



# **Bilan Électrique 2018**

---



# Sommaire

<b>SYNTHESE .....</b>	<b>4</b>
PRODUCTION.....	4
CONSOMMATION.....	4
ECHANGES TRANSFRONTALIERS .....	4
RESEAU .....	5
<b>CONSOMMATION .....</b>	<b>6</b>
EVOLUTION DE LA CONSOMMATION .....	6
REPARTITION SECTORIELLE DE LA CONSOMMATION.....	10
SENSIBILITE A LA TEMPERATURE ET AUX USAGES.....	18
<b>PRODUCTION.....</b>	<b>25</b>
PRODUCTION TOTALE.....	25
LA PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE .....	35
HYDRAULIQUE .....	40
EOLIEN.....	44
SOLAIRE.....	49
BIOENERGIES .....	53
PRODUCTION RENOUEVELABLE.....	55
EMISSIONS DE CO2 .....	57
<b>TERRITOIRES ET REGIONS .....</b>	<b>61</b>
CONSOMMATION EN REGION.....	61
LA PRODUCTION EOLIENNE EN REGION .....	67
LA PRODUCTION SOLAIRE EN REGION .....	72
HYDRAULIQUE ET BIOENERGIES .....	75
LE THERMIQUE .....	79
EQUILIBRE ENTRE PRODUCTION ET CONSOMMATION .....	83
<b>EUROPE.....</b>	<b>87</b>
EUROPE DE L'ELECTRICITE .....	87
TAUX DE COUVERTURE EN EUROPE .....	92
<b>MARCHE .....</b>	<b>99</b>
PRIX DE MARCHE EN EUROPE .....	99
SOLDE DES ECHANGES COMMERCIAUX.....	107
REGION CWE .....	111
ESPAGNE .....	114
ITALIE.....	117
SUISSE.....	119
GRANDE BRETAGNE .....	120
EVOLUTION DES MECANISMES D'ECHANGES TRANSFRONTALIERS .....	121
<b>FLEXIBILITE .....</b>	<b>122</b>
ACTIVITE DES RESPONSABLES D'EQUILIBRE .....	122
MECANISME D'AJUSTEMENT.....	126
EFFACEMENTS.....	130
MECANISME DE CAPACITE .....	138
<b>RESEAU DE TRANSPORT .....</b>	<b>143</b>
EVOLUTION DU RESEAU EN 2018 .....	143
LIAISONS NOUVELLES ET RENOUEVEEES.....	147

FAITS MARQUANTS 2018.....	152
CARTE DES PRINCIPALES MISES EN SERVICE .....	154
INVESTISSEMENTS DE RTE .....	156
CARTE DES PRINCIPAUX PROJETS EN COURS.....	159
QUALITE DE L'ELECTRICITE .....	165
TAUX DE PERTES .....	169

# Synthese

## Production

Le parc de production installé s'établit à **132 889 MW**, soit une augmentation de 2 GW. L'essentiel de l'augmentation provient des filières éolienne et solaire (+2,4 GW). Le parc thermique fossile évolue négativement, suite à la fermeture du dernier groupe fioul de Cordemais.

L'année 2018 a été marquée par une forte hausse de la production totale d'électricité (548,6 TWh en 2018 soit une hausse de 3,7% par rapport à 2017). La production d'origine renouvelable (hydraulique, solaire et éolienne) a bénéficié de conditions particulièrement favorables et **a représenté 22,7% de la production totale, contre 18,5% en 2017**. Le redressement progressif de la production nucléaire (+3,7%) et la forte hausse de la production hydraulique ont entraîné une moindre mobilisation des moyens thermiques à combustible fossile (-26,8%), et donc une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> de 28%.

## Consommation

Une tendance de long terme à la stabilisation de la consommation totale d'électricité s'observe depuis plusieurs années et traduit globalement une meilleure maîtrise de la consommation malgré une utilisation croissante d'appareils électriques. En 2018, on note cependant une consommation légèrement en baisse par rapport à 2017. Cette légère baisse s'explique par des facteurs conjoncturels tels que des températures globalement plus douces, surtout en tout début et en fin d'année, par une croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire au printemps.

Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires atteint **474 TWh en 2018**, soit un niveau relativement stable par rapport à 2017 (-0,3%) et aux dix dernières années.

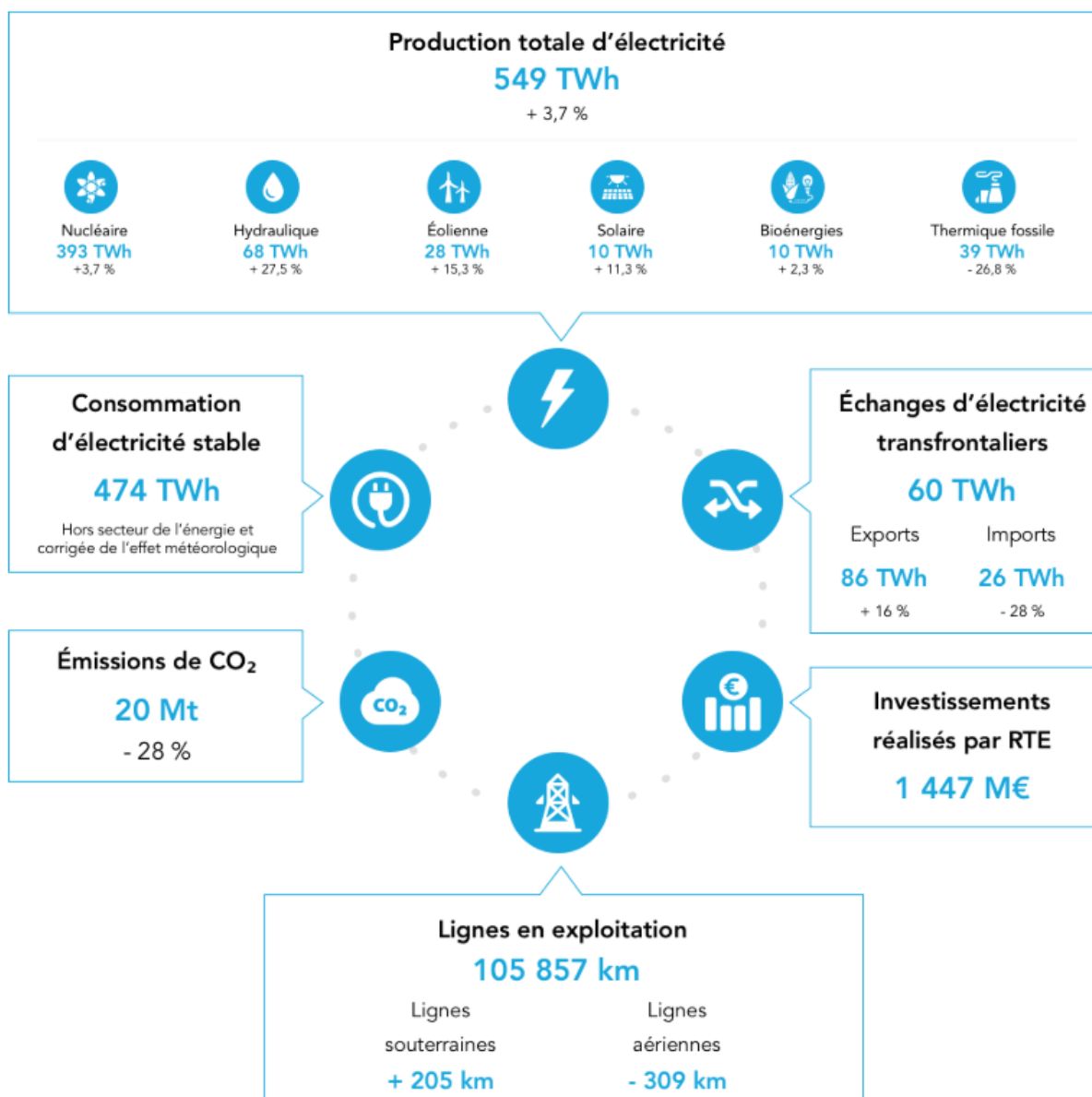
## Echanges transfrontaliers

Le solde des échanges s'établit à **60,2 TWh en 2018**, en progression très nette par rapport aux deux années précédentes. **Le solde des échanges est directement lié aux écarts de prix déterminés tous les jours entre la France et ses voisins**. Une meilleure disponibilité du parc nucléaire français, une production hydraulique abondante ainsi que les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires belges en fin d'année se sont notamment traduits par une hausse plus modérée du prix français par rapport à ses voisins, ce qui explique donc la bonne tenue des exports.

Les échanges restent cependant très volatils tout au long de l'année, avec un solde variant de 10 GW en import le 28 février à 8h à 16,2 GW en export le 22 janvier à 3h. La France est importatrice sur 17 journées en 2018 (52 journées en 2017).

# Réseau

Avec **105 857 km** de circuits en exploitation, le réseau de transport continue d'assurer la sécurité de l'alimentation des territoires et des régions, tout en favorisant et en accompagnant l'accueil des énergies renouvelables. En 2018, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'élève à 1 447 M€. Les principaux investissements ont porté sur l'achèvement du passage en 400 kV de la liaison 225 kV entre Cergy et Persan, de la sécurisation de la zone de Préguiillac (liaisons 225 kV Préguiillac-Saintes et Farradières-Saintes), la poursuite des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA 2 ») et sur l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie (« Savoie – Piémont »), et la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance.



