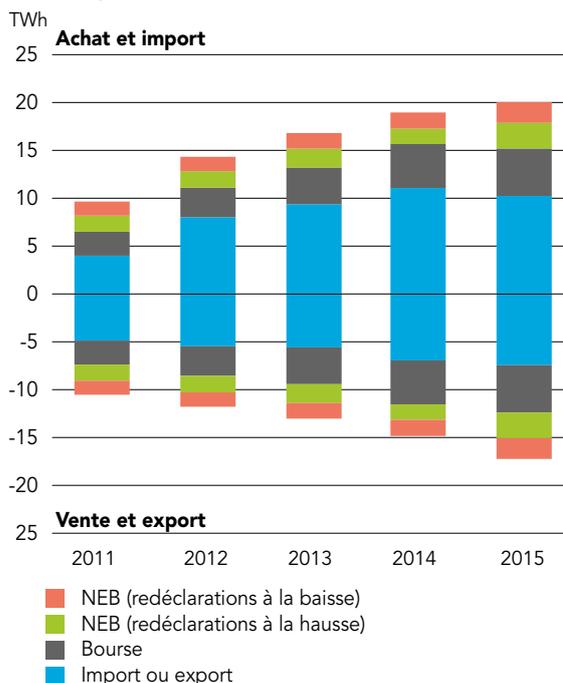
- Une chute des volumes d'ARENH, dont le prix de 42 €/MWh n'est plus compétitif par rapport aux autres produits de marché (gré à gré et bourse), sur lesquels les acteurs se sont reportés. Cette tendance se confirme pour le premier semestre 2016, pour lequel aucun acteur n'a souscrit d'ARENH.

### Transactions des responsables d'équilibre sur EPEX Spot France (cumuls mensuels)



- Une hausse de 50% du volume des opérations de gré à gré (Notifications d'Echange de Blocs ou NEB) par rapport à 2014.
- Une augmentation des transactions sur le marché journalier de 57%. Le volume échangé sur la bourse journalière de l'électricité française atteint le maximum historique de 106,9 TWh sur l'année et dépasse pour la première fois sur un mois 10 TWh en novembre.

### Transactions des responsables d'équilibre en infrajournalier





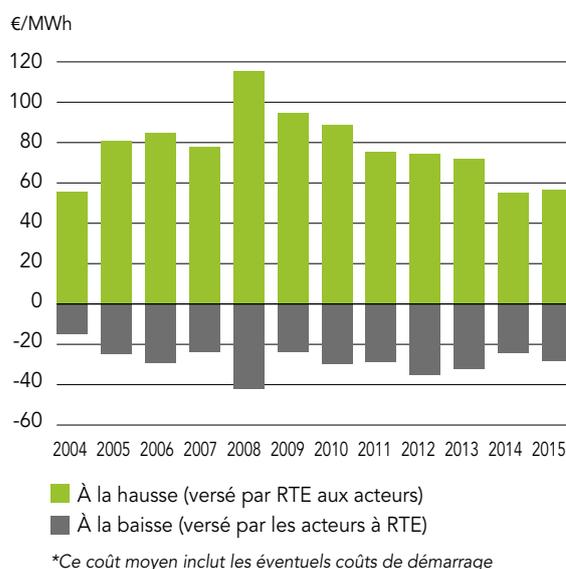
- Une hausse des transactions infrajournalières dans la continuité des années précédentes, principalement due aux opérations de gré à gré (+47% de redéclarations), et dans une moindre mesure aux transactions sur la bourse (+8%). Ces dispositifs apportent aux responsables d'équilibre de la flexibilité au plus près du temps réel.
- La disparition définitive des volumes des « Virtual Power Plants » (VPP) avec l'extinction du mécanisme à la fin du premier semestre 2015.

## MÉCANISME D'AJUSTEMENT

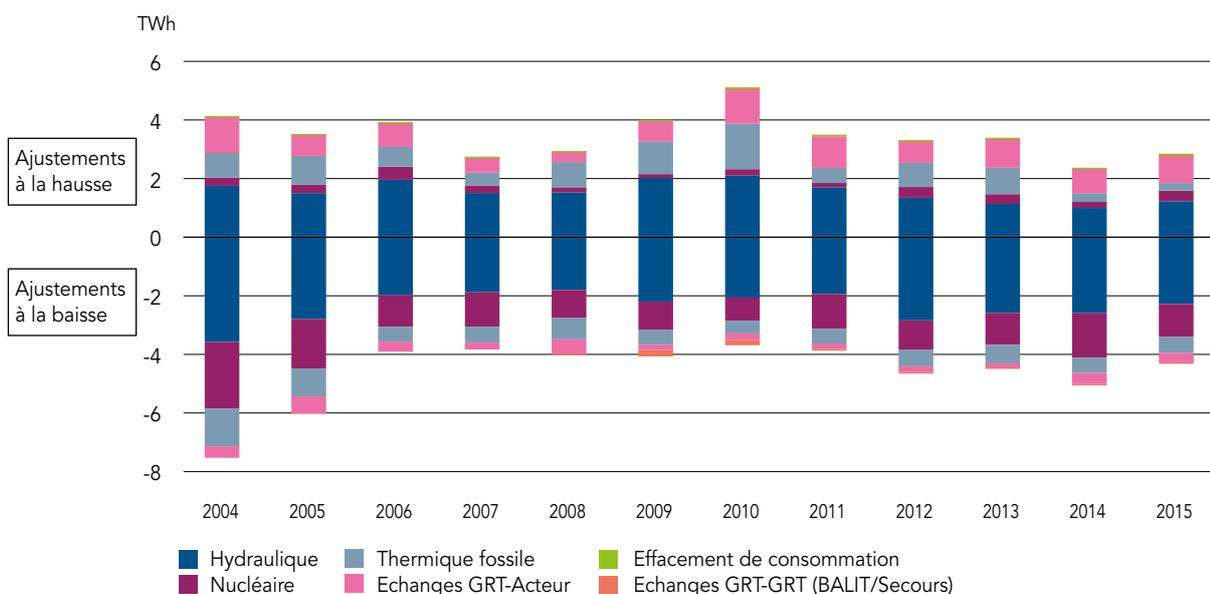
Le mécanisme d'ajustement permet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Il est fondé sur des offres faites par les acteurs d'ajustement, sélectionnées selon la préséance économique au regard du besoin identifié.

En 2015, le volume global des ajustements diminue par rapport à l'an passé pour atteindre 7,2 TWh, le volume le plus bas depuis 2008. Il représente moins de 1% du total du volume d'activité des responsables d'équilibre. Les offres d'ajustement en provenance de l'étranger sont de plus en plus sollicitées, et notamment les échanges entre GRT via le mécanisme BALIT<sup>1</sup> qui représentent certains mois jusqu'à 5% du total des volumes ajustés à la hausse.

## Coût moyen des ajustements\*



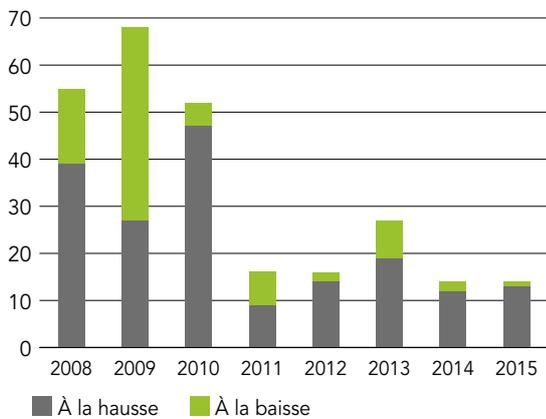
## Volumes ajustés sur le mécanisme d'ajustement



1. Le mécanisme BALIT (BALancing InterTSO) permet à RTE et un GRT frontalier (National Grid ou Red Eléctrica de España) de procéder à des échanges d'énergie d'ajustement si la préséance économique le justifie et s'il reste des capacités d'interconnexion après les échanges infrajournaliers.



### Situations tendues de l'équilibre offre-demande (en nombre de demi-journées)<sup>2</sup>



Le nombre de situations tendues rencontrées par le système électrique français est stable.

### EFFACEMENTS

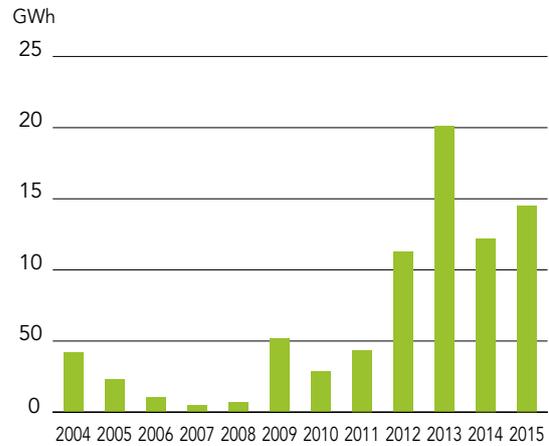
Les dispositifs d'effacements de marché continuent leur développement et viennent compléter les mécanismes historiques (Cf. Flexibilité de la consommation dans la partie Compléments).

L'effacement consiste pour un consommateur à renoncer ou reporter tout ou partie de sa consommation, en réaction à un signal.

Deux grandes catégories d'effacement participent à l'équilibre offre-demande :

- L'effacement industriel, qui consiste à réduire la consommation d'un ou plusieurs sites industriels (soit par arrêt de process, soit par bascule sur un mode d'autoconsommation). Ces effacements peuvent être proposés directement par l'industriel ou par l'intermédiaire d'un agrégateur.

### Volumes des effacements sur le mécanisme d'ajustement



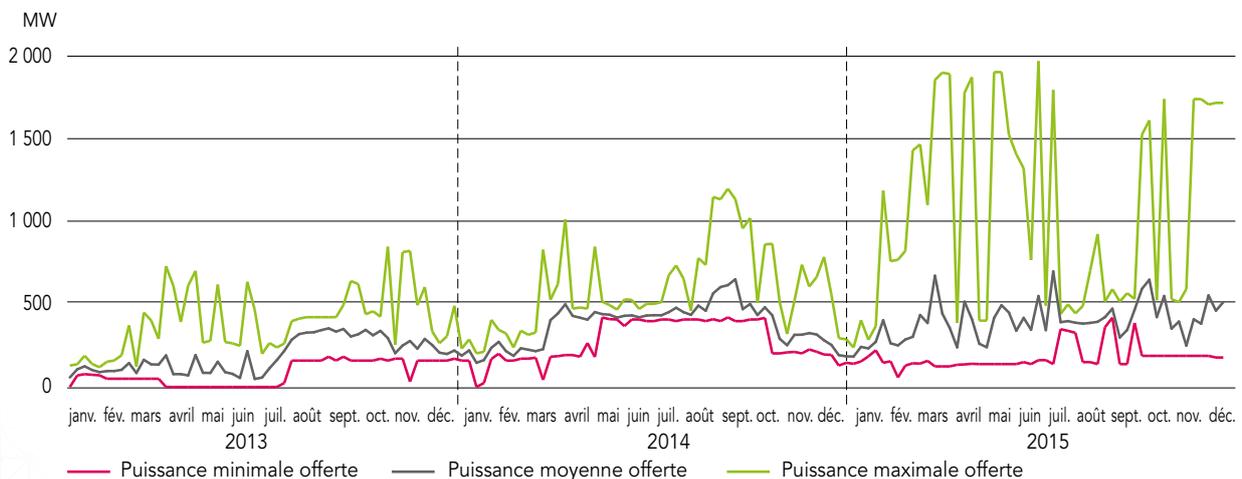
- L'effacement diffus, qui est l'agrégation de petits effacements unitaires de consommation d'électricité, réalisés au même moment chez des particuliers ou des professionnels, par l'intermédiaire d'un agrégateur.

Ces effacements de consommation sont une source de flexibilité, soit pour le pilotage du réseau, soit pour l'équilibrage des acteurs de marché.

En effet depuis 2003, les effacements peuvent être proposés sur le mécanisme d'ajustement. Depuis 2014, ils peuvent également être sollicités directement par un acteur de marché via le mécanisme NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement).

Plusieurs appels d'offres permettent à RTE de contractualiser des capacités d'effacement industriel ou diffus mobilisables sur le mécanisme d'ajustement.

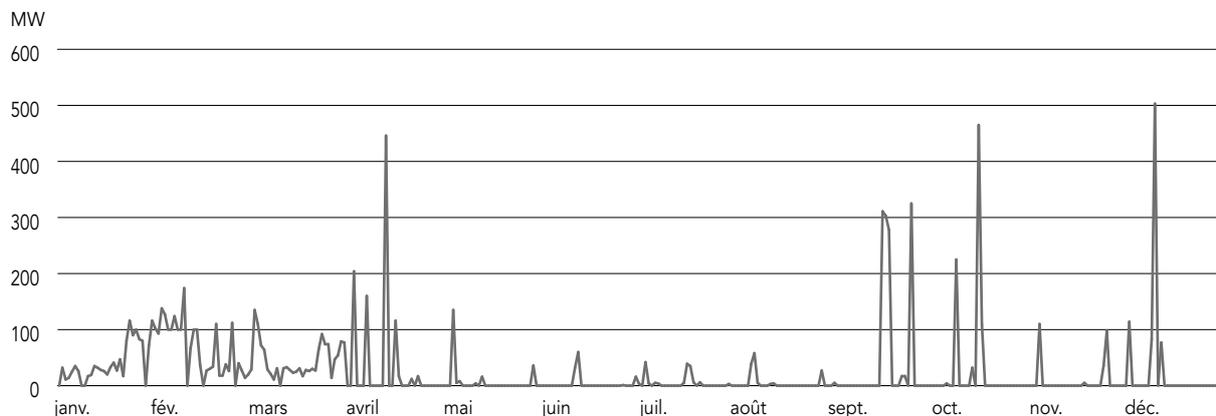
### Évolution des capacités d'effacement minimales, moyennes et maximales disponibles sur le mécanisme d'ajustement chaque semaine



2. On considère qu'une situation est tendue du point de vue de l'équilibre offre-demande lorsque RTE génère un ou plusieurs messages de manque d'offres concernant le mécanisme d'ajustement (alertes ou modes dégradés) afin que les acteurs complètent leurs offres.



## Puissance maximale effacée chaque jour sur le mécanisme d'ajustement



Via ces contrats, l'acteur s'engage alors à offrir l'effacement de sa consommation d'électricité selon des modalités précises, en échange d'une rémunération :

- Depuis 2008, RTE contractualise des capacités d'effacement auprès des acteurs d'ajustement afin de garantir la disponibilité de ces offres sur le mécanisme d'ajustement.
- Depuis 2011, RTE contractualise des capacités d'effacement mobilisables dans des délais très courts au titre des réserves rapides et complémentaires.

Ces appels d'offres permettent à RTE de disposer en 2015 d'une puissance d'effacement contractualisée atteignant jusqu'à 1 900 MW, mobilisable selon des conditions spécifiques. Pour 2016, RTE a contractualisé une puissance d'effacement de 2 100 MW dont 200 MW sur des sites de moins de 36 kVA, auprès de sept acteurs. Au total, près de 30 millions d'euros seront versés aux opérateurs d'effacement au titre de ces appels d'offres.