# Consommation

## Evolution de la consommation



## Stabilité de la consommation

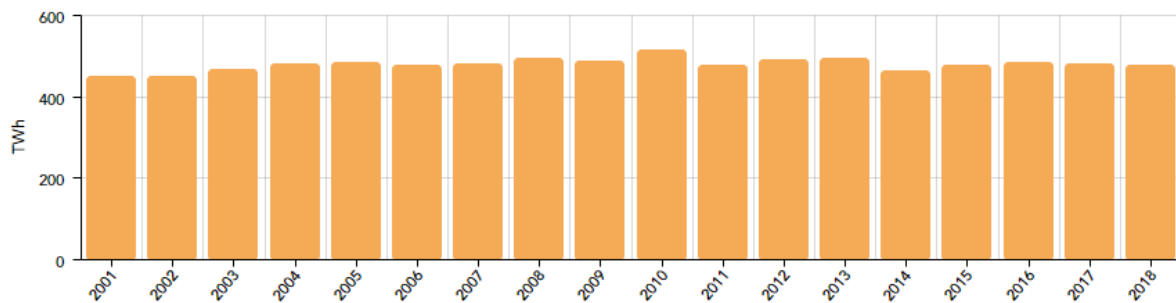
Sur une perspective de long terme, une tendance à la stabilisation de la consommation totale d'électricité s'observe depuis plusieurs années et traduit globalement une meilleure maîtrise de la consommation malgré une utilisation croissante d'appareils électriques.

En 2018, on note cependant une consommation légèrement en baisse par rapport à 2017. Cette légère baisse s'explique par des facteurs conjoncturels tels que des températures globalement plus douces, surtout en tout début et en fin d'année, par une croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire au printemps.

## Consommation brute

En 2018, la **consommation brute** s'établit à près de 478 TWh, soit une légère baisse de 0,8% par rapport à l'année précédente.

Evolution de la consommation brute



Pour mieux comprendre

### Pourquoi corriger la consommation brute ?

#### *Pour mieux observer les évolutions structurelles*

Lorsqu'il fait très froid, de l'électricité est consommée pour se chauffer. A l'inverse lorsqu'il fait très chaud, de l'électricité est consommée pour se rafraîchir. Pour mieux observer les évolutions structurelles d'une année à l'autre, la consommation d'électricité est corrigée de « l'aléa météorologique ». La demande d'électricité correspond alors à la demande qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence.

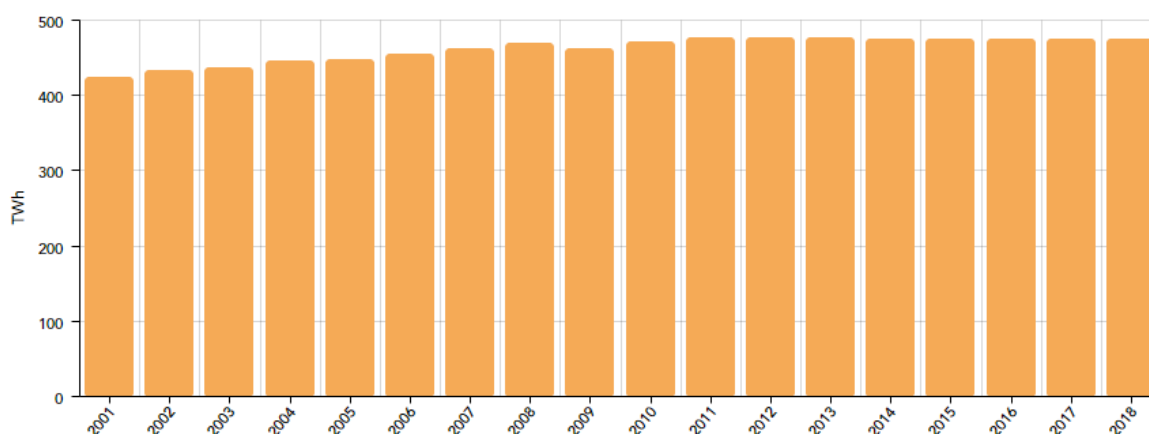
D'autres éléments peuvent être corrigés. Par exemple, les années bissextiles comportent un jour de plus en février. Pour s'affranchir de cet effet calendaire, la consommation est corrigée de façon à ne compter que 365 jours.

## Consommation corrigée

Pour mieux observer les évolutions structurelles, RTE procède à la correction de l'aléa climatique, et du 29 février pour les années bissextiles. La consommation corrigée correspond ainsi à la demande qui aurait été observée si les températures avaient été les températures de référence, pour une année de 365 jours.

Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires atteint 474 TWh en 2018, soit un niveau relativement stable par rapport à 2017 (-0,3%) mais aussi sur les dix dernières années.

### Consommation corrigée de l'aléa météorologique



A noter : l'étude 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.

#### Focus

### éCO2mix, tout savoir de l'électricité en France, dans votre région ou votre métropole

[Eco2mix est une application pédagogique au service de la transparence.](#)

Que vous soyez un simple citoyen désirent comprendre l'électricité pour mieux la consommer, un amateur éclairé ou un professionnel de l'énergie, éCO2mix permet, de façon ludique ou experte, de suivre les données du système électrique à la maille du pays, des régions et des métropoles, de comprendre sa consommation électrique et d'avoir des conseils pour la réduire et d'agir efficacement en cas d'alerte sur le réseau électrique en appliquant des gestes simples pour éviter ou réduire le risque de déséquilibre du réseau électrique.

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



## Une année tout en contraste

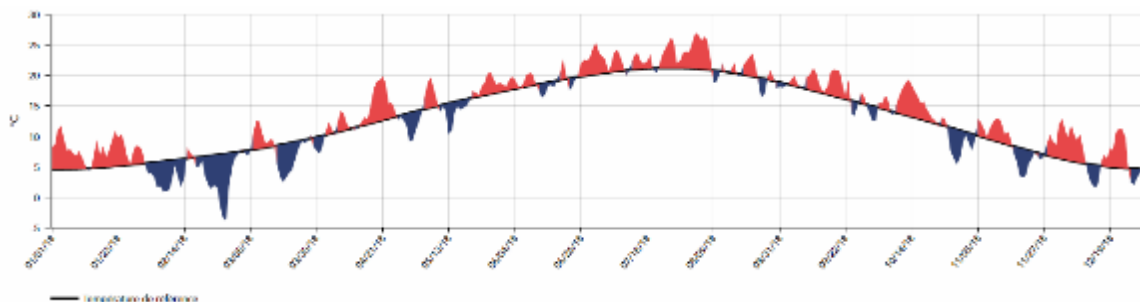
L'année 2018 s'établit comme l'une des années les plus chaudes enregistrées (+0,7°C par rapport à la température moyenne de référence) dépassant même l'année 2014.

Des contrastes sont cependant observés avec l'analyse journalière (source : Météo France) :

- Le début d'année a été exceptionnellement doux, janvier 2018 se classe au 1<sup>er</sup> rang des mois de janvier les plus chauds depuis 1900 ;
- A l'inverse, avec des températures moyennes inférieures de 2,2°C à la normale, février 2018 s'est terminé par un pic de froid tardif ;
- Après un printemps maussade, les mois de juillet et d'août figurent respectivement aux 3<sup>ème</sup> et 4<sup>ème</sup> rangs des mois de juillet/août les plus chauds depuis 1900. L'été 2018 se classe ainsi au 2<sup>ème</sup> rang des étés les plus chauds (tout en restant loin derrière 2003).

La consommation est corrigée de ces variations ce qui permet d'observer plus finement les évolutions structurelles.

Evolution de la température en France par rapport à la température de référence



# Répartition sectorielle de la consommation



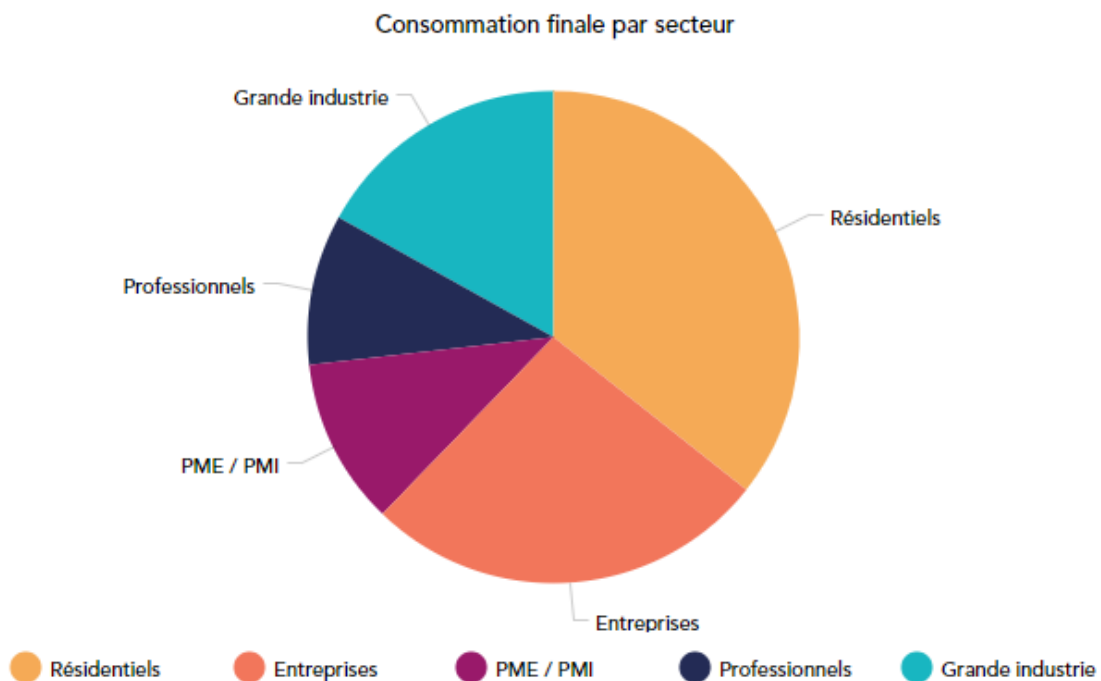
- 1,8 %

Une répartition sectorielle de la consommation stable avec une légère baisse de la grande industrie

## Peu d'évolution dans la répartition sectorielle de la consommation

La répartition sectorielle de la consommation est similaire à celle de l'année 2017. A noter pour la grande industrie une légère baisse de la consommation suite à des mouvements sociaux importants pour le transport ferroviaire et à un incident survenu sur le site d'un client industriel du secteur de la métallurgie.