Grâce à ces contractualisations, les offres d'effacements déposées par les acteurs sur le mécanisme d'ajustement sont en forte hausse : RTE dispose en 2015 presque en permanence d'au moins 125 MW et le maximum de puissance offerte atteint 1 980 MW. Ces capacités contribuent aux marges du système électrique.

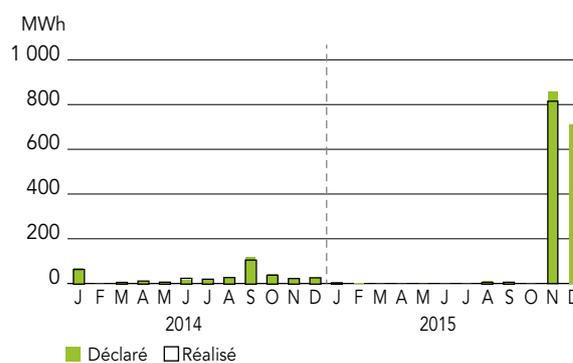
Les volumes d'effacements activés sur le mécanisme d'ajustement progressent de 19% par rapport à 2014 pour s'établir à 14,5 GWh. Il s'agit du deuxième volume le plus élevé depuis la création du mécanisme d'ajustement.

Des effacements de 100 MW ou plus ont été activés 33 jours dans l'année et le seuil de 450 MW est dépassé lors de sollicitations les 15 octobre et 9 décembre 2015 à la pointe du soir.

## NEBEF

Pour la deuxième année, le dispositif « NEBEF », ou Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché. Les acteurs notifient à RTE les effacements qu'ils activeront le lendemain, et ont désormais la possibilité de redéclarer un programme en infrajournalier. RTE contrôle a posteriori la conformité des effacements réalisés par rapport aux programmes déclarés par les acteurs.

## Volumes des effacements sur NEBEF

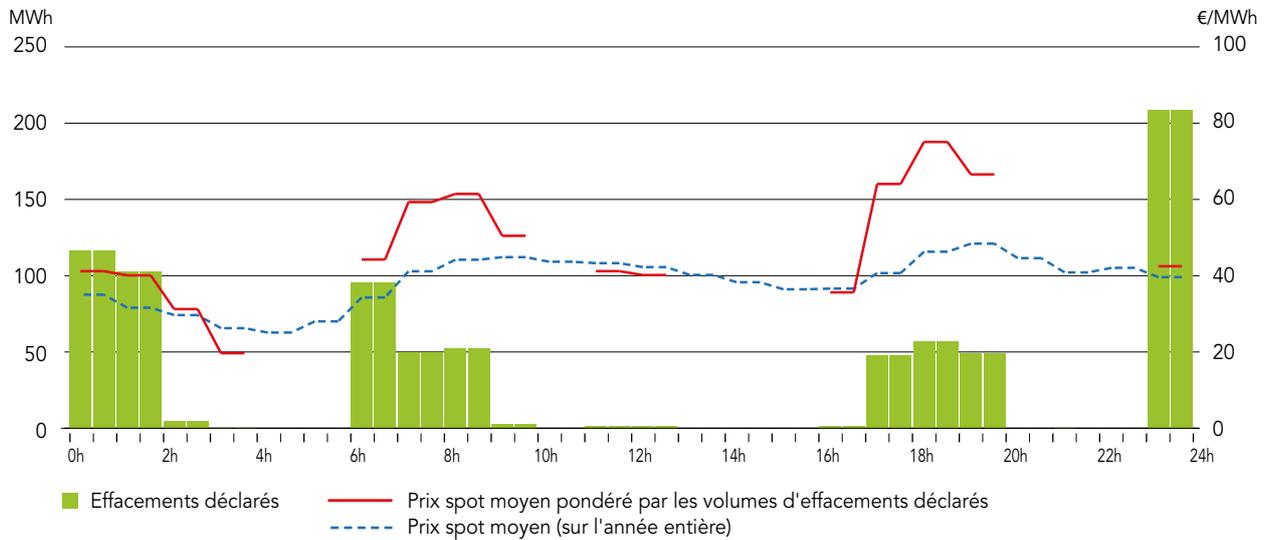


## Évolution du nombre d'acteurs ayant signé un accord de participation au mécanisme NEBEF





### Cumul sur l'année des effacements déclarés par pas demi-horaire et valorisation moyenne au prix spot



De plus en plus d'acteurs ont contractualisé avec RTE pour participer au mécanisme : fin 2015, ils sont 18.

Sur l'année, les effacements déclarés atteignent 1 587 MWh contre 347 MWh l'an passé. L'activité se développe principalement sur les deux derniers mois de 2015. La puissance maximale déclarée sur un pas demi-horaire s'élève à 18,9 MW.

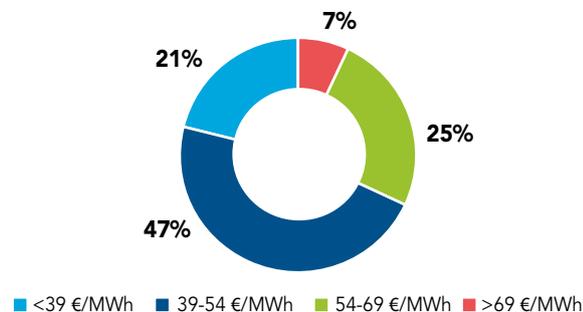
Les effacements déclarés sur NEBEF sont essentiellement opérés sur trois périodes de la journée : la nuit de 23h à 3h, pendant la montée de charge de la consommation française le matin de 6h à 10h, et au moment de la pointe du soir, de 17h à 20h.

79% des effacements déclarés se situent pendant des heures où le prix spot est supérieur à 39 €/MWh (médiane annuelle du prix spot français), et presque un tiers parmi les 10% de pas horaires les plus chers de l'année.

Par ailleurs, 40% du volume d'effacement est concentré sur les 10% de jours de l'année où le prix moyen journalier est le plus élevé.

Le mécanisme continuera d'évoluer avec l'entrée en vigueur des règles NEBEF 2.1 prévue au 1<sup>er</sup> avril 2016.

### Répartition des volumes d'effacement déclarés sur NEBEF par valeurs du prix spot en 2015



39 €/MWh correspond à la médiane annuelle du prix français, 54 €/MWh au dernier décile et 69 €/MWh au dernier centile.



## MÉCANISME DE CAPACITÉ

La mise en place d'une obligation de capacité à compter de 2017, prévue par la loi NOME, vise à sécuriser l'alimentation électrique française, notamment lors des périodes de très forte consommation.

Elle consiste à créer une obligation nouvelle pour les fournisseurs d'électricité qui doivent contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients. Cette responsabilisation des fournisseurs doit notamment permettre de contenir la croissance de la pointe par une incitation économique à la maîtrise des consommations de leurs clients.

Le mécanisme de capacité s'articule autour de l'obligation d'une part pour les fournisseurs de détenir des garanties de capacité et d'autre part pour les exploitants de capacité de conclure des contrats de certification de capacité.

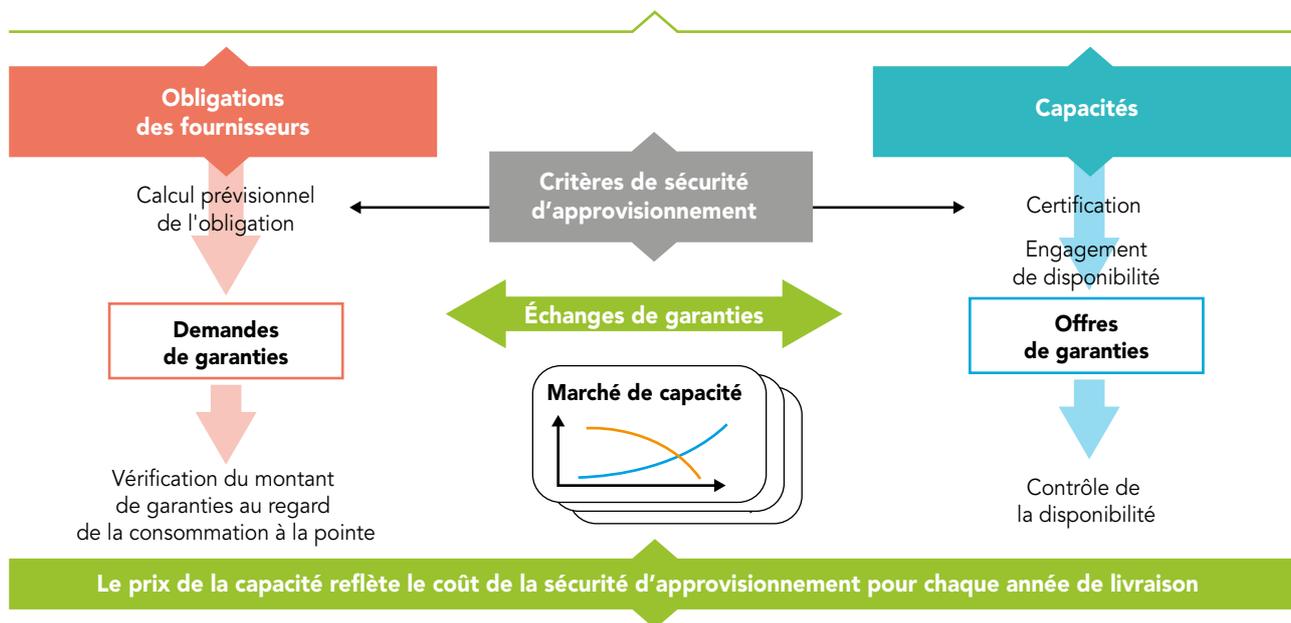
Les fournisseurs et autres acteurs obligés<sup>3</sup> doivent détenir pour chaque année de livraison un volume de garanties de capacités défini à partir de la consommation constatée à la pointe de leurs clients, consom-

tion 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.

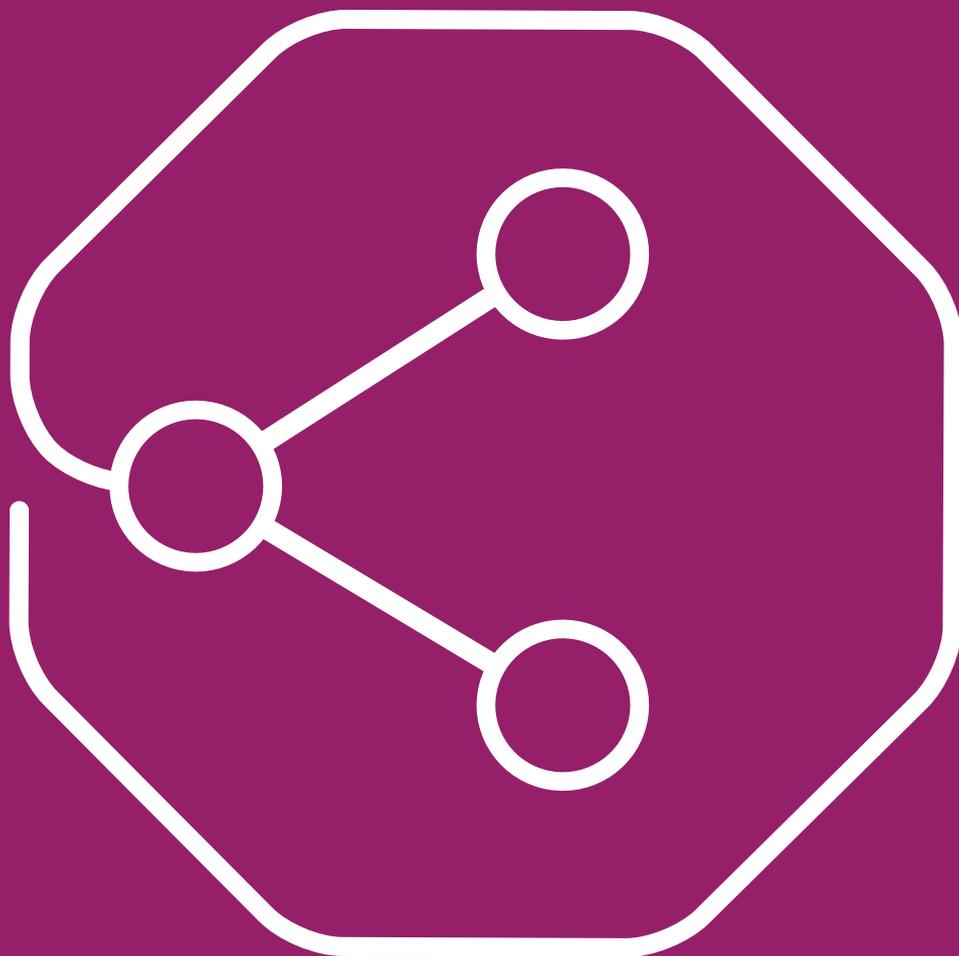
Après l'année de livraison, RTE notifie à chaque acteur obligé le montant du déséquilibre entre son obligation et le volume de garanties de capacités détenues, ainsi que le règlement financier correspondant.

Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation concluent avec RTE un contrat de certification pour leurs capacités. Ils s'engagent sur un certain niveau de capacité et notamment sur la disponibilité de leurs moyens lors des périodes de tension hivernale. Ils se voient octroyer un montant de garanties de capacités qui doit refléter la contribution de la capacité à la sécurité d'approvisionnement. A l'issue de cette année de livraison, RTE contrôle la disponibilité réelle des capacités.

Une fois les premières certifications effectives, les exploitants et les fournisseurs peuvent alors s'échanger des garanties de capacité et ce jusqu'à la date limite de cession après la fin de l'année de livraison.



3. Autres acteurs obligés : consommateurs ou gestionnaires de réseau, pour la partie de leur consommation non couverte par des achats auprès d'un fournisseur.



Partie 6  
**Réseau**



## UNE QUALITÉ D'ÉLECTRICITÉ IMPACTÉE PAR L'ÉPISODE CANICULAIRE

### TEMPS DE COUPURE ÉQUIVALENT

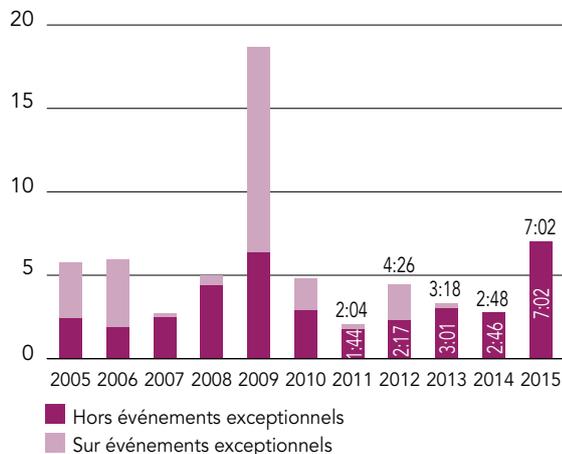
Le Temps de Coupure Équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité d'électricité fournie par RTE. Il est obtenu par le rapport des deux éléments suivants :

- l'énergie totale non distribuée pendant les périodes de coupures observées sur les sites clients distributeurs et industriels de RTE (hors secteurs énergie et ferroviaire) ;
- la puissance moyenne distribuée annuelle par RTE à ces mêmes clients.

En 2015, le TCE des clients de RTE s'établit à 7mn 02s. Ce résultat intègre les conséquences de l'épisode caniculaire qui a causé de nombreuses avaries sur des transformateurs de mesures du 30 juin au 4 juillet 2015, conduisant à d'importantes coupures de clientèle. Ces événements représentent à eux seuls 5mn 44s de TCE.