Le secteur le plus consommateur reste le résidentiel avec près de 35,7% de la consommation finale d'électricité, suivi par le secteur des entreprises (26,6%), de la grande industrie (16,9%), des PME/PMI (11%) et enfin le secteur des professionnels qui représente 9,9% du volume total.



## *Qui sont les clients de RTE ?*

RTE agit pour le bénéfice de la collectivité et de ses clients – les producteurs et les distributeurs d'électricité, les industriels et les négociants, en proposant des solutions qui participent à la maîtrise des coûts du système électrique et qui préservent ainsi l'activité économique.

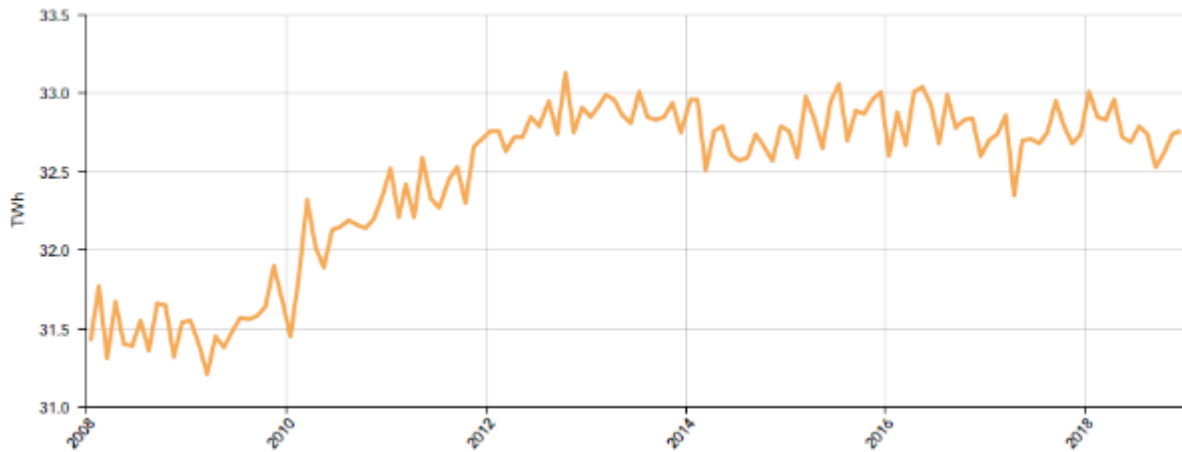
Gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE est au cœur du système électrique et a la charge de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. 24 h/24 et 7 j/7, RTE joue un rôle clé pour aiguiller les flux d'électricité et optimiser le fonctionnement du système électrique pour ses clients et la collectivité. RTE achemine l'électricité en tout point du territoire, depuis ses lieux de production jusqu'aux sites industriels qui sont directement raccordés à son réseau et jusqu'aux réseaux de distribution qui font le lien avec les consommateurs finaux.

[En savoir plus sur nos clients](#)

## Stabilité de la consommation, sur les réseaux de distribution, des PME/PMI, professionnels, entreprises et particuliers

Par rapport à l'année passée, la consommation, pertes des réseaux de distribution incluses avec correction des variations saisonnières, des PME/PMI, des professionnels, des entreprises et des particuliers, raccordés aux réseaux de distribution est stable.

### Consommation des PME/PMI, des professionnels, des entreprises et des particuliers Corrigée des variations saisonnières

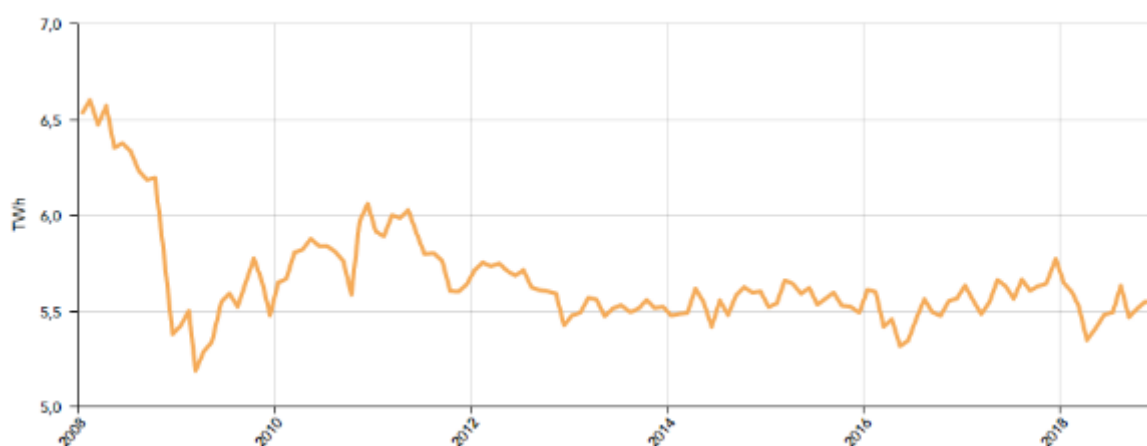


L'application des directives et réglementations sur l'efficacité énergétique des équipements contribue à la tendance observée. A ces effets s'ajoute le ralentissement de la croissance du parc de nouveaux bâtiments chauffés à l'électricité, lié à la réglementation thermique 2012.

## Légère baisse de l'activité de la grande industrie

La consommation de la grande industrie\* directement raccordée au réseau public de transport s'élève à 66,2 TWh. Ce volume est en baisse de 1,8% par rapport à 2017, ce qui s'explique principalement par des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire et par un incident survenu sur le site d'un client industriel du secteur de la métallurgie.

**Consommation de la grande industrie, hors énergie**  
**Corrigée des variations saisonnières**

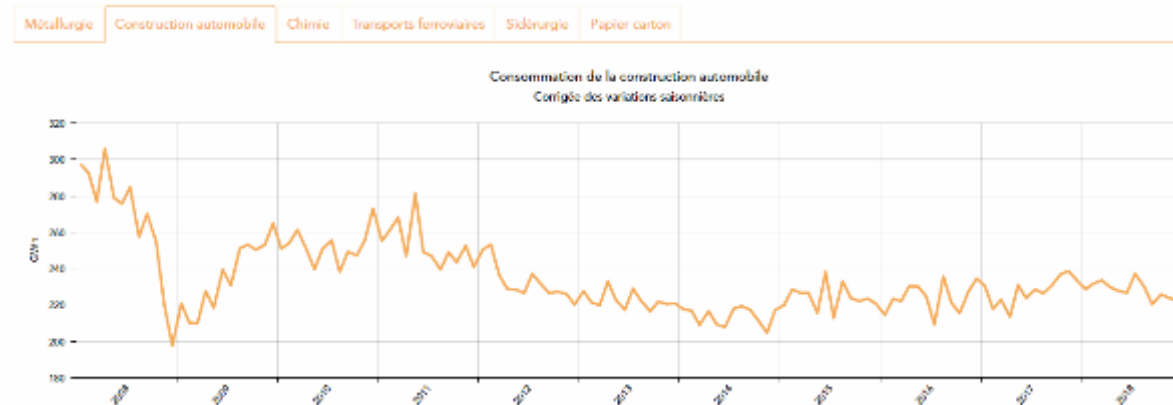
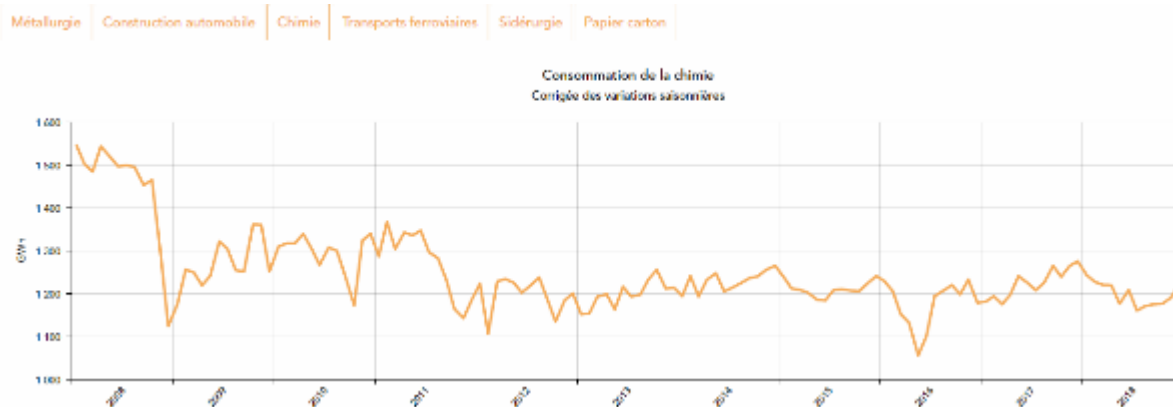
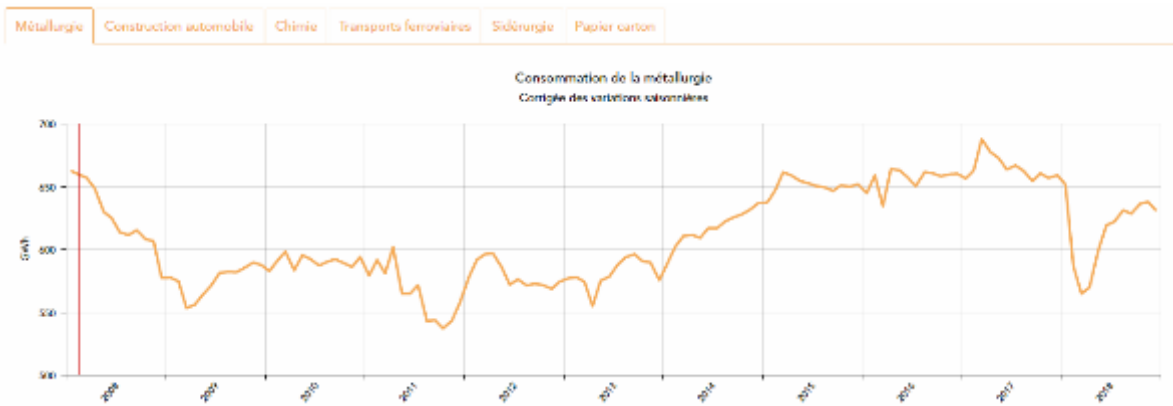