### Temps de coupure équivalent

Minutes et secondes

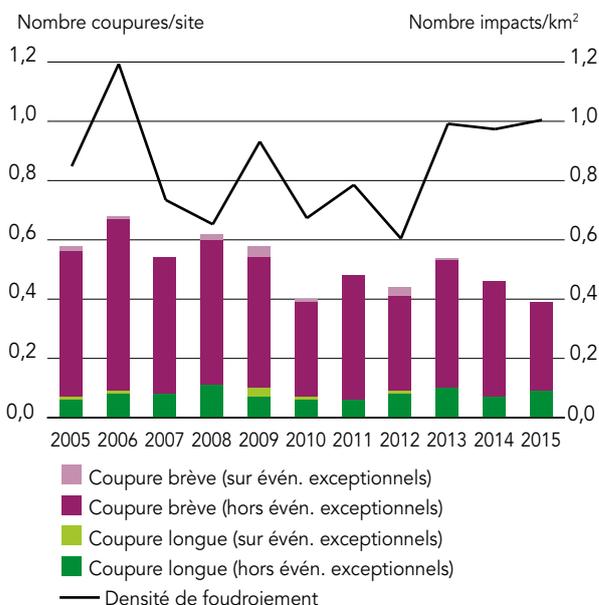


### FRÉQUENCE DE COUPURE ET DENSITÉ DE FOUDROIEMENT

Depuis août 2013, la fréquence de coupure est prise en compte dans la régulation incitative fixée par la CRE concernant la continuité d'alimentation. Elle représente en moyenne le nombre de coupures brèves (comprises entre 1s et 3mn) ou longues (supérieures à 3mn) que subissent dans l'année les clients distributeurs et industriels de RTE (hors secteurs énergie et ferroviaire).

En 2015, la fréquence de coupure s'élève à 0,39 coupure/site, hors événements exceptionnels. Ce résultat est inférieur au seuil de 0,6 fixé par la régulation incitative, et est même inférieur à la moyenne des dix dernières années.

### Fréquence de coupure et densité de foudroiement

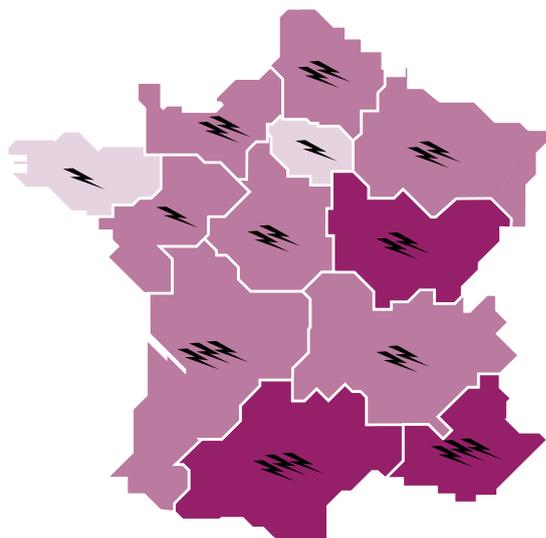


La densité de foudroiement est une des causes prépondérantes du nombre de coupures brèves observées dans l'année. En 2015, la densité de foudroiement s'élève à plus de 1,0 impact de foudre par km<sup>2</sup> sur le territoire national, un seuil jamais observé depuis 2006. Au vu de ce chiffre, la fréquence de coupures brèves est donc relativement faible par rapport aux années précédentes.

L'influence de la densité de foudroiement sur la fréquence de coupure s'observe au niveau régional, les régions les plus foudroyées possèdent en effet dans la plupart des cas une fréquence élevée de coupures brèves. À l'inverse, les régions plutôt épargnées par la foudre présentent une fréquence de coupures brèves plus faible.



### Densité de foudroiement Fréquence de coupures brèves



Densité de foudroiement (nombre d'impacts de foudre par km<sup>2</sup> et par an)  
 ⚡ Moins de 0,40 ⚡⚡ De 0,40 à 1,30 ⚡⚡⚡ Plus de 1,30  
 Fréquence de coupures brèves (nombre de coupures comprises entre 1s et 3mn par site client et par an)  
 ■ Moins de 0,10 ■ De 0,10 à 0,40 ■ Plus de 0,40

## RTE AGIT POUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT DE LA BIODIVERSITÉ

RTE déploie des actions pour réduire les impacts environnementaux de ses activités grâce à une meilleure utilisation de ses ressources et de l'énergie. Ainsi RTE est engagé depuis 2004 dans une politique volontariste de réduction des fuites de SF<sub>6</sub>, gaz à fort pouvoir d'effet de serre. Ce gaz est indispensable aujourd'hui à l'isolation électrique des équipements de RTE, dont ceux présents dans les postes en bâtiment (Postes Sous Enveloppe Mécanique, faisant aujourd'hui l'objet d'une attente sociétale). L'objectif de limiter à 5 tonnes ses émissions de SF<sub>6</sub>, que RTE s'était fixé pour 2015, n'a pas été atteint, en raison de conditions climatiques défavorables. Au total 5,8 tonnes de SF<sub>6</sub> ont été émises.

RTE développe également des partenariats pour faire de ses couloirs de lignes des corridors de biodiversité. En effet, la quasi-totalité des ouvrages de RTE est située dans des zones agricoles (70%) ou boisées (20%) et près de 15 000 km de couloirs de lignes traversent des espaces naturels protégés.

La préservation et le développement de la biodiversité constituent l'axe fort de la politique environnementale de l'entreprise. Cet engagement est reconnu au titre de la « Stratégie Nationale pour la Biodiversité 2011-2020 » par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.

En 2015, le nombre d'aménagements favorables à la biodiversité s'élève à 152 pour une surface totale de 648 hectares.

Le rapport de gestion de RTE contient la totalité des informations développement durable.

## LE TAUX DE PERTES EN 2015 EST STABLE

Lors de son transport entre les lieux de production et les lieux de consommation, l'électricité subit des pertes dont le volume dépend de la puissance transportée, de la distance de transport, des conditions météorologiques et des caractéristiques du réseau. Bien que ces conditions soient en grande partie externes, RTE veille à maîtriser le niveau des pertes grâce aux choix de développement et d'exploitation du réseau qui permettent d'optimiser le chemin parcouru par l'électricité dans la limite des marges de manœuvre existantes. Près de 80% de ces pertes correspondent à l'énergie dissipée par effet Joule et effet couronne sur les lignes à haute et très haute tension. D'autres effets y contribuent, notamment lors du passage du courant dans les postes électriques. L'impact environnemental des pertes est celui de la production d'électricité nécessaire pour les compenser.

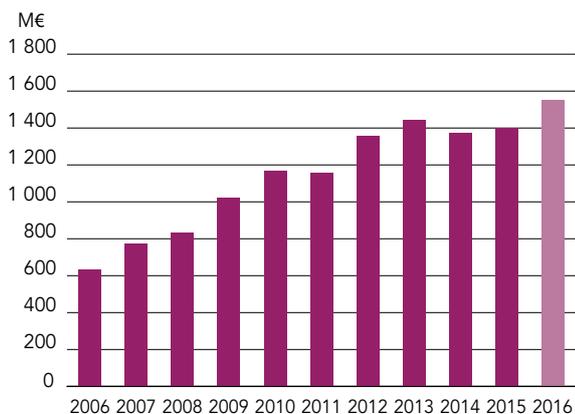
En 2015 les pertes se sont établies à 10,3 TWh, soit un taux de 2,01% par rapport aux injections totales (production et importations).

## RTE A INVESTI 1,4 MILLIARD D'EUROS EN 2015

En 2015, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 402 M€. Les principaux investissements ont porté sur le projet de reconstruction de l'axe 400 kV entre Charleville et Reims, le début des travaux de construction côté français de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, l'achèvement des travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'est des Pyrénées, ainsi que la poursuite des travaux de remplacement des conducteurs permettant de sécuriser les flux sur l'axe 400 kV Montélimar-Lyon. De l'ordre de 30% des investissements sur les ouvrages de réseau ont concerné du renouvellement.



## Investissements de RTE



Le programme d'investissement 2016 de RTE approuvé par le régulateur est de l'ordre de 1 550 M€. Une part des investissements prévus répond aux besoins de raccordement des clients qui, par le biais de subventions d'investissements, sont en grande partie financés par les demandeurs. L'augmentation par rapport au programme 2015 s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs : la concomitance sur 2016-2017 de cinq grands projets de développement (Charleville-Reims, Savoie-Piémont, Haute Durance, 2Loires et filet de sécurité Bretagne), ainsi que la poursuite d'investissements importants sur le développement et le renouvellement de systèmes informatiques.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans un contexte de besoins croissants dans les années à venir pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. Le réseau français de transport d'électricité est en effet un maillon essentiel pour l'accueil de nouvelles productions (dont les parcs éoliens en mer), l'intégration énergétique européenne (par le renforcement des capacités transfrontalières d'échanges), la sûreté d'exploitation des réseaux et la qualité d'alimentation des zones de consommation et des territoires.

## LA MISE EN SOUTERRAIN DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE S'ÉTEND

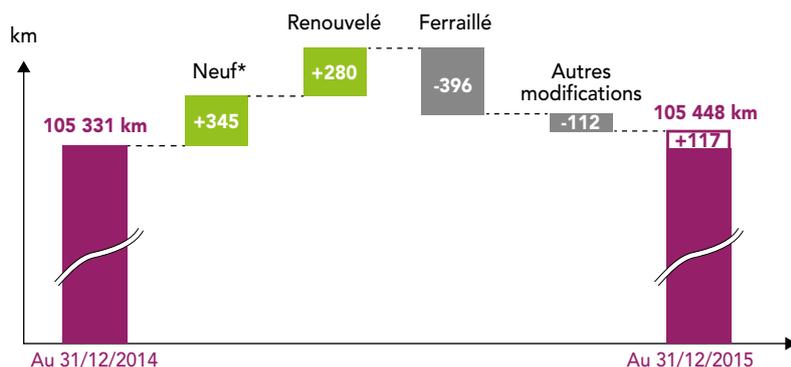
Avec 105 448 km de circuits en exploitation, on observe en 2015 un développement du réseau de RTE caractérisé par l'augmentation de la longueur des circuits souterrains. Cette année a aussi été marquée par la mise en service de la nouvelle interconnexion France-Espagne en courant continu, ainsi que l'inauguration du « filet de sécurité PACA » déjà en test en 2014.

La longueur du réseau en exploitation augmente de 117 km en 2015 et de 66 km pour son réseau en courant continu. Les nouvelles liaisons souterraines (liaisons neuves et anciennes liaisons aériennes mises en souterrain) représentent 325 km, tandis que 394 km de liaisons aériennes ont été déposées (définitivement ou pour renouvellement) au cours de cette année.

Longueur de circuits en exploitation (km)	Total (courant alternatif)			Total (courant continu)
	Aérien	Souterrain	Total	
<b>Au 31/12/2014</b>	<b>100 610</b>	<b>4 721</b>	<b>105 331</b>	<b>117</b>
<b>Neuf</b>	<b>283</b>	<b>342</b>	<b>625</b>	<b>66</b>
<i>nouveau</i>	20	237	257	66
<i>renouvelé</i>	263	17	280	0
<i>aérien mis en souterrain</i>	0	88	88	0
<b>Ferraillé</b>	<b>-394</b>	<b>-2</b>	<b>-396</b>	<b>0</b>
<b>Autres modifications (corrections de longueur)</b>	<b>-87</b>	<b>-25</b>	<b>-112</b>	<b>0</b>
<b>Au 31/12/2015</b>	<b>100 412</b>	<b>5 036</b>	<b>105 448</b>	<b>183</b>
<b>Ecart 2014 - 2015</b>	<b>-198</b>	<b>315</b>	<b>117</b>	<b>66</b>

La technologie souterraine représente ainsi la quasi-totalité des liaisons neuves en 2015, pour seulement 10 km neufs en aérien. Néanmoins RTE a renouvelé plus de 263 km de liaisons aériennes sur son réseau.

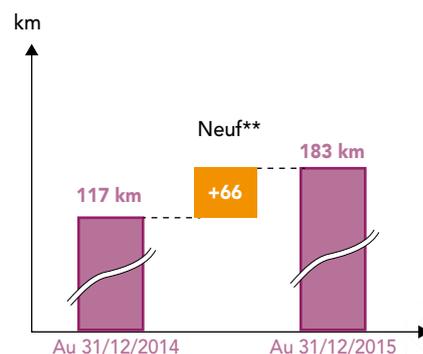
### Évolution longueur de circuits en exploitation (courant alternatif)

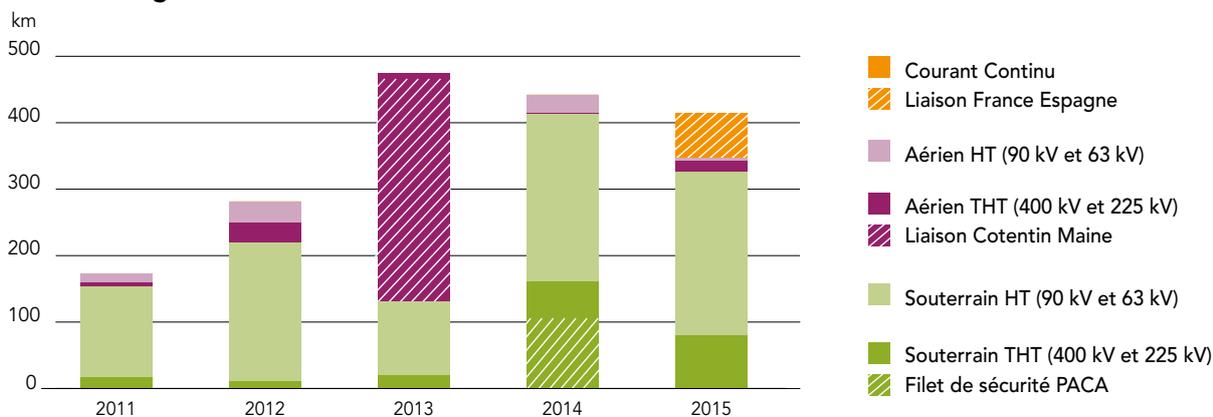


\* Dont aérien mis en souterrain

\*\* Concerne exclusivement la partie française de la nouvelle interconnexion France-Espagne

### Évolution longueur de circuits en exploitation (courant continu)



**Bilan des longueurs de liaisons neuves sur le réseau de RTE**

Pour l'année 2015, 24 nouveaux postes électriques ont été raccordés au réseau public de transport, dont 17 postes Très Haute Tension (THT). On retiendra pour RTE la création d'un échelon 400 kV sur le site d'*Henri-Paul* en Saône-et-Loire, pour répondre à l'accroissement des puissances appelées par la Ligne à Grande Vitesse Sud-Est. Par ailleurs les postes 400 kV de *Clerac*, en Gironde, et de *Rom*, dans la Vienne, ont été mis en service cette année dans le cadre de l'alimentation électrique de la future Ligne à Grande Vitesse Sud-Europe-Atlantique. Enfin, l'extension du poste 400 kV de *Seuil*, dans les Ardennes, permettra de répondre au développement de la production éolienne dans la région.