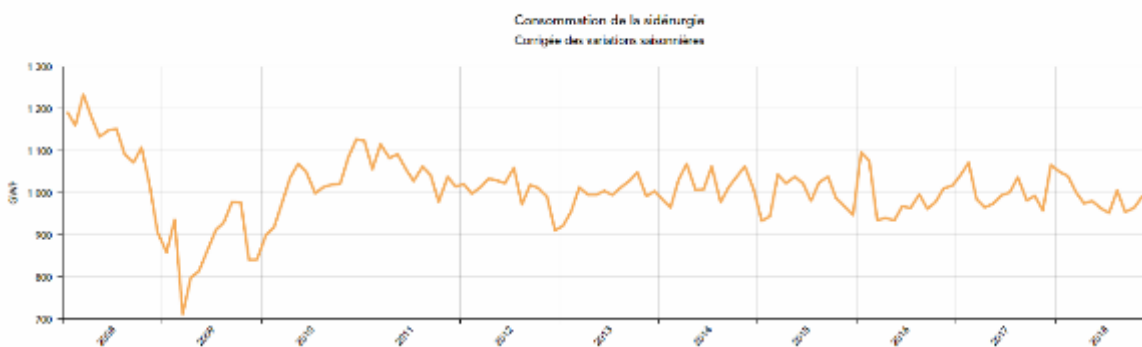
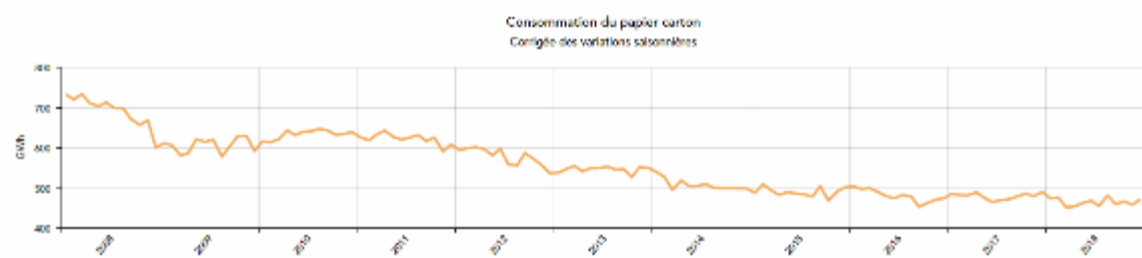
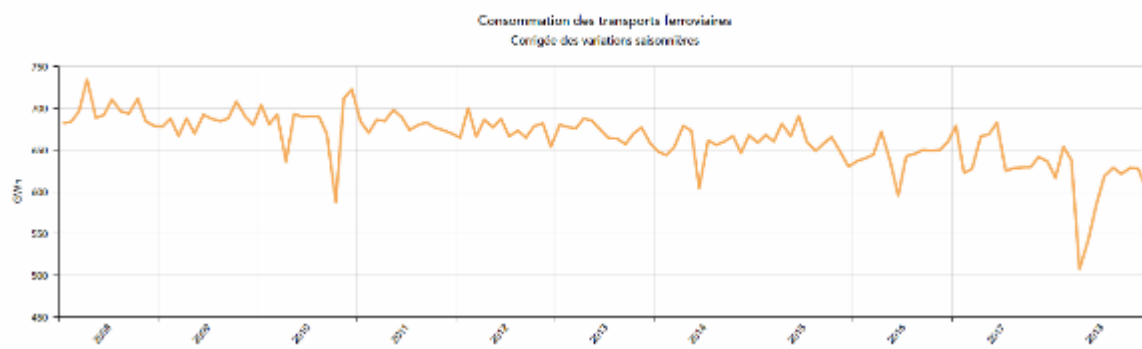
\* autoconsommation incluse, hors pertes, et hors secteur énergie

## Une légère baisse de la consommation pour la plupart des secteurs de la grande industrie

La consommation industrielle cache des dynamiques variées selon les secteurs en 2018.

A l'exception de la construction automobile et des industries légères qui voient leur consommation augmenter respectivement de +0,1% et de +3,4% par rapport à l'année passée, l'ensemble des secteurs de la grande industrie subisse une légère baisse. La métallurgie enregistre la plus forte baisse avec -7,6% (liée à un incident survenu sur le site d'un client industriel), suivis par les transports ferroviaires avec -6% (principalement liée aux mouvements sociaux), le papier carton avec -3,1%, la chimie avec -2,1%, la sidérurgie avec -1,7% et l'énergie avec -0,9%.

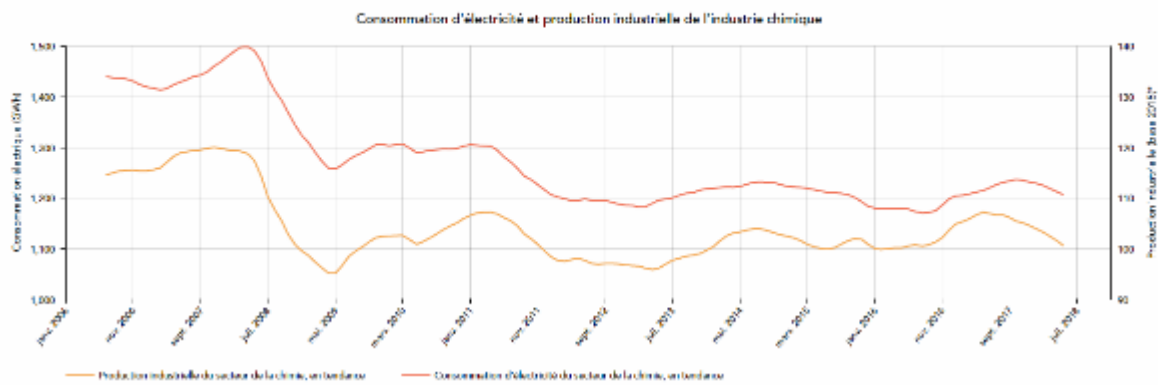




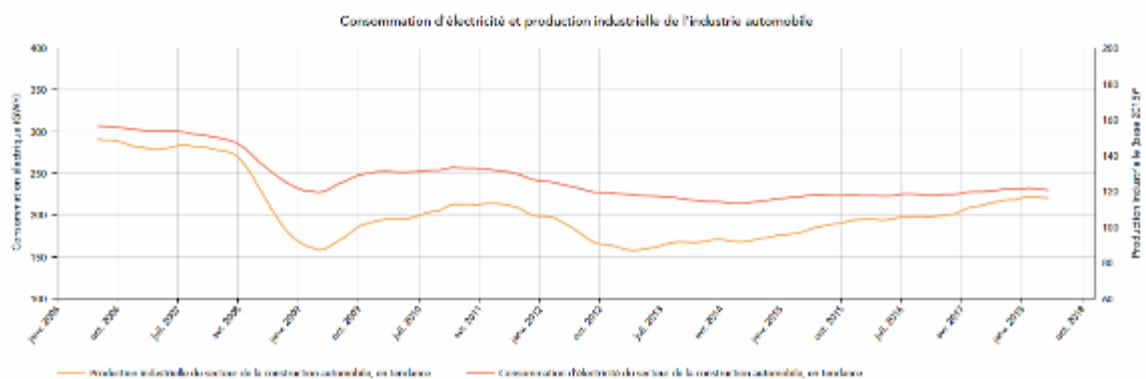
# Une meilleure efficacité énergétique pour la grande industrie

La consommation d'électricité du secteur de la grande industrie est fortement dépendante de la production industrielle. Cependant, l'amélioration des process voire le changement des moyens de production ont conduit à plus d'efficacité dans l'utilisation de l'énergie. On effectue ici une analyse graphique des courbes de production industrielle et de consommation électrique. On constate un rapprochement des courbes, visible notamment pour les secteurs de la chimie, de la construction automobile et du papier carton, ceci peut s'expliquer par une meilleure efficacité énergétique, à supposer qu'il n'y ait pas eu de transfert d'usages.

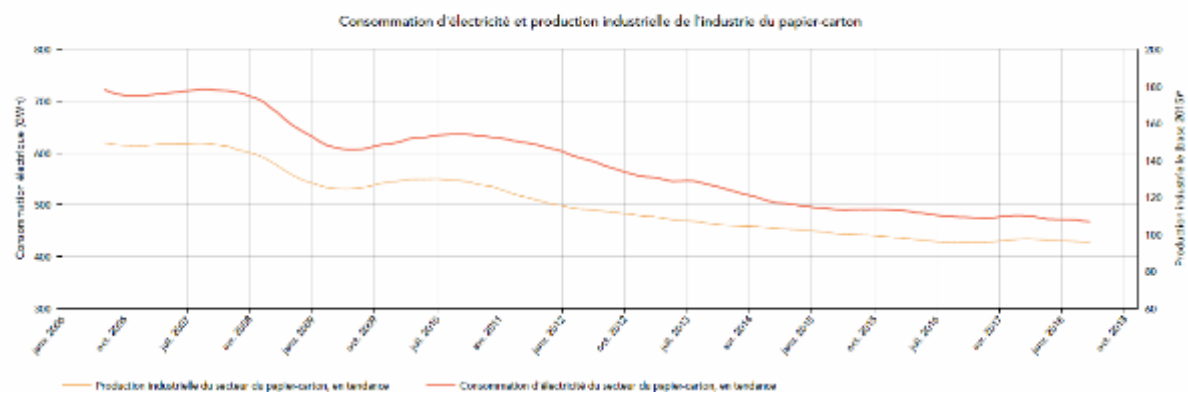
Chimie Construction automobile Papier carton



Chimie Construction automobile Papier carton







\* base 2015 : moyenne de l'indice de production industrielle (INSEE) pour l'année de référence 2015 égale à 100

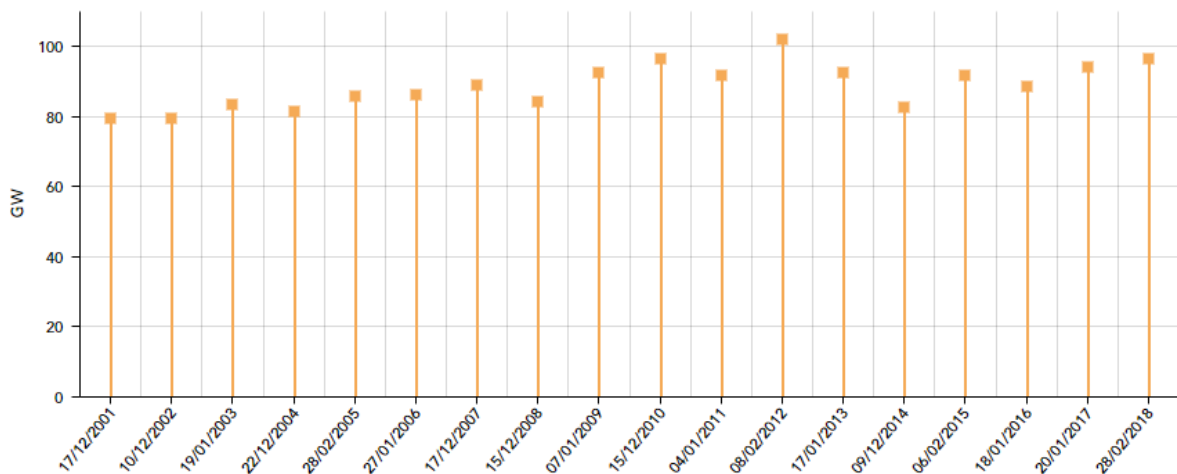
# Sensibilité à la température et aux usages



## Une pointe de consommation historiquement haute

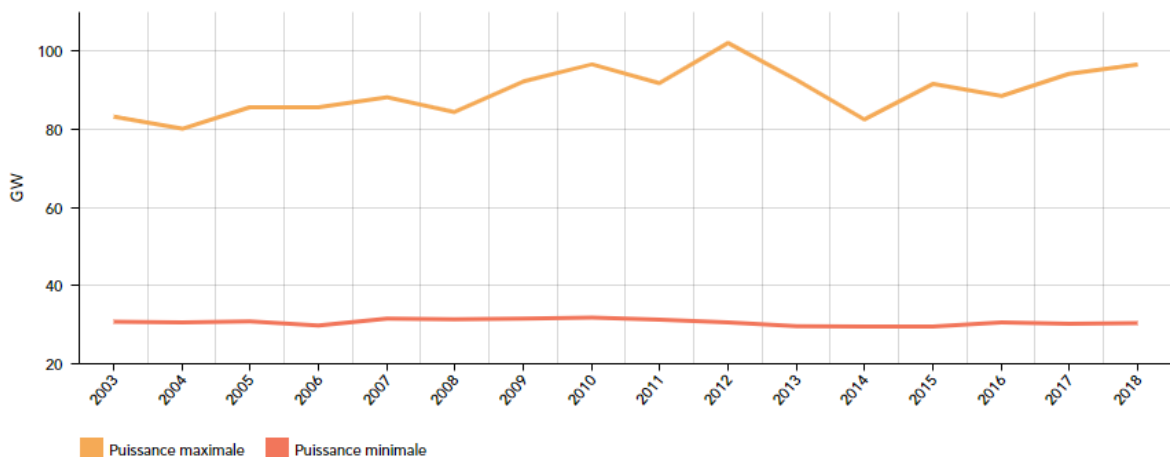
La consommation d'électricité atteint un pic de 96,6 GW le mercredi 28 février 2018 à 19h alors qu'une vague de froid tardive s'installe en France. Il s'agit de la 3<sup>ème</sup> pointe de consommation la plus haute jamais enregistrée en France.

### Historique des pointes de consommation



Le minimum de consommation, observé le dimanche 12 août 2018, atteint 30,4 GW.

### Evolution des extrema annuels de consommation



## Pourquoi des pics et des creux de consommation ?

La consommation française dépend fortement de la saison, du jour et de l'heure.

En hiver, l'utilisation du chauffage électrique entraîne une consommation plus importante qu'en été.

De même, l'activité de la population engendre une consommation plus élevée en semaine que le week-end.

Au cours de la journée, les usages de type éclairage et cuisson qui interviennent notamment le soir, lorsque les français rentrent chez eux, sont à l'origine du pic observé aux alentours de 19h.

## En hiver, la consommation augmente de 2 400 MW par degré perdu

La consommation d'électricité en France dépend fortement de la température, notamment pendant les mois d'hiver en raison du parc important de chauffages électriques.

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 forme de la courbe de la consommation totale est imposée par la composante thermosensible.

### Consommation électrique brute et part thermosensible sur l'hiver 2017-2018



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.

## L'efficacité énergétique : une consommation domestique moins énergivore

Les appareils domestiques sont de plus en plus performants et sont sources d'économie sur la facture énergétique des ménages.

La consommation annuelle moyenne d'un ménage pour les usages domestiques était estimée à 2 350 kWh en 2016. Cette consommation serait divisée par deux pour un ménage qui ne compterait que des équipements performants (classe A+++).

Consommation domestique moyenne	2007 2550 kWh	2012 2500 kWh	2017 2350 kWh	2017 Meilleure technologie
 Réfrigérateur	380 kWh	330 kWh	270 kWh	130 kWh
 Congélateur indépendant	440 kWh	390 kWh	340 kWh	140 kWh
 Lave-linge	190 kWh	180 kWh	160 kWh	140 kWh
 Sèche-linge	410 kWh	400 kWh	370 kWh	130 kWh
 Lave-vaisselle	250 kWh	230 kWh	200 kWh	150 kWh
 TV principale	220 kWh	230 kWh	200 kWh	70 kWh
 Plaques électriques	260 kWh	230 kWh	210 kWh	160 kWh
 Four	160 kWh	150 kWh	150 kWh	80 kWh
 Lampe	16 kWh	13 kWh	11 kWh	4 kWh

Focus

### Consultez le Bilan prévisionnel de RTE

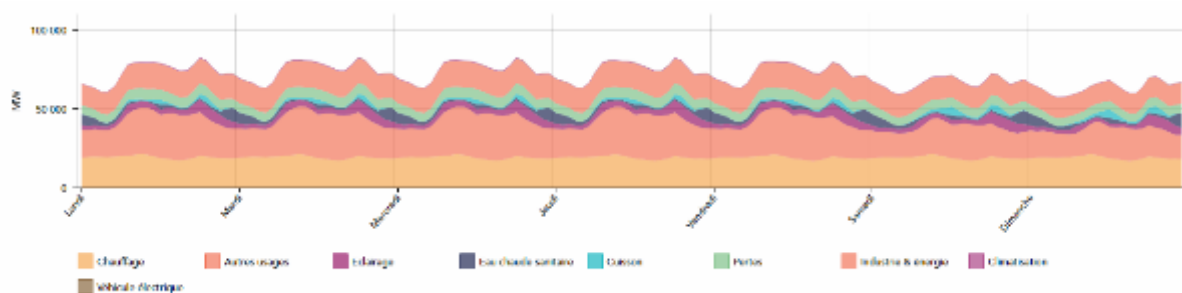
Les prévisions de consommation ainsi que les évolutions liées aux usages sont détaillées dans le [Bilan prévisionnel 2017](#) (lien supplémentaire : [Bilan prévisionnel 2018](#))

## Consommation par usage

Les puissances horaires appelées\* sur les deux graphiques montrent une forte variabilité entre les saisons. Elle est due en majeure partie au chauffage l'hiver.

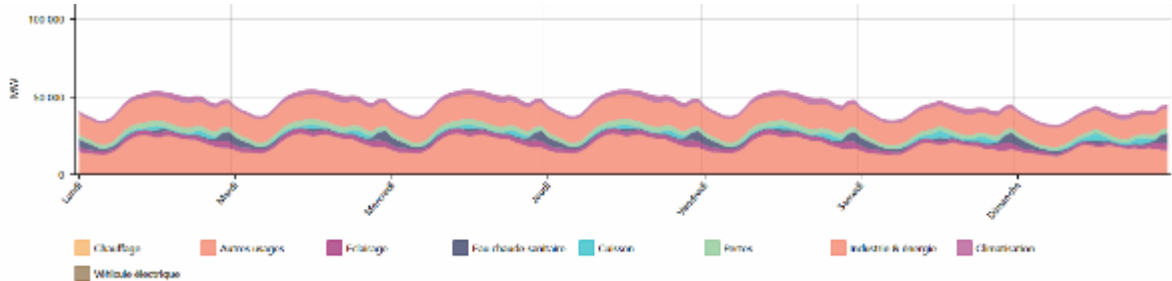
### Consommation par usage en hiver

Profil hebdomadaire de la puissance appelée à températures de référence selon les usages lors d'une semaine type de janvier



### Consommation par usage en été

Profil hebdomadaire de la puissance appelée à températures de référence selon les usages lors d'une semaine type de juin



\*A noter, ces graphiques présentent les puissances appelées à températures de référence. En réalité, la variabilité de la consommation est bien plus importante. Pour en savoir plus, revenez à l'article concernant la sensibilité à la température en cliquant sur « retour au contenu » en bas de cette page.