Pour la tension 225 kV, le poste de *Mas-Bruno*, dans les Pyrénées-Orientales, contribue au renforcement électrique de l'agglomération de Perpignan, et le poste électrique de *Cestas*, en Gironde, permet le raccordement du parc photovoltaïque de 230 MW de Constantin.

Notons la mise en service des stations de conversion alternatif/continu en technologie VSC (*Voltage Source Converter*) de tension  $\pm 320$  kV pour une puissance de 2 000 MW sur les sites de *Baixas* (France) et de *Santa-Llogaia* (Espagne) dans le cadre de la nouvelle interconnexion France-Espagne en courant continu.

**LIAISONS NEUVES ET RENOUVELLEMENT EN 400 KV ET 225 KV****INAUGURATION DU FILET DE SÉCURITÉ PACA**

Après sa mise en essai fin 2014, l'inauguration du filet de sécurité PACA en avril 2015 marque l'aboutissement d'un projet lancé en 2009 et mené à bien en un temps record de trois ans de concertation puis 30 mois de chantier.

Constituée de trois liaisons souterraines (*Boutre-Trans*, *Biançon-Fréjus* et *Biançon-La Bocca*) totalisant 107 km, cette infrastructure complète le maillage existant du réseau régional de tension 225 kV. Désormais, l'alimentation électrique de l'ensemble du territoire pourra être maintenue durablement, en lien avec les objectifs régionaux de modération de la consommation et de développement de la production locale d'énergie électrique, notamment renouvelable.

**LIAISON 400 KV LONNY – SEUIL – VESLE**

En 2015, le poste électrique de *Seuil*, dans les Ardennes, a fait l'objet d'une extension concernant la tension 400 kV. Les travaux ont abouti à la mise en service d'un double jeu de barres et d'un couplage 400 kV, l'installation d'un transformateur 400/90 kV, ainsi qu'à l'entrée en coupure de ce poste électrique sur la liaison 400 kV *Lonny-Vesle*.



Ces travaux s'inscrivent dans le cadre de la mise en place d'un nœud de production au poste de *Seuil* pour répondre à la création de capacité d'accueil de production d'énergie renouvelable.

Crédit : Pascal Volpez



**Extension du poste 400 kV de Seuil**

Ce projet s'inscrit également dans le cadre de la reconstruction à double circuit de la ligne 400 kV *Lonny-Seuil-Vesle* pour répondre aux fragilités d'alimentation électrique détectées sur le réseau entre Charleville-Mézières et Reims. Les travaux ont commencé en janvier 2015, pour une mise en service de la nouvelle liaison à double circuit prévue à l'été 2016.

Crédit : Pascal Volpez



**Construction d'un pylône pour la liaison 400 kV Lonny-Seuil-Vesle**

## SOUTERRAIN

76 km de nouvelles liaisons souterraines ont été mises en exploitation en 225 kV, notamment pour sécuriser l'alimentation électrique de grandes agglomérations. On peut citer les liaisons *Charenton-Nation* à Paris et *Aix Mouret-La Duranne* près d'Aix-en-Provence. À noter que la technologie souterraine pour cette tension n'est plus forcément réservée à des lieux fortement urbanisés, par exemple avec la mise en service en décembre 2015 de la liaison souterraine *Merlatière-Recouvrance* en Vendée.

## AÉRIEN

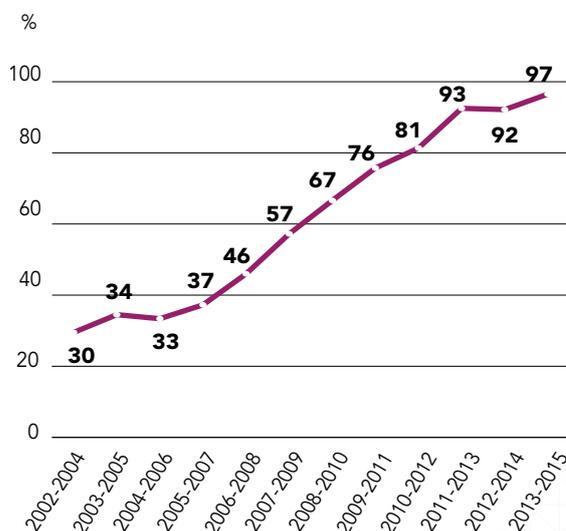
220 km de remplacement de conducteurs ont été effectués pour les tensions 400 kV et 225 kV. On peut citer les liaisons 400 kV *Coulange-Pivoz Cordier*, en Auvergne Rhône-Alpes, et *Le Havre-Rougemontier* en Normandie, pour renforcer le réseau et répondre à l'arrivée de production dans ces régions. En 225 kV, plusieurs liaisons atteignant leur limite d'âge ont été renouvelées. C'est le cas des liaisons *Orsonville-Villevaudé* en Seine-et-Marne, et *Barbuise-Les Fosses* dans l'Aube.

## LIAISONS NEUVES ET RENOUVELLEMENT EN 63 KV ET 90 KV

### TAUX DE MISE EN SOUTERRAIN

Après une période de stabilisation, le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV repart à la hausse avec 99% en 2015 et une moyenne de 97% sur les trois dernières années (période 2013 - 2015).

**Taux de mise en souterrain en 63 kV et 90 kV**





### SOUTERRAIN

Comme pour les années précédentes, la part du souterrain en 63 kV et 90 kV continue d'augmenter en 2015 avec 244 km de nouvelles liaisons souterraines mises en exploitation. Par exemple la mise en service du câble souterrain 63 kV *Hargicourt-Pertain* dans la Somme permet de sécuriser le réseau local et d'augmenter la capacité d'accueil de la production éolienne de la zone. Ou encore la mise en souterrain de la liaison 90 kV *Corneille-Grand Couronne* en Seine-Maritime qui s'inscrit dans le cadre de la politique de remplacement des conducteurs pour obsolescence et permet une meilleure insertion des ouvrages dans l'environnement urbain de Rouen.

### AÉRIEN

Dans un but de sécurisation du réseau électrique, certains ouvrages aériens en 63 kV et 90 kV ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs pour un total de 44 km de circuit. Pour illustrer les travaux réalisés, on peut mentionner la liaison 63 kV *Liebvillers-Vaufrey* dans le Doubs et la liaison 63 kV *La Chapelle du Chatelard-Cize-Servas* dans l'Ain.

Par ailleurs, seul 1 km de circuit neuf a été mis en service.

## MISE EN SERVICE DE LA NOUVELLE INTERCONNEXION FRANCE-ESPAGNE

### INTÉRÊTS COMMUNS

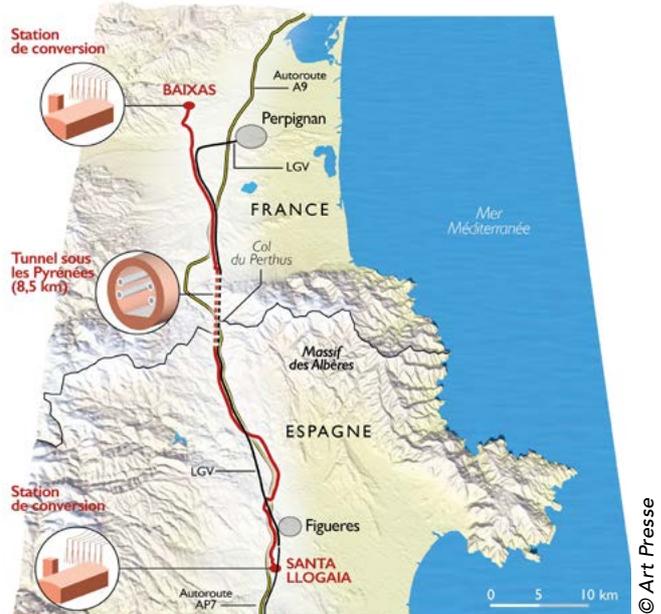
L'année 2015 a été marquée par la mise en service de la nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne. Le projet a représenté un investissement de 700 millions d'euros, pris en charge à parts égales par RTE et REE à travers leur filiale commune INELFE. Les possibilités d'échanges entre les pays sont ainsi améliorées au profit de l'intégration des énergies renouvelables, tout en sécurisant l'approvisionnement électrique des bassins d'activités de chaque côté de la frontière. Enfin cette nouvelle interconnexion permet d'intégrer le marché ibérique au marché électrique européen et de favoriser une meilleure convergence des prix de l'électricité.

### DÉFIS TECHNOLOGIQUES

Avec deux liaisons entièrement souterraines de 65 km chacune, pour une capacité totale de 2 000 MW, il s'agit de l'interconnexion électrique souterraine la plus longue du monde à ce niveau de puissance. Elle relie les communes de Baixas en France et de Santa Llogaia en Espagne, en traversant notamment le massif montagneux des Albères par une galerie technique longue de 8,5 km, et son tracé suit des infrastructures existantes

comme l'autoroute AP-7 et la Ligne Grande Vitesse entre Figueras et Perpignan.

En raison de sa longueur et de ses particularités, cette interconnexion est en courant continu. C'est pourquoi le projet comprend également la construction de stations de conversion à chaque extrémité, utilisant la technologie VSC (Voltage Source Converter) qui permet d'inverser très rapidement le sens des échanges entre les deux pays (50 ms).



Interconnexion France-Espagne (Source Dossier de presse du projet)

### POURQUOI LE CHOIX DU COURANT CONTINU ?

Le réseau électrique assure le transport et la distribution de l'énergie électrique entre les centres de production et les centres de consommation. Pour optimiser les différentes pertes sur le réseau, il est avantageux de travailler à un niveau de tension élevé. Dans ce cadre, pour des raisons technico-économiques globales, ce réseau est en courant alternatif triphasé.

Sur de très longues distances ou dans le cas des liaisons souterraines ou sous-marines de plus de 50 km, le transport d'électricité en courant alternatif génère, par effet capacitif, une puissance réactive qui empêche le transit d'électricité.

Ainsi, la technologie souterraine ayant été retenue par les pouvoirs publics pour la nouvelle interconnexion France-Espagne de 65 km, l'utilisation du courant continu s'est imposée comme la solution technico-économique optimale.



## Carte des principaux projets mis en service en 2015



FINALITE PRINCIPALE DES PROJETS	
<ul style="list-style-type: none"> <li>— Renforcement de ligne existante</li> <li>- - - Création de nouvelle ligne</li> <li>⋮ Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).</li> </ul> <p>Les projets en postes et les raccordements sont représentés par des pictogrammes.</p>	<p><b>INTERCONNEXIONS</b></p> <p>— — — — —</p> <p><b>SÉCURITÉ D'ALIMENTATION</b></p> <p>— — — — —</p>
<p><b>ACCUEIL DE PRODUCTION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>🔥 Cycle combiné gaz</li> <li>☀️ Éolien, photovoltaïque</li> <li>💧 Hydrolien, hydraulique</li> </ul>	<p><b>SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▼ Gestion des tensions basses</li> <li>▲ Gestion des tensions hautes</li> <li>■ Maîtrise des intensités de court-circuit</li> <li>● Stabilité du réseau</li> </ul>

Source Schéma Décennal 2015

Voir la partie Compléments pour une description des principaux projets en cours.



Partie 7  
Compléments

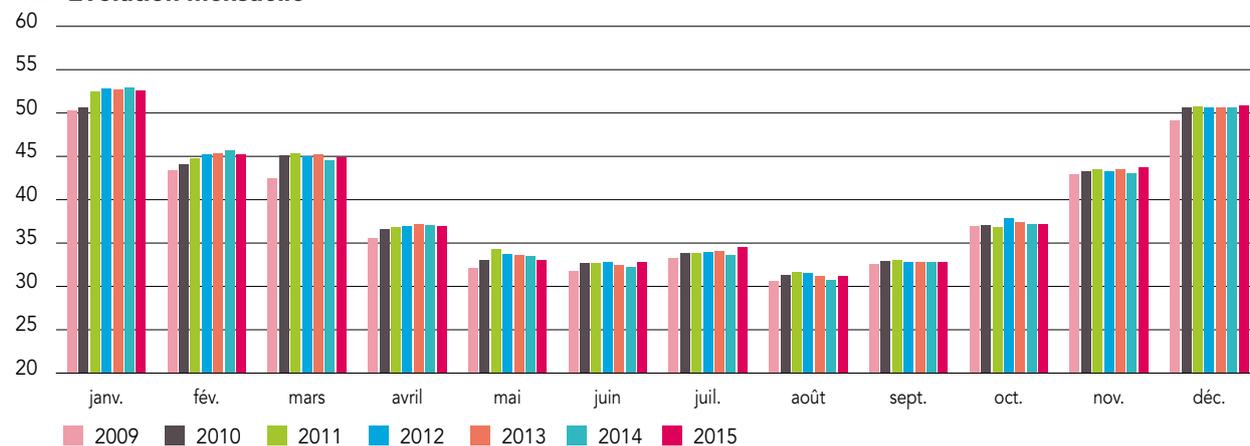


CONSUMMATION MENSUELLE CORRIGÉE .....P. 55  
 POINTES DE CONSOMMATION .....P. 55  
 CARTES MÉTÉOROLOGIQUES.....P. 56  
 PARC DE PRODUCTION.....P. 57  
 VISION EUROPÉENNE .....P. 58  
 FLEXIBILITÉ DE LA CONSOMMATION .....P. 61  
 ACTIONS D'EFFICACITÉ ET DE SOBRIÉTÉ ÉNERGÉTIQUE.....P. 62  
 PRINCIPAUX PROJETS EN COURS .....P. 64

## CONSUMMATION MENSUELLE CORRIGÉE

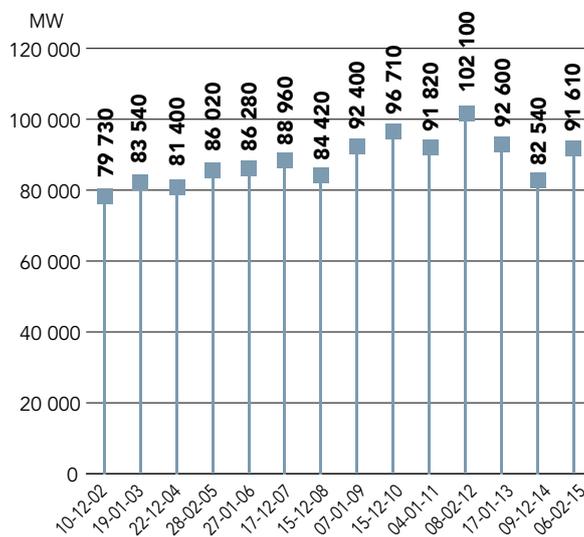
Consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février hors soutirage du secteur énergie

TWh **Évolution mensuelle**



## POINTES DE CONSOMMATION

Historique des pointes de consommation depuis 2002

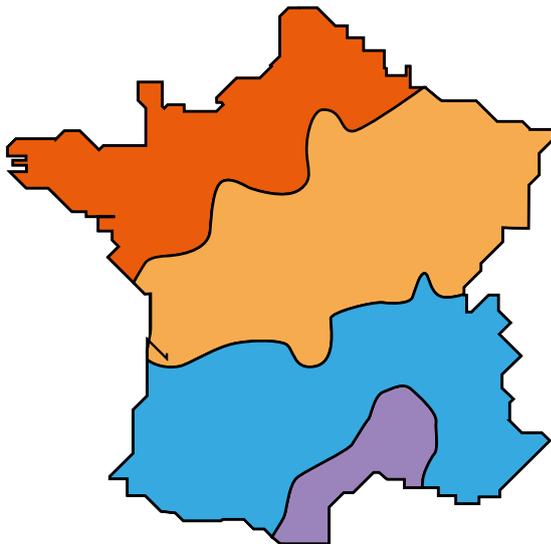


## CARTES MÉTÉOROLOGIQUES

Le développement de l'énergie éolienne dans ces régions est dû entre autres à un contexte climatique local favorable, garantissant des vitesses de vent, et donc un facteur de charge moyen plus élevé. Sur la totalité du territoire de la France continentale, on peut repérer quatre zones de vent homogènes, représentées sur la carte ci-dessous<sup>1</sup>.