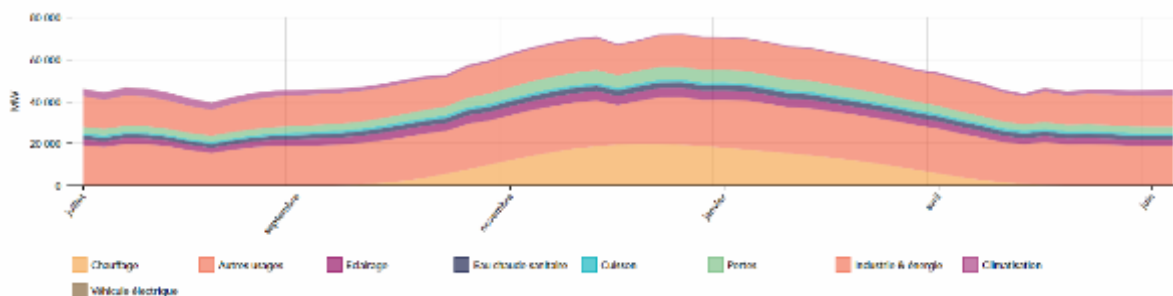
## Consommation par secteur

---

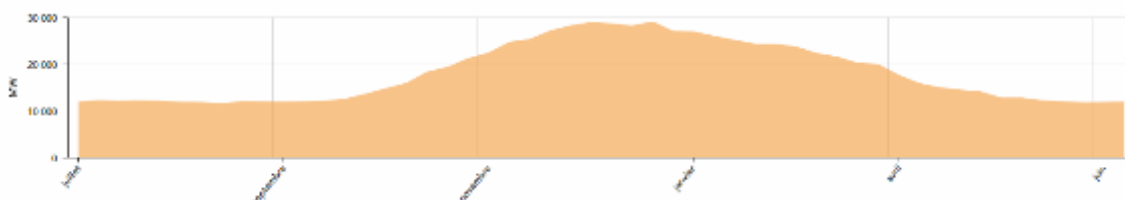
Au cours d'une année, l'analyse de la consommation par secteur montre :

- un recours important au chauffage électrique l'hiver qui se retrouve dans la consommation du secteur résidentiel et, dans une moindre mesure, dans celle du secteur tertiaire
- une brève diminution de la consommation fin décembre, dans le secteur tertiaire et dans celui de l'industrie. Cette baisse correspond aux fêtes de fin d'année où l'activité économique est moindre. Des diminutions sont également visibles pour ces deux secteurs lors des autres périodes de vacances scolaires (en août par exemple).

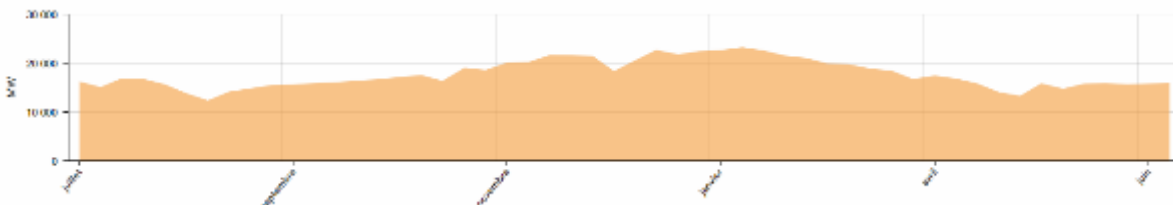
**Consommation par usage sur l'année**  
**Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence par usage pour une période type de juillet à juin**



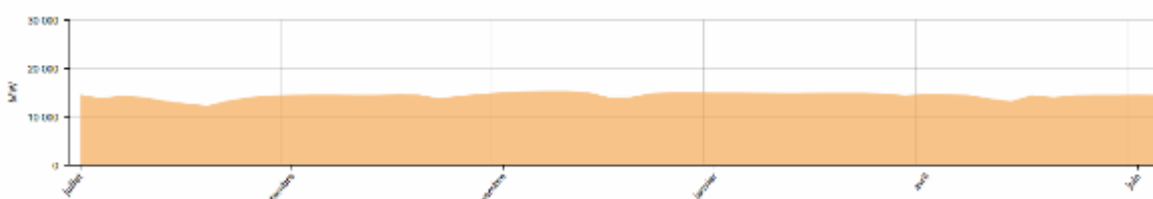
**Consommation du secteur résidentiel**  
**Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence pour une période type de juillet à juin**



**Consommation des secteurs tertiaire, agricole et des transports**  
**Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence pour une période type de juillet à juin**



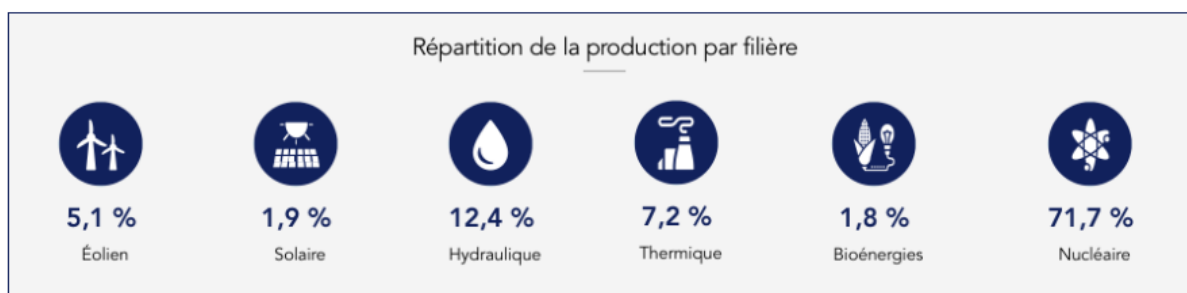
**Consommation du secteur industriel**  
**Moyenne hebdomadaire des puissances appelées à températures de référence pour une période type de juillet à juin**





# Production

## Production totale



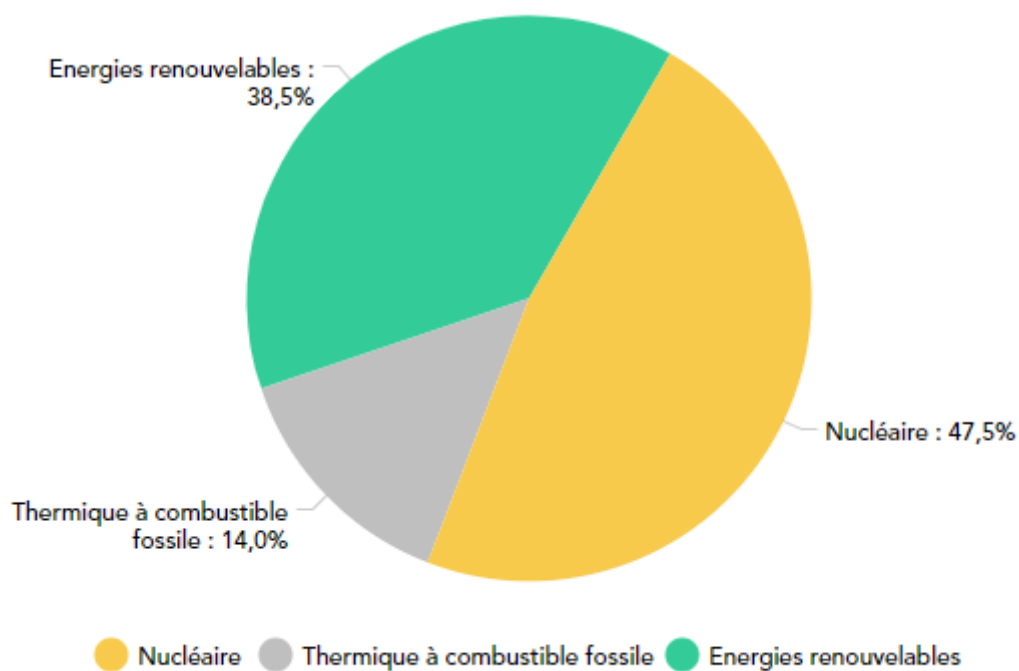
## +2 GW de puissance installée

En France métropolitaine, la puissance installée du parc de production d'électricité approche les 133 GW (132,9 GW exactement). Elle progresse de 2 GW (+1,6%) par rapport à 2017. Ce sont les filières éolienne et solaire qui comptent pour l'essentiel de cette augmentation. La fermeture du dernier groupe fioul de Cordemais explique la baisse significative du parc thermique à combustible fossile.

Puissance installée au 31/12/2018	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2017	Evolution MW	Part du parc installé
Nucléaire	63 130	0%	0	47,5%
Thermique à combustible fossile	18 588	-2,3%	-439	14%
<i>dont charbon</i>	2 997	0%	0	2,3%
<i>dont fioul</i>	3 440	-16,1%	-657	2,6%
<i>dont gaz</i>	12 151	+1,8%	218	9,2%

Puissance installée au 31/12/2018	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2017	Evolution MW	Part du parc installé
Hydraulique	25 510	-0,04%	-11	19,2%
Eolien	15 108	+11,2%	1 558	11,5%
Solaire	8 527	+11,4%	873	6,4%
Bioénergies	2 026	+4,2%	73	1,5%
<i>dont biogaz</i>	452	4,6%	20	0,3%
<i>dont biomasse</i>	634	6,4%	38	0,5%
<i>dont déchets de papeterie</i>	57	0%	0	0,04%
<i>dont déchets ménagers</i>	883	1,8%	15	0,7%
<b>Total</b>	132 889	+1,6%	2 054	100%

### Parc français au 31/12/2018





## Découvrez le registre national des installations de production d'électricité et de stockage

Depuis 2017, les principales caractéristiques des installations françaises de production et de stockage sont détaillées sur l'OpenData Réseaux Énergie et mises à jour mensuellement. Parmi les informations disponibles, vous retrouverez la localisation, la filière, le combustible, la puissance, l'énergie annuelle, etc. Ces données sont mises à disposition par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de France métropolitaine et d'Outre-mer [ici](#).

### Pour mieux comprendre

## Energie et puissance : quelle différence ?

### Mieux comprendre la différence entre puissance et énergie

La puissance (en watt, symbole W) d'un moyen de production mesure sa capacité à délivrer une quantité d'énergie par unité de temps. Le wattheure (Wh) est utilisé pour quantifier l'énergie délivrée : 1 Wh correspond à l'énergie produite par un moyen de production d'une puissance de 1 W pendant une durée d'une heure ( $1 \text{ W} \times 1 \text{ h}$ ).

Outre le kilowatt-heure ( $\text{kWh} = 10^3 \text{ Wh}$ ), de plus grands multiples du watt-heure sont souvent utilisés lorsqu'il est question de production électrique : le mégawatt-heure ( $\text{MWh} = 10^6 \text{ Wh}$ ), le gigawatt-heure ( $\text{GWh} = 10^9 \text{ Wh}$ ) ou encore le térawatt-heure ( $\text{TWh} = 10^{12} \text{ Wh}$ ). L'énergie consommée en une heure correspond à la puissance appelée pendant cette durée de temps.

## La production d'électricité en hausse significative

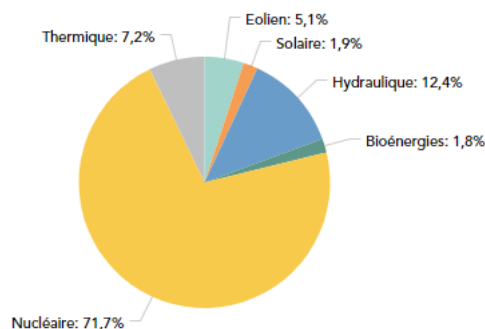
La production totale d'électricité en France s'établit à 548,6 TWh en 2018 soit une hausse de 3,7% par rapport à 2017. C'est la plus forte augmentation annuelle depuis 2010. Les énergies renouvelables fournissent près de 20% (contre 16% en 2017) de l'énergie électrique totale. C'est sur la filière hydraulique que s'observe la hausse la plus importante (+27,5%). L'éolien et le solaire contribuent également largement avec des augmentations respectives de 15,3% et 11,3%. La production d'origine nucléaire augmente de 3,7% sur un an mais, comme en 2017, représente une part de la production totale d'électricité proche de ses plus bas niveaux depuis 1992. Dans ce contexte de production à la hausse, la production d'origine thermique fossile diminue logiquement de façon importante. En effet, cette dernière recule de 26,8% lorsque, dans le même temps, la production d'origine renouvelable progresse de 21,9%.

Energie produite	TWh	Variation 2018/2017	Part de la production
<b>Production nette</b>	548,6	+3,7%	100%
<b>Nucléaire</b>	393,2	+3,7%	71,7%
<b>Thermique à combustible fossile</b>	39,4	-26,8%	7,2%
<i>dont charbon</i>	5,8	-40,3%	1,1%
<i>dont fioul</i>	2,2	-26,6%	0,4%
<i>dont gaz</i>	31,4	-23,6%	5,7%
<b>Hydraulique</b>	68,3	+27,5%	12,5%
<i>dont renouvelable</i>	63,1	+30%	11,5%
<b>Eolien</b>	27,8	+15,3%	5,1%
<b>Solaire</b>	10,2	+11,3%	1,9%
<b>Bioénergies</b>	9,7	+2,3%	1,8%
<i>dont biogaz</i>	2,4	+7,3%	0,4%

Energie produite	TWh	Variation 2018/2017	Part de la production
<i>dont biomasse</i>	2,8	+4,8%	0,5%
<i>dont déchets de papeteries</i>	0,3	-10,1%	0,1%
<i>dont déchets ménagers non renouvelables</i>	2,1	-0,9%	0,4%
<i>dont déchets ménagers renouvelables</i>	2,1	-0,9%	0,4%



Energie produite



## Focus

### Et demain, quelle production?

Le vent, les courants liés aux marées, les vagues... ces sources d'énergies marines offrent un grand potentiel. Leur intégration dans le système électrique contribuera à la réussite de la transition énergétique et au développement d'une nouvelle filière industrielle. Découvrez comment RTE et ses partenaires relèvent des défis pour raccorder ces nouvelles sources de production sur le **MAG RTE&Vous**.

## Parc thermique à combustible fossile détaillé par technologie

	Puissance installée au 31/12/2018	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2017	Evolution MW	Part du parc installé
<b>Charbon</b>		2 997	0%	0	2,3%
<b>Fioul</b>		3 440	-16,1%	-657	3%
	<i>turbines à combustion</i>	1 403	0%	0	1,1%
	<i>cogénérations</i>	457	0%	0	0,3%
	<i>autres*</i>	1 580	-29,4%	-657	1,2%
<b>Gaz</b>		12 151	1,8%	218	9,2%
	<i>turbines à combustion</i>	703	0%	0	0,5%
	<i>cycles combinés gaz</i>	6 258	0%	0	4,7%
	<i>cogénérations</i>	4 883	3,9%	183	3,5%
	<i>autres*</i>	306	+13,2%	35	0,2%
<b>Total</b>		18 588	-2,3%	-439	14%

\* autres moyens de production hors turbines à combustion, cogénérations et cycles combinés gaz

## Détail de la production thermique à combustible fossile par technologie

Energie produite	TWh	Variation 2018/2017	Part de la production totale
<b>Production nette thermique fossile</b>	39,4	-26,8%	7,2%
<b>Charbon</b>	5,8	-40,3%	1,1%
<b>Fioul</b>	2,2	-26,6%	0,4%
<i>turbines à combustion</i>	0,3	-8,2%	0,1%
<i>cogénérations</i>	0,6	-18,1%	0,1%
<i>autres*</i>	1,3	-33%	0,2%
<b>Gaz</b>	31,4	-23,6%	5,7%
<i>turbines à combustion</i>	0,1	-73,5%	0,02%
<i>cycles combinés gaz</i>	17,4	-33,3%	3,2%
<i>cogénérations</i>	11,6	-16,8%	2,1%
<i>autres*</i>	2,2	+307,1%	0,4%

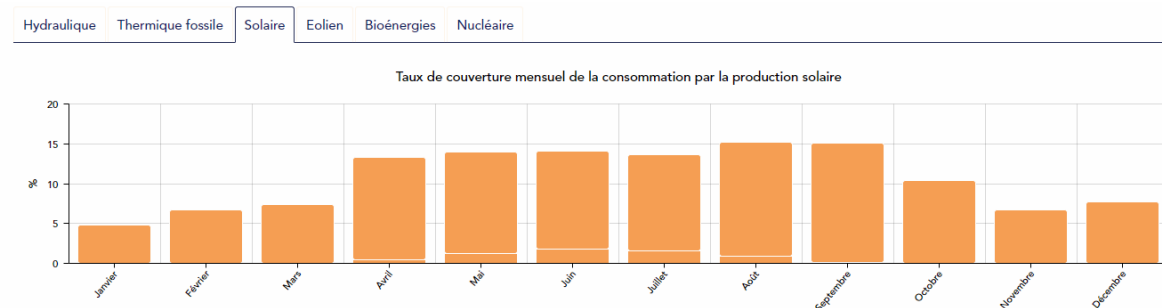
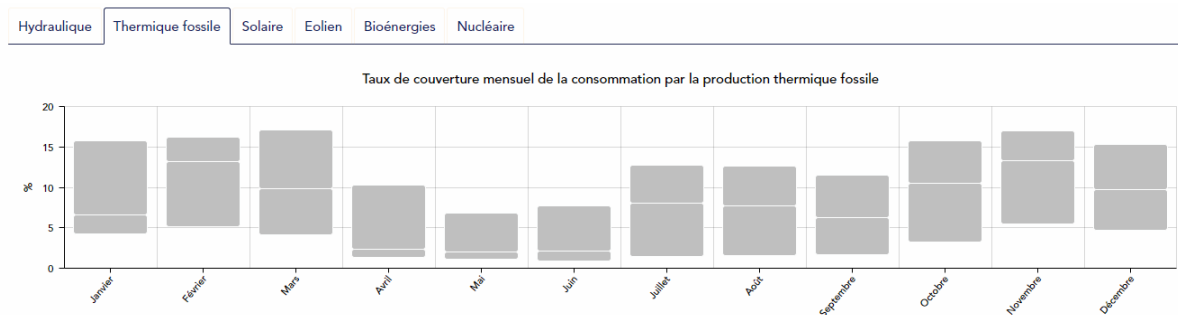
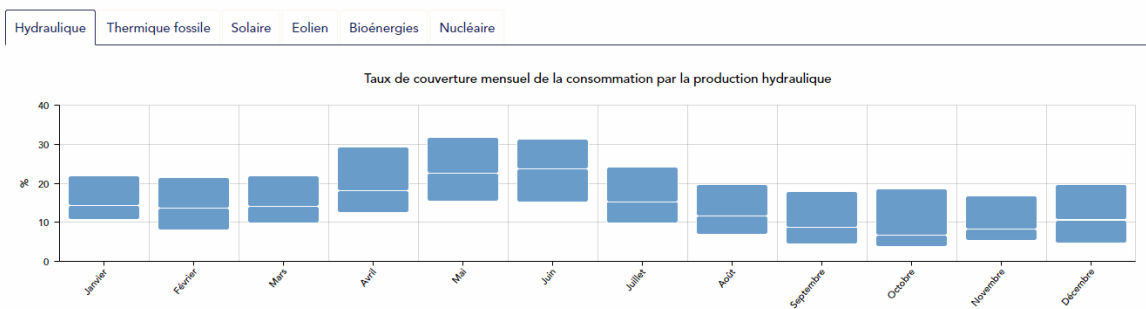
\* autres moyens de production hors turbines à combustion, cogénérations et cycles combinés gaz



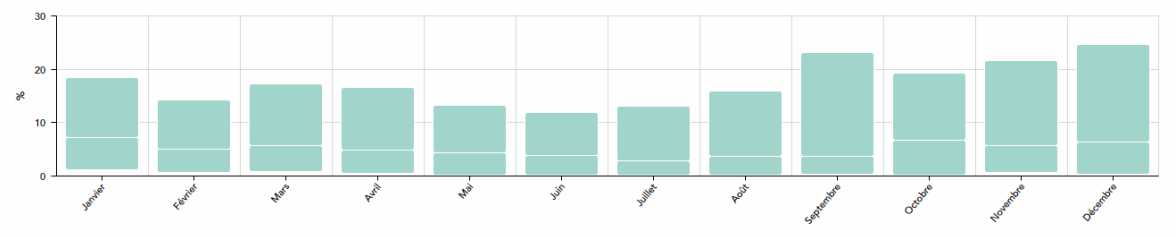
# Variabilité des moyens de production

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. La couverture de la consommation par la production hydraulique est maximale au mois de mai par exemple (jusqu'à 32%), cette période correspondant à la fonte des neiges. Néanmoins, le caractère modulable de cette production permet de compenser, dans une certaine mesure, la fluctuation des productions éolienne et solaire.