Cela signifie, d'une part qu'à l'intérieur de chaque zone délimitée, les périodes venteuses ont tendance à être synchrones et d'intensité similaire, et d'autre part qu'un écart significatif existe entre les comportements des différentes zones. Cette diversité au sein du territoire permet ainsi d'avoir des centrales éoliennes en fonctionnement à tout moment.

### Quatre zones de vent homogènes<sup>1</sup>



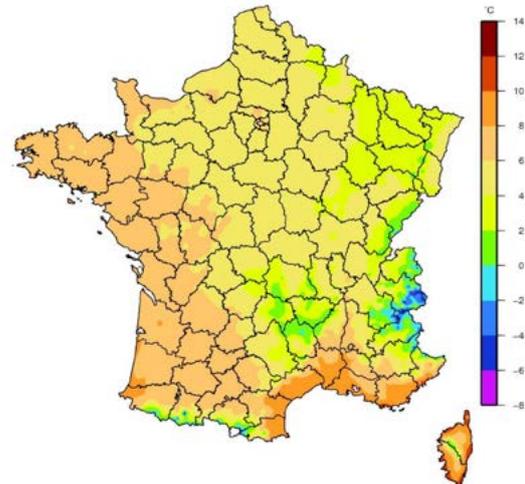
Vitesse annuelle moyenne au sein de chaque zone

- De 5,2 à 9,1 m/s
- De 2,5 à 6,6 m/s
- De 6,3 à 8,9 m/s
- De 4,5 à 7,0 m/s

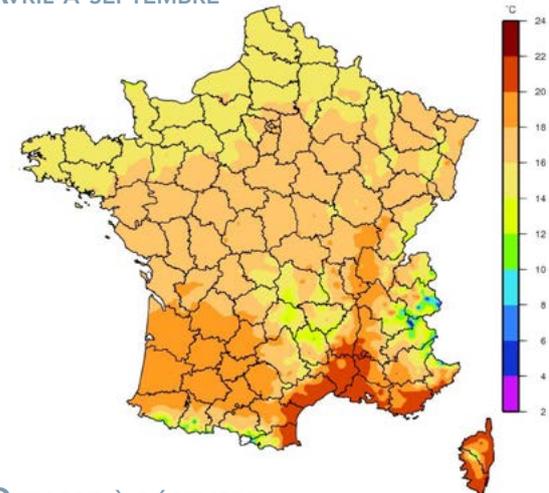
1. Cette carte a été réalisée dans le cadre d'une étude RTE visant à modéliser l'aléa éolien à partir de données Météo France sur l'année 2015 reproduisant la vitesse du vent 100m au-dessus du sol sur des points de grille espacés de 50 km. Un traitement statistique a été réalisé afin d'identifier les zones géographiques homogènes quant à la force du vent.

### Températures moyennes en 2015

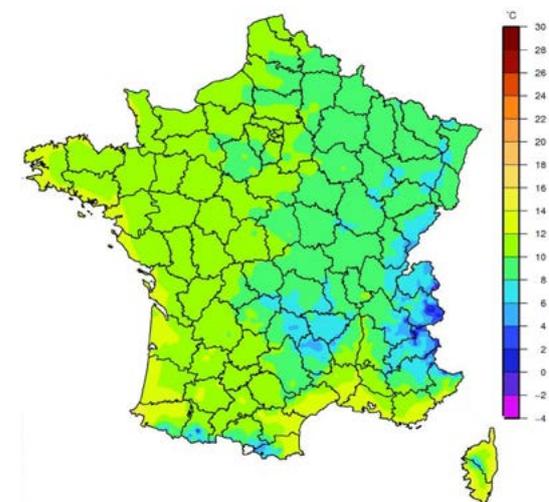
#### JANVIER À MARS



#### AVRIL À SEPTEMBRE



#### OCTOBRE À DÉCEMBRE

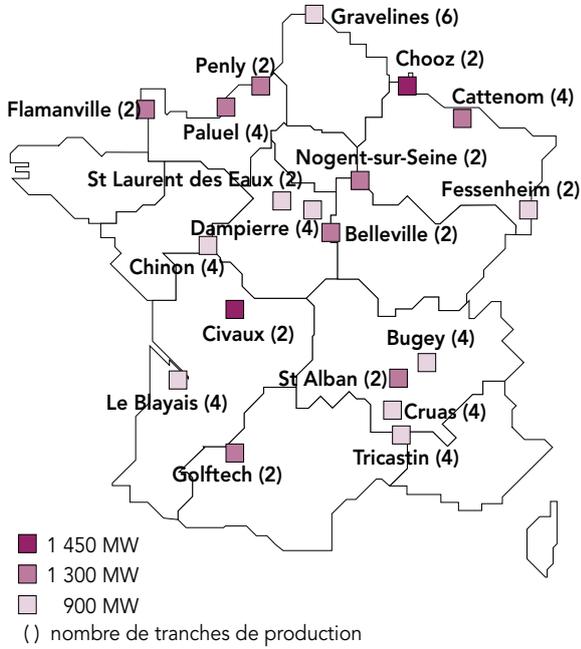


Source Météo France

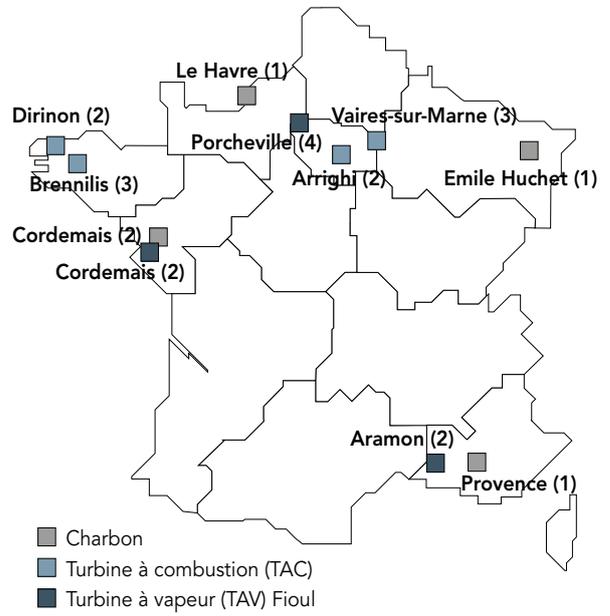


# PARC DE PRODUCTION

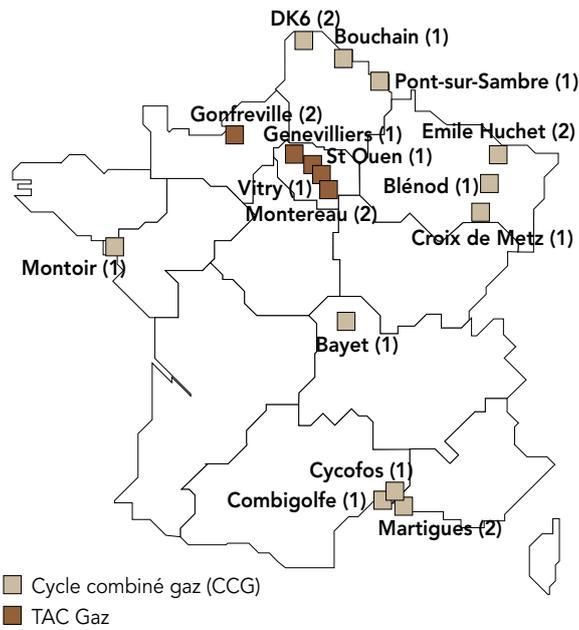
## Centrales nucléaires



## Centrales à charbon et à fioul



## Centrales à gaz





## VISION EUROPÉENNE

Les données ci-après sont étudiées en année glissante (de juillet 2014 à juin 2015) et comparées aux 12 mois précédents de juillet 2013 à juin 2014.

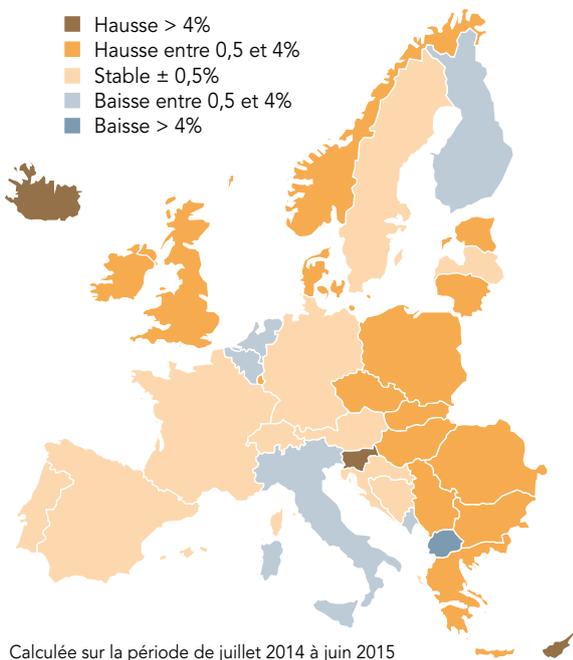
### UNE STABILISATION DE LA CONSOMMATION BRUTE, AVEC UNE TENDANCE À LA HAUSSE DANS LES PAYS DE L'EST

La consommation brute dans l'Ouest de l'Europe est relativement stable (+0,4% pour l'Espagne et la France) voire en baisse (-0,9% pour l'Italie et -0,8% pour la Belgique) alors qu'une hausse plus significative est à noter dans les pays de l'Est (+2,5% en Pologne et en Hongrie, +3,2% en Roumanie).

Au global, la consommation électrique annuelle des pays appartenant à ENTSO-E se stabilise en 2014-2015 (+0,4%). Plus de la moitié de ces pays connaissent une évolution de leur consommation brute située entre -1% et +1% par rapport à la période 2013-2014.

### Évolution de la consommation annuelle d'électricité

- Hausse > 4%
- Hausse entre 0,5 et 4%
- Stable ± 0,5%
- Baisse entre 0,5 et 4%
- Baisse > 4%

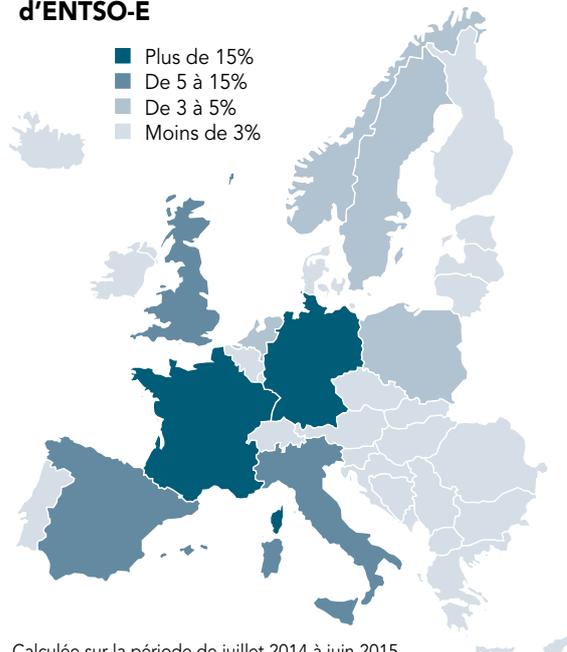


Calculée sur la période de juillet 2014 à juin 2015 par rapport aux 12 mois précédents

### LA MAJORITÉ DE LA PRODUCTION EUROPÉENNE CONCENTRÉE À L'OUEST

La production européenne s'établit à 3 296 TWh sur la période 2014-2015, soit une faible augmentation de 0,3% en cohérence avec la tendance observée sur la consommation. La France et l'Allemagne représentent une part importante de cette production (environ 17% chacune) et concentrent même plus de 60% de celle-ci avec la Grande-Bretagne, l'Italie et l'Espagne.

### Part de chaque pays dans la production totale d'ENTSO-E



Calculée sur la période de juillet 2014 à juin 2015

### LE TAUX DE COUVERTURE DE LA CONSOMMATION PAR LES DIFFÉRENTS TYPES DE PRODUCTION

La part de la consommation couverte par la production renouvelable varie fortement selon les pays. Une dizaine d'entre eux possède un taux de couverture supérieur à 50%, comme le Portugal, l'Autriche ou la Suède. La production renouvelable en Norvège dépasse la consommation du pays, même si d'autres types de production peuvent être sollicités pour garantir en continu la couverture de leur besoin annuel en électricité. En Allemagne, la part de consommation couverte dépasse 30%, comme en Italie (35%) ou en Espagne (38%).

En moyenne sur le périmètre ENTSO-E, la part de la consommation couverte par le renouvelable est de 33%.



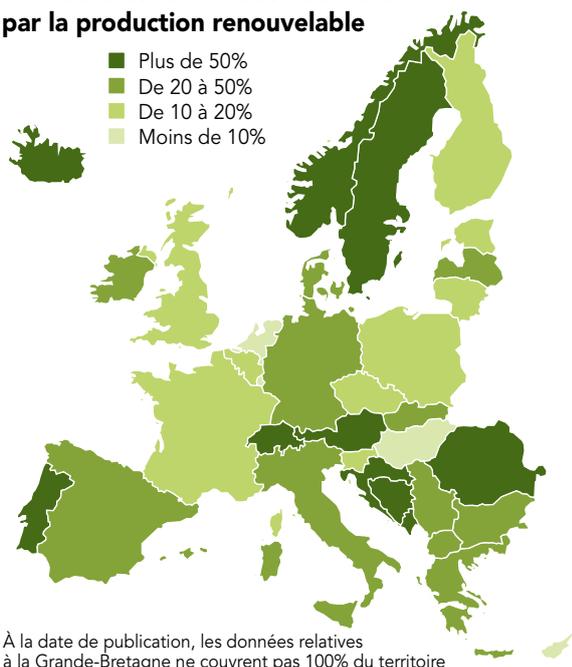
La production solaire couvre entre 5% et 8% de la consommation en Allemagne, en Italie, en Espagne et en Grèce, soit un taux largement supérieur à la moyenne observée sur le périmètre ENTSO-E (2,9%).

Cinq pays se distinguent avec une production éolienne couvrant plus de 15% de leur consommation annuelle, en particulier le Danemark qui atteint 40%, pour un taux de couverture moyen de 7,9% sur la zone ENTSO-E en

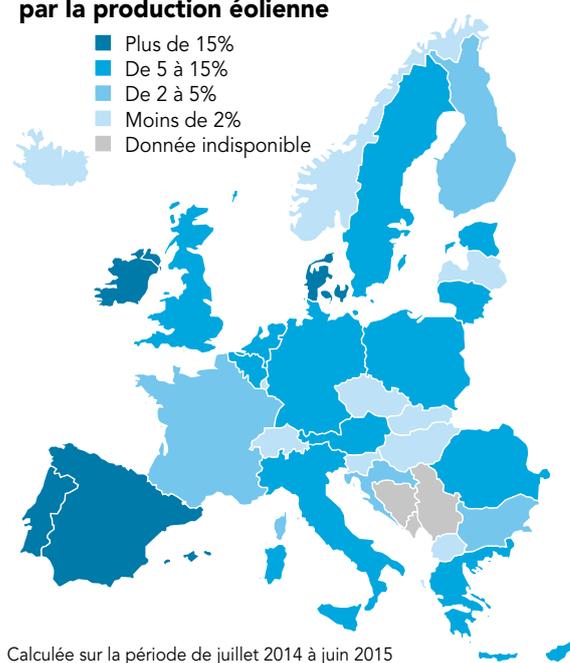
augmentation de 0,4 points par rapport à la période précédente.

La production hydraulique couvre en moyenne 18,2% de la consommation sur le périmètre ENTSO-E. Ce taux de couverture monte à plus de 50% en Autriche, Suisse, Islande, Bosnie-Herzégovine et Monténégro. En Norvège la production hydraulique est même supérieure à la consommation annuelle du pays sur 2014-2015.

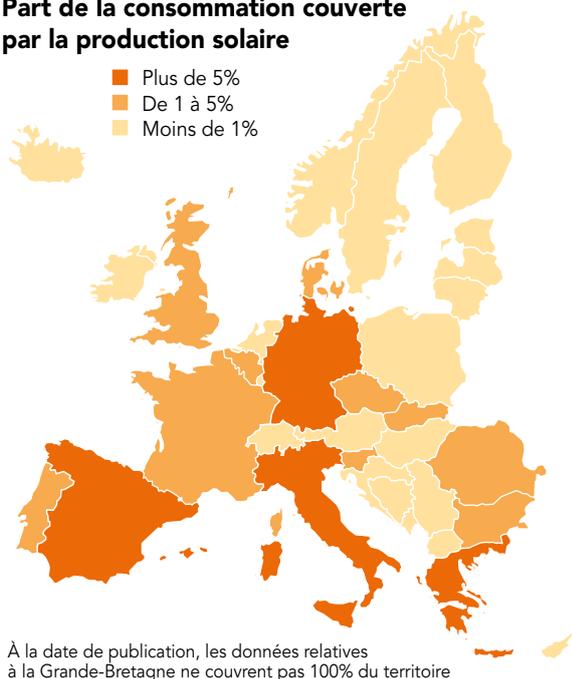
### Part de la consommation couverte par la production renouvelable



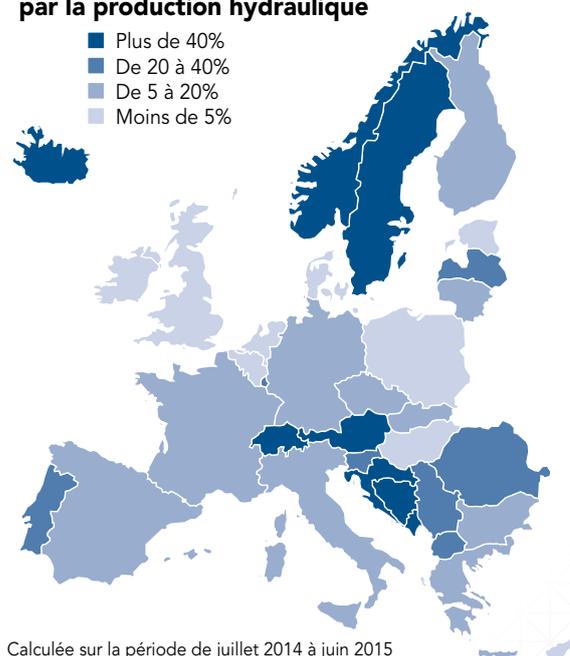
### Part de la consommation couverte par la production éolienne



### Part de la consommation couverte par la production solaire



### Part de la consommation couverte par la production hydraulique

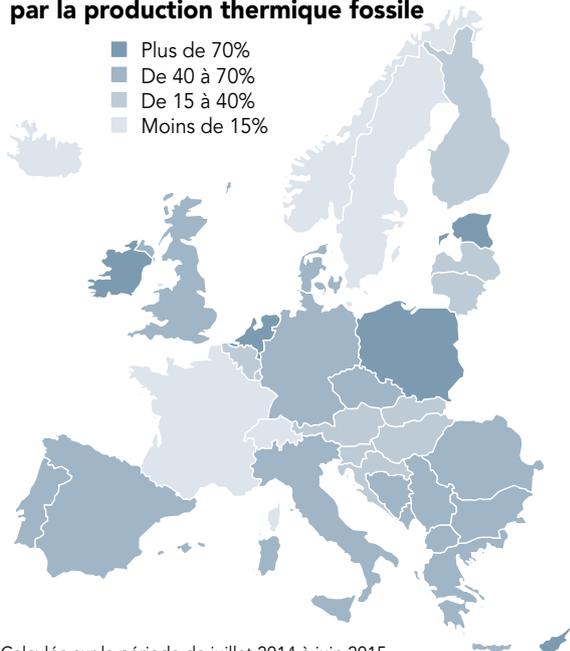




La consommation annuelle couverte par la production thermique fossile correspond en moyenne à près de 41% sur l'ensemble des pays membres d'ENTSO-E sur la période 2014-2015. En Grande-Bretagne et en Allemagne, cette part dépasse 60%. En France le taux de couverture reste autour de 7%, en raison notamment de la prépondérance de son parc nucléaire.

### Part de la consommation couverte par la production thermique fossile

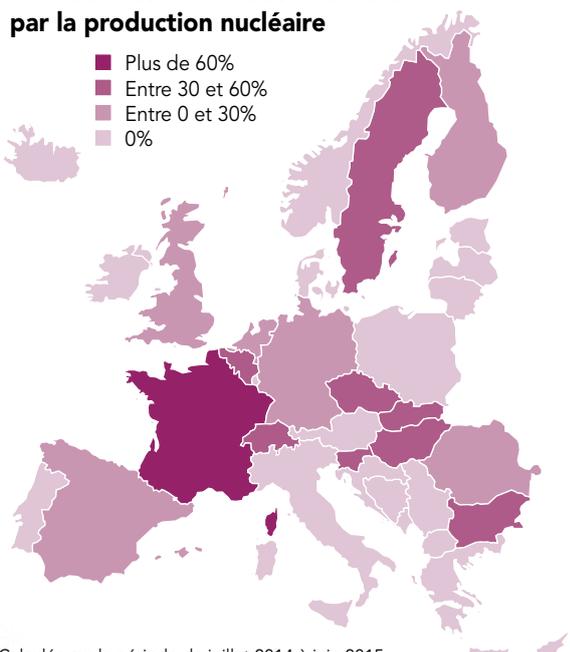
- Plus de 70%
- De 40 à 70%
- De 15 à 40%
- Moins de 15%



Calculée sur la période de juillet 2014 à juin 2015

### Part de la consommation couverte par la production nucléaire

- Plus de 60%
- Entre 30 et 60%
- Entre 0 et 30%
- 0%



Calculée sur la période de juillet 2014 à juin 2015

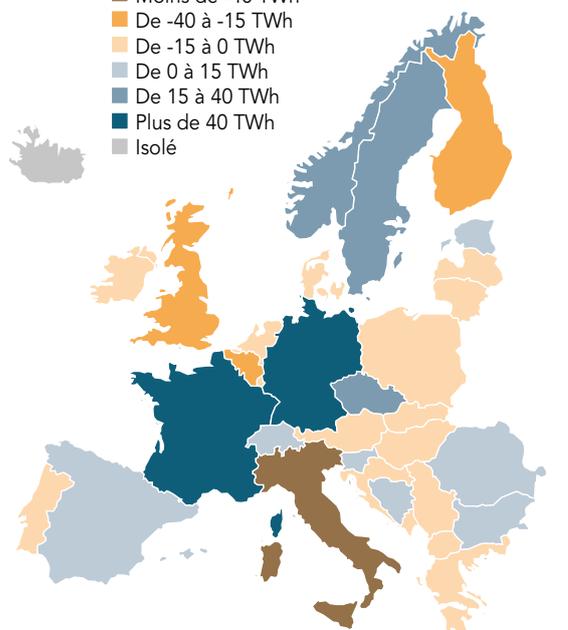
La part de la consommation en Belgique couverte par la production nucléaire passe de 51% en 2013-2014 à 31% en 2014-2015, en raison des mises à l'arrêt de plusieurs de ses tranches.

### LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE SONT LES PAYS LES PLUS EXPORTATEURS

Sur la période 2014-2015, les soldes exportateurs de la France (+64 TWh) et de l'Allemagne (+41 TWh) sont les plus élevés des pays membres de d'ENTSO-E avec la Norvège, la Suède et la République tchèque (+15 TWh). L'Italie est le pays le plus importateur (-44 TWh), suivi par la Belgique (-22 TWh) dont les importations ont augmenté en 2014-2015 (Cf. Partie Marchés et Europe).

### Solde des échanges physiques

- Moins de -40 TWh
- De -40 à -15 TWh
- De -15 à 0 TWh
- De 0 à 15 TWh
- De 15 à 40 TWh
- Plus de 40 TWh
- Isolé



Calculé sur la période de juillet 2014 à juin 2015

### LA FRANCE EST LE PAYS LE PLUS THERMOSENSIBLE D'EUROPE

La consommation électrique d'un pays est une grandeur très sensible à la température. En France, cette augmentation de consommation est estimée de l'ordre de 2 400 MW par degré Celsius en hiver. C'est de loin le pays où ce phénomène est le plus marqué ; approximativement, la thermosensibilité française est trois fois plus élevée que celle de la Grande-Bretagne ou de l'Allemagne, et quatre à sept fois plus élevée que celle de l'Espagne et de l'Italie pour lesquelles la thermosensibilité estivale est plus marquée qu'en France.



## FLEXIBILITÉ DE LA CONSOMMATION

### LES EFFACEMENTS TARIFAIRES HISTORIQUES

Pour la maîtrise de l'équilibre offre-demande, notamment en période de pointe hivernale, des tarifs spéciaux ont été mis en place pour agir sur la demande plutôt que sur l'offre, l'objectif étant de limiter la pointe de consommation.

Dans les années 1980 ont été créés les tarifs EJP (Effacement Jour de Pointe) qui consistent à imposer des tarifs plus élevés lors de périodes contraintes, dans une limite de 22 jours par an et restreints à la période hivernale. Ces tarifs ne peuvent plus être souscrits depuis 1998 et voient leurs effets amoindris depuis lors. Avec la fin des tarifs réglementés vert et jaune au 1<sup>er</sup> janvier 2016, les contrats correspondants seront résiliés. Chaque client concerné devra souscrire un nouveau contrat en offre de marché qui pourra être ou non à effacements. Les effacements peuvent également être valorisés à travers les mécanismes de marché.

D'autres tarifs à effacements ont été mis en place dans les années 90 grâce au signal Tempo. Depuis le 1<sup>er</sup> Novembre 2014, le signal Tempo est géré par RTE et relayé via eCO<sub>2</sub>mix afin de permettre à tous les fournisseurs de proposer des offres de fourniture d'électricité à effacements.

La puissance d'effacement disponible liée à ces deux dispositifs a été estimée par RTE à 1 900 MW<sup>2</sup> pour l'hiver 2014-2015 alors qu'elle était de 6 000 MW environ à la fin des années 90.

### LES EFFACEMENTS VOLONTAIRES : LA DÉMARCHE EcoWATT

Deux régions sont concernées par la démarche EcoWatt : la région Bretagne en raison de la fragilité de son alimentation électrique et la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA).

En Bretagne, le dispositif EcoWatt est une démarche initiée en 2008 par RTE, avec l'État, le conseil régional de Bretagne, ERDF, et l'ADEME, et en partenariat avec le Rectorat, la CCI Bretagne, le groupe La Poste et France Bleu. Il a vocation à inviter les Bretons à maîtriser leur consommation d'électricité lors des pointes observées pendant les vagues de froid.

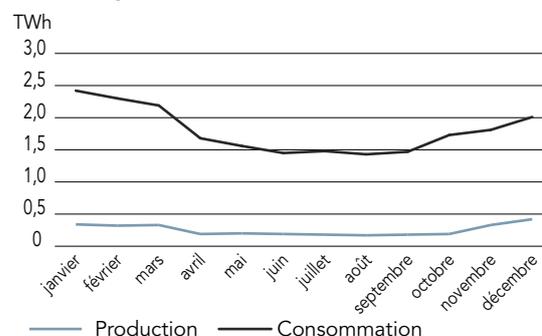
Cette démarche s'inscrit dans l'axe Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) du Pacte électrique Breton, qui apporte, en complémentarité avec les deux autres axes du Pacte (développement des énergies renouvelables et sécurisation du réseau), une réponse aux enjeux d'alimentation électrique en Bretagne.

On totalise 56 000 EcoW'acteurs en Bretagne pour l'hiver 2015-2016 soit une hausse de 6,5% par rapport à l'année dernière. Même s'il n'y a eu aucune alerte au

2. Source Bilan prévisionnel RTE, 2015

cours des trois dernières années, selon un sondage, plus de 90% des EcoW'acteurs bretons se sentent toujours concernés par la démarche.

### Consommation et production électrique en Bretagne en 2015



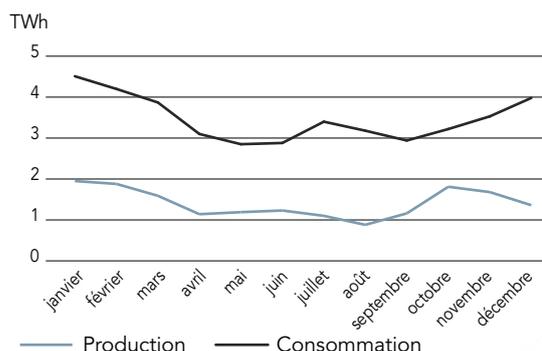
Par ailleurs les travaux du filet de sécurité breton ont débuté en septembre 2015 pour assurer une meilleure alimentation de la région à compter de 2017. D'ici là, la poursuite d'EcoWatt reste déterminante pour la région.

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, la démarche EcoWatt est reconduite pour l'hiver 2015-2016. Ainsi 26 000 EcoW'acteurs sont toujours enregistrés. L'objectif d'EcoWatt PACA consiste maintenant à maîtriser l'évolution de la pointe régionale de consommation, notamment le soir en période de grand froid, pour garantir, dans la durée, l'efficacité du filet de sécurité mis en service en 2015. L'hiver 2014-2015 s'est déroulé sans alerte.

Malgré l'absence d'alerte avec les derniers hivers doux, le nombre de volontaires et la sensibilisation augmentent. La saison 2015-2016 a débuté le 24 novembre pour la Bretagne et le 3 décembre pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Par ailleurs, des initiatives citoyennes, individuelles, locales ou nationales, telles que le défi famille à énergie positive<sup>3</sup>, limitent la consommation d'énergie et contribuent également aux effacements volontaires.

### Consommation et production électrique en Provence-Alpes-Côte d'Azur en 2015



3. Démarche citoyenne encourageant les économies d'énergie par le biais de concours.



## ACTIONS D'EFFICACITÉ ET DE SOBRIÉTÉ ÉNERGÉTIQUE

L'évolution des technologies, les comportements citoyens ainsi que les incitations gouvernementales accompagnent l'évolution de la consommation électrique dans le sens de sa maîtrise.

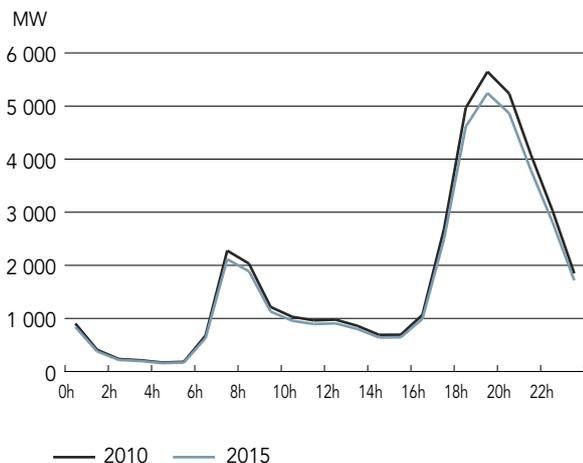
Afin de guider les choix des consommateurs et limiter la vente d'appareils énergivores, l'étiquette énergétique a été créée en 1994. Depuis 2010 elle est commune à toute l'Union européenne et évolue pour s'adapter aux évolutions de consommation des produits (ajout des gammes A+, A++, A+++ à l'échelle A à G existante).

L'affichage de l'étiquette énergie est aujourd'hui obligatoire pour les produits suivants : éclairage ; appareils de froid ménagers ; appareils de lavage (y compris sèche-linge) ; téléviseurs ; fours, hottes ; aspirateurs ; appareils de chauffage, de production et de stockage d'eau chaude ; climatiseurs.

Les produits les moins bien notés, autrement dit les plus énergivores, sont amenés à disparaître, par obligation ou par choix des consommateurs. Ainsi depuis le premier septembre 2014, seuls les aspirateurs de moins de 1 600 W peuvent être commercialisés dans l'Union Européenne. En 2017, le seuil devrait être abaissé à 900 W.

À titre d'exemple, l'éclairage résidentiel a vu son profil se modifier ces dernières années avec l'arrivée des lampes à basse consommation et des LED et la fin de la commercialisation des ampoules à incandescence. On estime à 300 MW environ la baisse entre 2010 et 2015 de la consommation à la pointe de 19h<sup>4</sup>.

### Exemple de profil journalier de l'éclairage résidentiel d'un jour de janvier

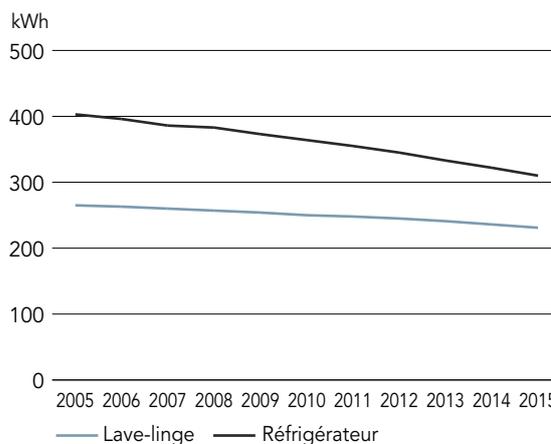


4. Source Bilan prévisionnel RTE, 2015

Les restrictions concernant l'éclairage non résidentiel la nuit (vitrines et enseignes...) contribuent également à la limitation de la consommation, par la suppression de consommations jugées non indispensables.

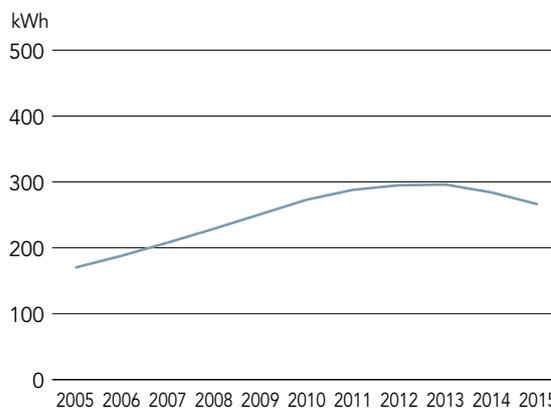
L'efficacité de l'étiquette énergie se confirme également à travers la tendance à la baisse continue depuis 10 ans de la consommation unitaire des appareils de type lave-linge ou réfrigérateur.

### Estimation de la consommation unitaire annuelle du lave-linge et du réfrigérateur



La consommation des téléviseurs a fortement évolué ces dernières années. En effet, le passage aux écrans plats avec l'accroissement de la taille des écrans a engendré une augmentation de la consommation unitaire des appareils jusqu'en 2013. Depuis, grâce aux technologies récentes, la tendance s'inverse et la consommation unitaire diminue.

### Estimation de la consommation unitaire annuelle du téléviseur principal





Dans le secteur commercial, des mesures ont été prises depuis 2012 concernant les meubles frigorifiques de vente. D'ici à 2020, 75% d'entre eux devront être fermés. Un objectif de 25% à 2015 a été fixé. Sur la période 2012-2020, il est estimé que cet engagement produira environ 11 TWh d'économies d'énergie<sup>5</sup>.

Le dispositif de Certificats d'Economie d'Energie (CEE) a été créé par la loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Energétique du 13 juillet 2005. Il a pour objectif d'inciter à la maîtrise de la consommation.

Ce dispositif repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie. Un objectif pluriannuel global est défini et réparti entre les fournisseurs en fonction de leurs volumes de vente des différentes énergies (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburant pour les automobiles). Pour la période 2011-2014, l'obligation totale s'élevait à 460 TWh cumac<sup>6</sup> dont 193,7 pour la fourniture d'électricité. L'ambition est doublée pour la période en cours (2015-2017) avec une obligation totale de 700 TWh cumac dont 193,8 pour la fourniture d'électricité. Les fournisseurs ne remplissant pas leur obligation doivent verser une pénalité libératoire de 20€ par MWh cumac manquant.

À titre d'exemple, le total des CEE déclarés pour l'éclairage pour l'année 2014 et le 1er semestre 2015 s'élève à 361,5 GWh cumac<sup>7</sup>. Sur la même période, les CEE correspondant à la fermeture des meubles frigorifiques de vente s'élèvent à 325 GWh cumac.

Le dispositif a été complété par une obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Le volume pour la période 2016-2017 s'établit à 150 TWh cumac. La pénalité prévue est de 15€ par MWh cumac manquant.

Par ailleurs, les règlements et labels dans le bâtiment (RT2012, HQE, BBC) contribuent à la maîtrise de la demande, notamment du fait d'une meilleure isolation thermique des logements et bureaux. Dans l'ancien, 12% des logements ont fait l'objet de travaux de rénovation : 70% des travaux ont porté sur l'isolation du bâti et 30% sur les systèmes de chauffage (toutes énergies confondues)<sup>8</sup>. Enfin, le Diagnostic de Performance Energétique (DPE) permet d'évaluer la consommation d'un logement, résumé sous la forme d'une étiquette énergie. Il est obligatoire d'en disposer au moment de la vente ou de la mise en location.

5. Source Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie

6. Le kWh cumac (cumulé et actualisé) est l'unité de référence des CEE. Il s'agit de l'économie d'énergie finale cumulée sur la durée de vie de la mesure et actualisée (au taux de 4%). Le kWh économisé est ainsi ramené à la durée de vie du produit et actualisé au marché.

7. Source Statistiques de délivrance des CEE au 22 septembre 2015, Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie

8. Source ADEME, chiffres-clés du bâtiment 2013

## PRINCIPAUX PROJETS EN COURS

### SCHÉMA DÉCENNAL DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU – EDITION 2015

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>

### RACCORDEMENT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE OFFSHORE

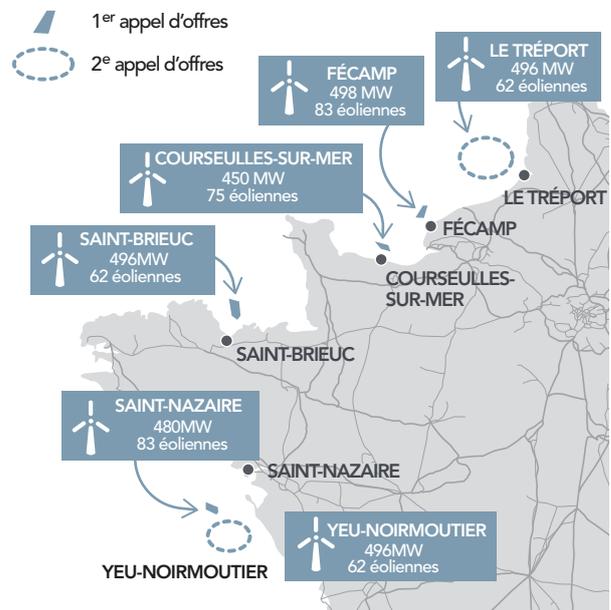
La France s'est fixée comme objectif l'installation d'une capacité de production électrique en mer de 6 000 MW à l'horizon 2020, afin de contribuer à produire 3,5% de la consommation d'électricité en 2020.

Le pays dispose d'un fort potentiel de développement pour ce type de production d'électricité, compte tenu des atouts naturels de son territoire (11 millions de km<sup>2</sup> d'eaux sous sa juridiction). La ressource connue est concentrée majoritairement au large des côtes de Normandie, de Bretagne et des Pays de la Loire. Deux appels d'offres ont été lancés par l'État pour la construction de 6 parcs éoliens offshore dans ces zones.

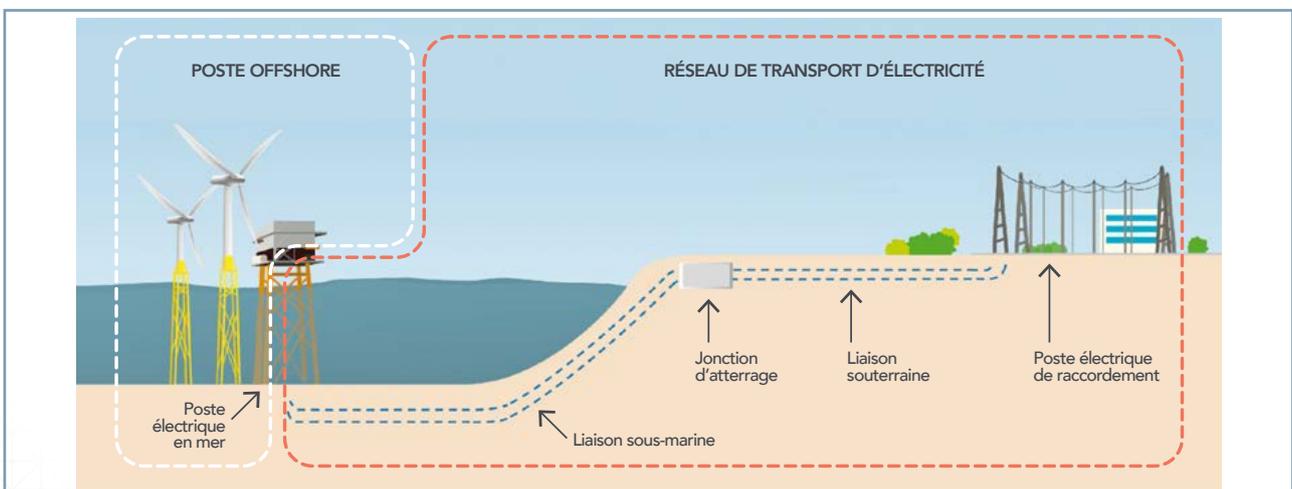
Il s'agit au total de raccorder près de 3 000 MW de capacité de production en mer au réseau électrique français, répartis sur plus de 400 éoliennes offshore. Pour cela, RTE est en charge des études et de la réalisation des raccordements de ces parcs. La solution

envisagée est la création de liaisons doubles à 225 kV, d'abord sous-marines entre le parc éolien raccordé au poste électrique en mer et la jonction d'atterrage, puis souterraines entre cette jonction d'atterrage et le poste électrique 225 kV de raccordement.

Les sites concernés par le premier appel d'offres ont déjà fait l'objet d'une large concertation avec les acteurs locaux, les services de l'État et les gestionnaires d'infrastructures, permettant de définir au mieux les tracés les plus appropriés d'un point de vue technique et environnemental. Fin 2015, les différents projets ont été soumis à l'enquête publique ouverte dans les communes concernées par les futurs parcs de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint Nazaire et Saint-Brieuc. Les sites concernés par le deuxième appel d'offres sont en phase de concertation.



Les 6 parcs de production d'électricité en mer (Source Schéma Décennal 2015)



Principe de raccordement d'un parc éolien offshore (Source Schéma Décennal 2015)

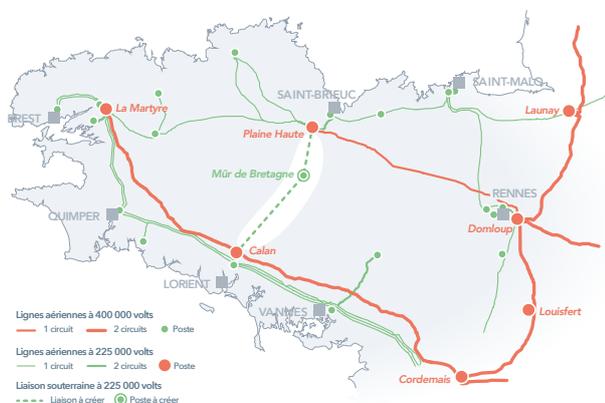
## SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DES TERRITOIRES ET DES RÉGIONS

### Projet « Filet de sécurité Bretagne »

La Bretagne produit environ 12% de l'électricité qu'elle consomme. Son réseau 400 kV et 225 kV, fortement sollicité, doit acheminer l'électricité sur de longues distances depuis les centrales de production situées en dehors de la région. Cette situation pourrait conduire à des coupures d'électricité en hiver lors des pics de consommation. Les mesures proposées pour pallier ce risque passent par la sécurisation du réseau.

La solution proposée par RTE est la création d'une liaison entièrement souterraine 225 kV d'environ 80 km, entre les postes électriques de *Calan* (près de Lorient) et *Plaine-Haute* (près de Saint-Brieuc) en desservant au passage le poste électrique de *Mûr-de-Bretagne*. Cette nouvelle liaison contribuera de manière significative à la sécurisation du nord et du centre de la Bretagne, ainsi qu'à l'acheminement de l'électricité produite par les énergies renouvelables actuelles et futures dans cette région.

Depuis 2011, RTE déploie des moyens de compensation dans la région pour assurer la tenue en tension électrique du réseau. En août 2015, un transformateur-déphaseur de 200 MVar a été installé au poste électrique 225 kV de *Brennilis*.



### Le filet de sécurité Bretagne (Source Schéma Décennal 2015)

La Déclaration d'Utilité Publique du projet a été obtenue en avril 2015. Plusieurs phases composent ce chantier de grande ampleur s'échelonnant sur 26 mois de travaux :

- le génie civil, le déroulage et le montage des câbles électriques ;
- les travaux d'évolution des postes électriques existants de *Calan*, *Mûr-de-Bretagne* et *Plaine-Haute*.

La mise en service du filet de sécurité Bretagne est prévue pour fin 2017.

### Projet « 2Loires »

Construit en 1941, l'axe 225 kV qui relie le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Etienne concentre plusieurs pôles urbains et industriels des départements de la Loire et de la Haute-Loire. Après 70 ans d'existence, et du fait des évolutions en cours dans ce territoire, cette liaison a atteint ses limites techniques.

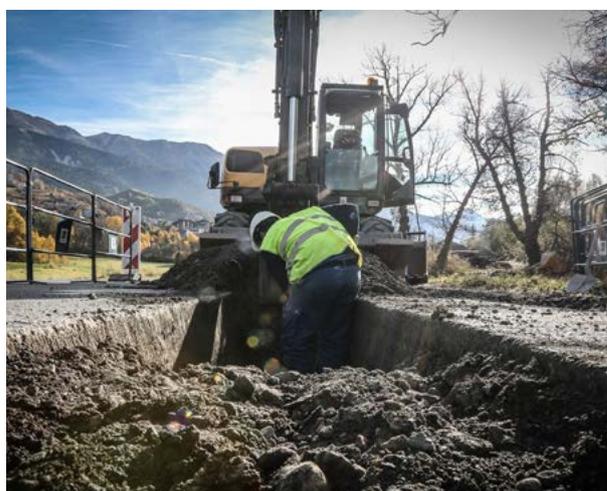
Le projet « 2Loires » prévoit ainsi de remplacer la ligne existante par une nouvelle liaison à double circuit 225 kV de plus grande capacité et adaptant son tracé aux nouveaux besoins de la région. Cela prévoit l'alimentation des postes électriques 225 kV de *Sanssac* et *Trevas* (Haute-Loire). Le projet a obtenu une Déclaration d'Utilité Publique en juillet 2014 et les premiers travaux ont commencé dès début 2015, avec le renouvellement des conducteurs de la liaison 225 kV *Pratclaux-Sanssac* au mois de novembre. La mise en service définitive du projet est prévue pour 2017.

### Projet « Haute-Durance »

L'alimentation électrique de ce territoire repose essentiellement sur une ligne unique à 150 kV datant de 1936. Aujourd'hui, l'alimentation électrique de la Haute-Durance est fragilisée, notamment lors de la pointe de consommation d'électricité en hiver.

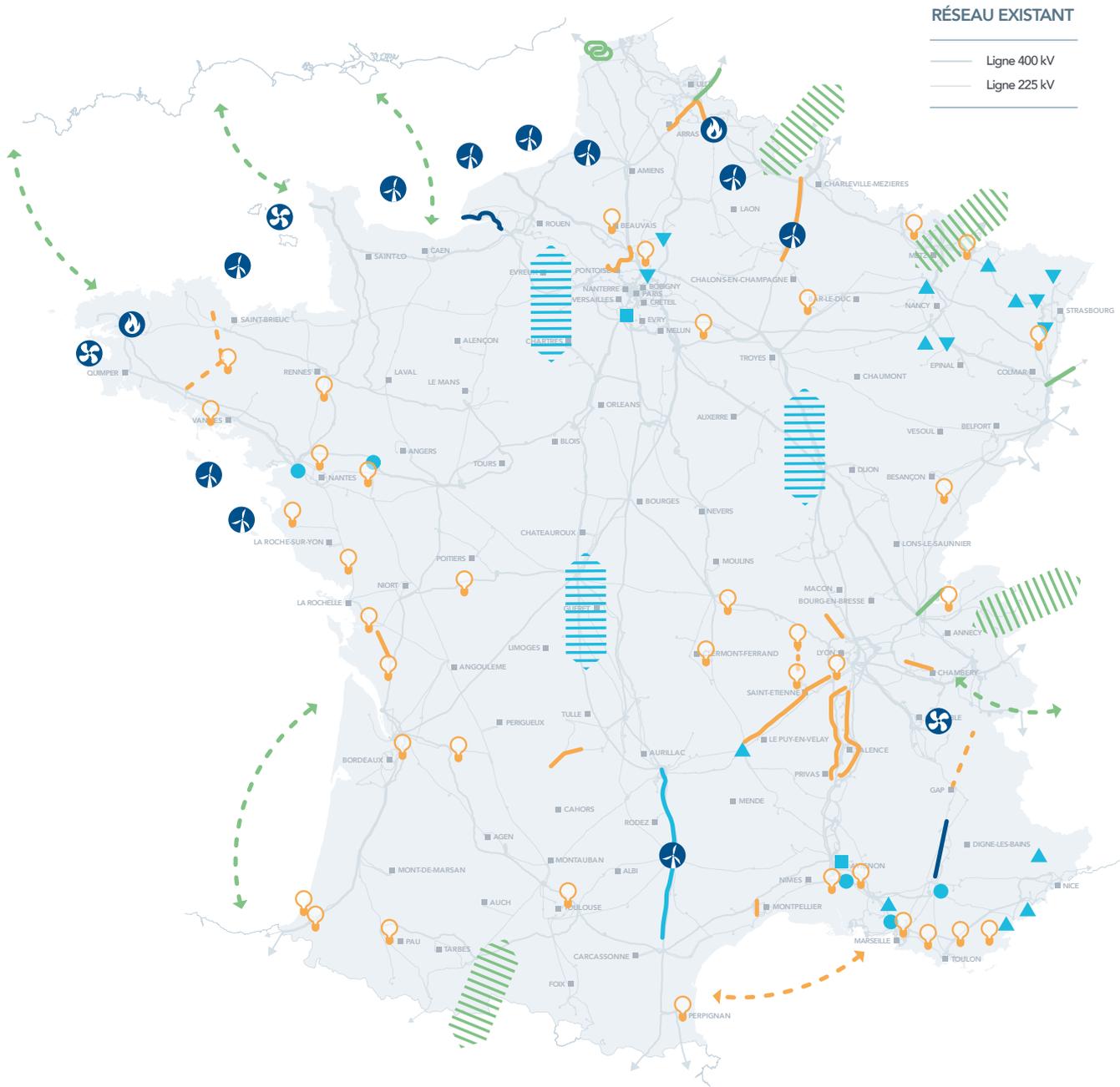
RTE a conçu un programme décliné en six projets qui consistent à créer un réseau 225 kV en remplacement de l'actuel réseau 150 kV, et à rénover le réseau 63 kV existant (mise en souterrain, reconstruction ou renforcement) tout en préservant l'environnement de la Haute-Durance.

Après six années de concertation avec l'ensemble des acteurs locaux, le préfet des Hautes-Alpes et RTE ont officialisé en avril 2015 le début des travaux avec la mise en souterrain partielle de la liaison 63 kV *Embrun-Mont Dauphin*. Ce projet se concrétise par 18 chantiers qui s'échelonnent jusqu'à la mise en service complète à l'horizon 2020.





### Carte des principaux projets sur la période 2016-2025



<ul style="list-style-type: none"> <li> Renforcement de ligne existante</li> <li> Création de nouvelle ligne</li> <li> Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser).</li> </ul> <p><i>Les projets en postes et les raccordements sont représentés par des pictogrammes.</i></p>	<p><b>INTERCONNEXIONS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> ———</li> </ul> <p><b>SÉCURITÉ D'ALIMENTATION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> ———</li> </ul>	<p><b>FINALITE PRINCIPALE DES PROJETS</b></p> <p><b>ACCUEIL DE PRODUCTION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> Cycle combiné gaz</li> <li> Éolien, photovoltaïque</li> <li> Hydrolien, hydraulique</li> </ul> <p><b>SÛRETÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li> Gestion des tensions basses</li> <li> Gestion des tensions hautes</li> <li> Maîtrise des intensités de court-circuit</li> <li> Stabilité du réseau</li> </ul>
---	---	---

Source Schéma Décennal 2015

**ADEEF** : Association des Distributeurs d'Électricité en France.

**ARENH** : Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

**Consommation brute** : Consommation d'électricité au périmètre France, Corse comprise, et pertes incluses.

**Consommation corrigée** : Consommation d'électricité qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence, et s'il n'y avait pas eu de 29 février pour les années bissextiles.

**Couplage de marché** : Processus de mutualisation des offres et des demandes d'électricité entre différents marchés, dans la limite des capacités d'interconnexion entre ces marchés. Un algorithme opère simultanément la détermination des prix et l'allocation implicite des capacités transfrontalières, ce qui permet d'obtenir des zones de prix identiques lorsque les capacités ne limitent pas les échanges transfrontaliers.

**CWE** : Central West Europe, zone regroupant la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas sur laquelle les prix des marchés de l'électricité sont couplés depuis 2010.

**Densité de foudroiement** : Nombre d'impacts de foudre par an et par km<sup>2</sup> dans une région.

**Effacement de consommation** : Dispositif par lequel un consommateur renonce ou reporte tout ou partie de sa consommation d'électricité, en réaction à un signal.

**ELD** : Entreprises Locales de Distribution. Ce sont, avec ERDF, les gestionnaires des réseaux de distribution, intermédiaires entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. On en compte environ 150 sur toute la France.

**ENTSO-E** : European Network of Transmission System Operators for Electricity, association européenne des gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'électricité, regroupant 34 pays membres au travers de 41 GRT, a pour but de promouvoir les aspects importants des politiques électriques tels que la sécurité, le développement des énergies renouvelables et le marché de l'électricité. Elle travaille en étroite concertation avec la Commission européenne et représente la colonne vertébrale de l'Europe électrique.

**ERDF** : Électricité Réseau de Distribution France.

**Événements exceptionnels** : Phénomènes atmosphériques de grande ampleur à faible probabilité d'occurrence, ainsi que des cas de force majeure.

**Facteur de charge** : Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période.

**Fréquence de coupure** : Ratio entre le nombre de coupures et le nombre de sites des clients distributeurs et industriels desservis par RTE. Une coupure est qualifiée de brève si sa durée est comprise entre 1s et 3mn, de longue si sa durée est supérieure à 3mn.

**Grande industrie** : Clientèle finale desservie directement par le gestionnaire du réseau de transport.

**Infrajournalier** : Se dit de transactions d'électricité opérées avec un préavis court, au plus près du temps réel.

**Longueur de circuit de ligne électrique** : Longueur réelle de l'un des conducteurs qui fait partie de la ligne électrique, ou la moyenne des longueurs de ces conducteurs si celles-ci présentent des différences sensibles.

**Mécanisme d'ajustement** : Mécanisme par lequel RTE dispose à tout moment de réserves de puissance afin de les mobiliser dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit.

**NTC** : Net Transfer Capacity, capacités d'échanges mises à disposition du marché en import et en export, calculées et publiées conjointement par les gestionnaires de réseau. Elles dépendent à la fois des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques dans chaque pays.

**Particuliers et professionnels** : Clientèle finale desservie par les gestionnaires de réseaux de distribution en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

**PMI/PME** : Clientèle finale desservie par les gestionnaires de réseaux de distribution en moyenne tension et en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA.

**Prix spot** : Prix moyen de l'électricité négociée le jour pour livraison le lendemain sur 24 tranches horaires.

**Production** :

- La catégorie « **Hydraulique** » comprend tous les types de centrales hydrauliques (éclusée, fil de l'eau...). La consommation induite par le pompage des centrales dites « STEP » n'est pas déduit de la production.

- La catégorie « **Nucléaire** » comprend tous les groupes nucléaires. La consommation des groupes auxiliaires est déduite de la production.

- La catégorie « **Thermique à combustible fossile** » comprend les combustibles de type charbon, fioul et gaz.

- La catégorie « **Bioénergies** » comprend les biogaz, les déchets papeterie/carton, les déchets urbains, le bois-énergie et les autres biocombustibles solides.

**Responsable d'équilibre** : Acteur du marché de l'électricité ayant contractualisé avec RTE et devant lui régler le coût des écarts entre injection et soutirage constatés a posteriori sur un ensemble de portefeuille d'activités dont il est responsable.

**RPT** : Réseau Public de Transport, réseau de transit et de transformation de l'énergie électrique, entre les lieux de production et de consommation. Il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 kV et 225 kV) et les réseaux régionaux de répartition (225 kV, 90 kV et 63 kV). Ce réseau à très haute tension et haute tension alimente la grande industrie ainsi que les principaux gestionnaires de réseaux de distribution.

**SER** : Syndicat des Énergies Renouvelables.

**Série corrigée des variations saisonnières** : Série chronologique de laquelle on a retiré la composante saisonnière. L'évolution d'une série statistique peut en général se décomposer en trois facteurs : une tendance, une composante saisonnière et une composante irrégulière. La correction des variations saisonnières est une technique que les statisticiens emploient pour éliminer l'effet des fluctuations saisonnières sur les données, de manière à en faire ressortir les tendances fondamentales.

**Stock hydraulique** : Taux de remplissage (exprimé en pourcent), correspondant au rapport du volume stocké constaté le précédent lundi à minuit sur le volume maximal de stockage, en agrégé.

**Taux de couverture** : Rapport entre la puissance générée et la consommation intérieure brute du moment.

**Températures de référence** : Moyennes de chroniques de températures passées, réputées représentatives de la décennie en cours. Sur la base de données Météo France, elles sont calculées par RTE au niveau de la France entière grâce à un panel de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire.

**Temps de coupure équivalent** : Énergie non distribuée du fait de coupures d'alimentation et de délestages des clients, rapportée à la puissance annuelle livrée par RTE à ses clients.

## BILAN PRÉVISIONNEL



RTE élabore et publie chaque année le Bilan prévisionnel de l'équilibre l'offre-demande d'électricité en France. Deux objectifs : réaliser un diagnostic prévisionnel de l'équilibre du système électrique à cinq ans et élaborer des scénarii prospectifs à long terme (15-20 ans).

<http://www.rte-france.com/bp2015>

## 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. Cette note 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>

## PANORAMA DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE



En partenariat avec le Syndicat des Énergies Renouvelables, ERDF 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>

## 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.

<http://www.rte-france.com/fr/article/schema-decennal-de-developpement-de-reseau>

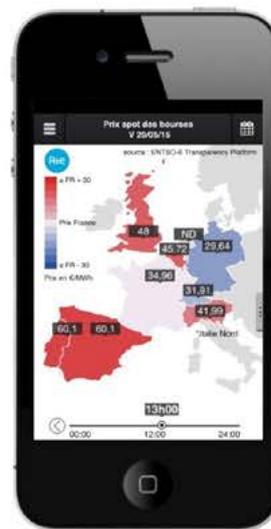
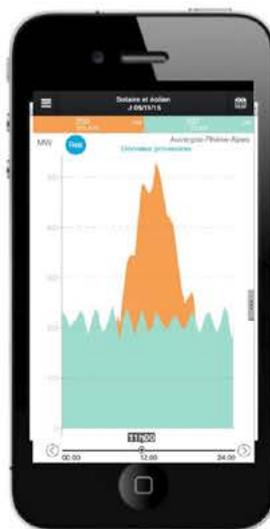


## Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région

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.

<http://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 ERDF, 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 Économie Prospective et Transparence  
1, terrasse Bellini TSA 41000  
92919 La Défense Cedex  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)