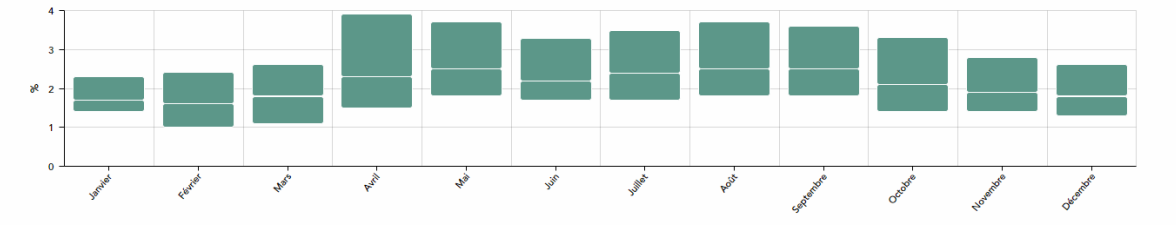
Les moyens de production utilisant des combustibles fossiles (charbon, fioul ou gaz) sont généralement plus sollicités durant la période hivernale et leur taux de couverture de la consommation totale fluctue en 2018 entre 1% et 17%.



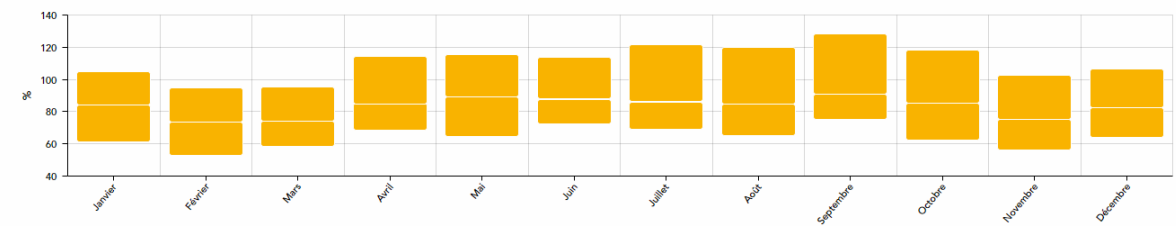
Taux de couverture mensuel de la consommation par la production éolienne



Taux de couverture mensuel de la consommation par la production bioénergie



Taux de couverture mensuel de la consommation par la production nucléaire



Les extrémités représentent le maximum et le minimum, tandis que le trait blanc modélise la médiane.

# La production d'électricité d'origine thermique



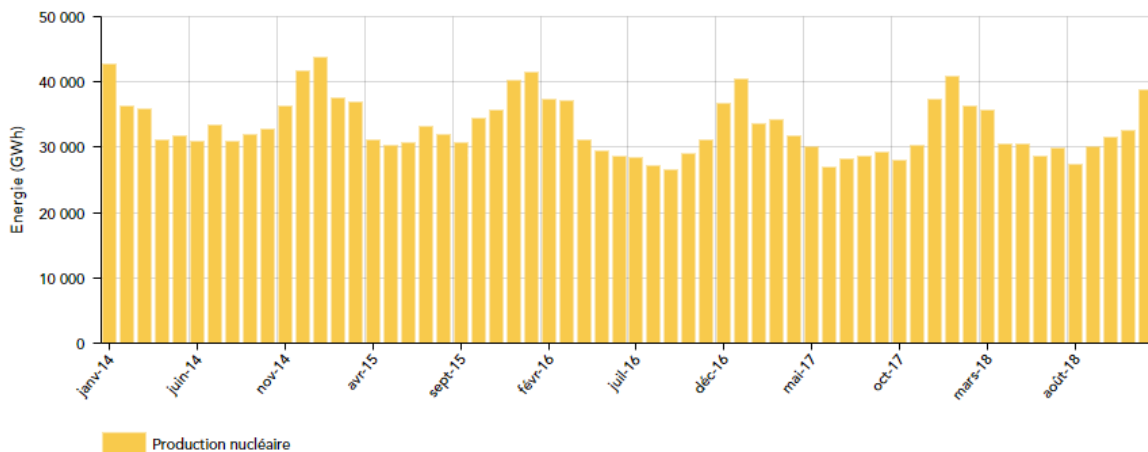
- 26,8 %

Production thermique à combustible fossile

## Nucléaire : Une production en légère hausse

Avec 63,1 GW la capacité de production nucléaire n'évolue pas. Elle représente près de la moitié de la capacité totale française (130 GW). Avec une disponibilité supérieure à 2017, la production nucléaire est en hausse (+3,7%, +14,06 TWh). La production représente 71,4% de la production totale d'électricité en France.

Production Nucléaire

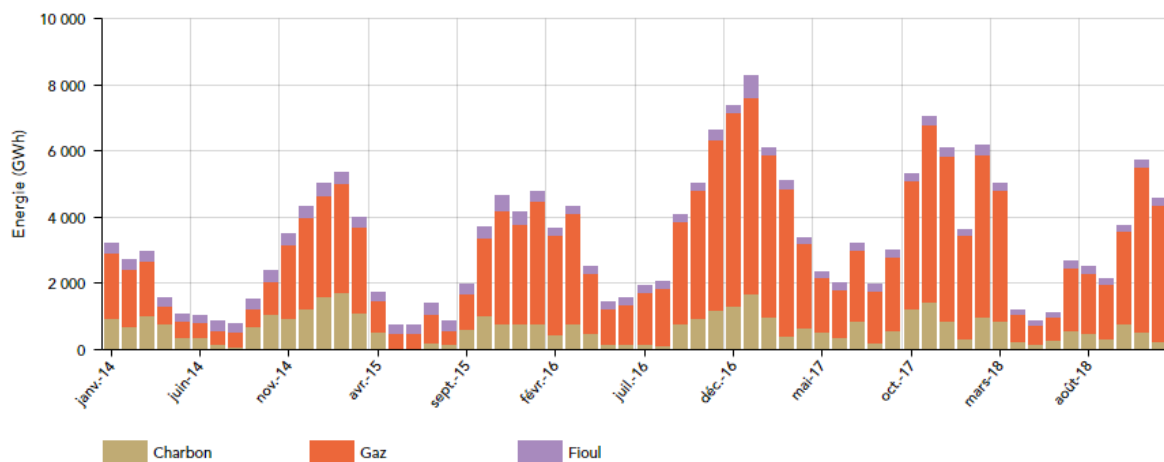


# Une production d'électricité d'origine thermique à flamme marquée par la fermeture de la dernière centrale au fioul

Le redressement progressif de la production nucléaire et la forte hausse de la **production hydraulique** en 2018 ont pour conséquence une mobilisation moins importante des installations thermique à combustible fossile. La production de cette filière a ainsi fortement diminué (-26,8%) en comparaison à une année 2017 exceptionnellement élevée.

Cette année, la centrale au fioul de Cordemais a cessé de produire au 31 Mars 2018 et est définitivement fermée au 31 décembre 2018. Mise en service en 1976, elle disposait d'une capacité de production de 700 MW. Il s'agissait de la dernière grande unité de production d'électricité au fioul en France raccordée au réseau de transport.

## Production thermique à combustible fossile



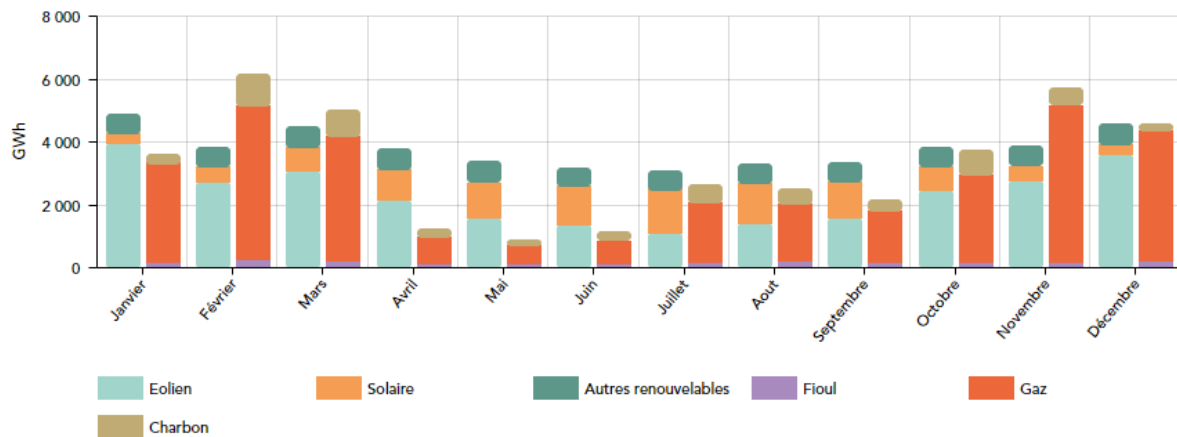
Pour mieux comprendre

## Le saviez-vous ?

Le CO<sub>2</sub> est un paramètre qui entre en compte dans les coûts variables de production d'une centrale à combustible fossile. Cette année, la forte hausse des prix des quotas de CO<sub>2</sub> a notamment privilégié la production de centrales au gaz par rapport aux centrales au charbon, celles-ci étant moins émettrices de CO<sub>2</sub> par MWh produit.

# Une production d'électricité renouvelable en hausse réduit le besoin aux moyen de production de pointe de type thermique à flamme

Productions mensuelles 2018 fossile et renouvelables  
(hors hydraulique)



La production d'électricité renouvelable est en hausse par rapport à 2017. Cela a eu notamment pour conséquence un appel moins important aux moyens de production à combustible fossile.

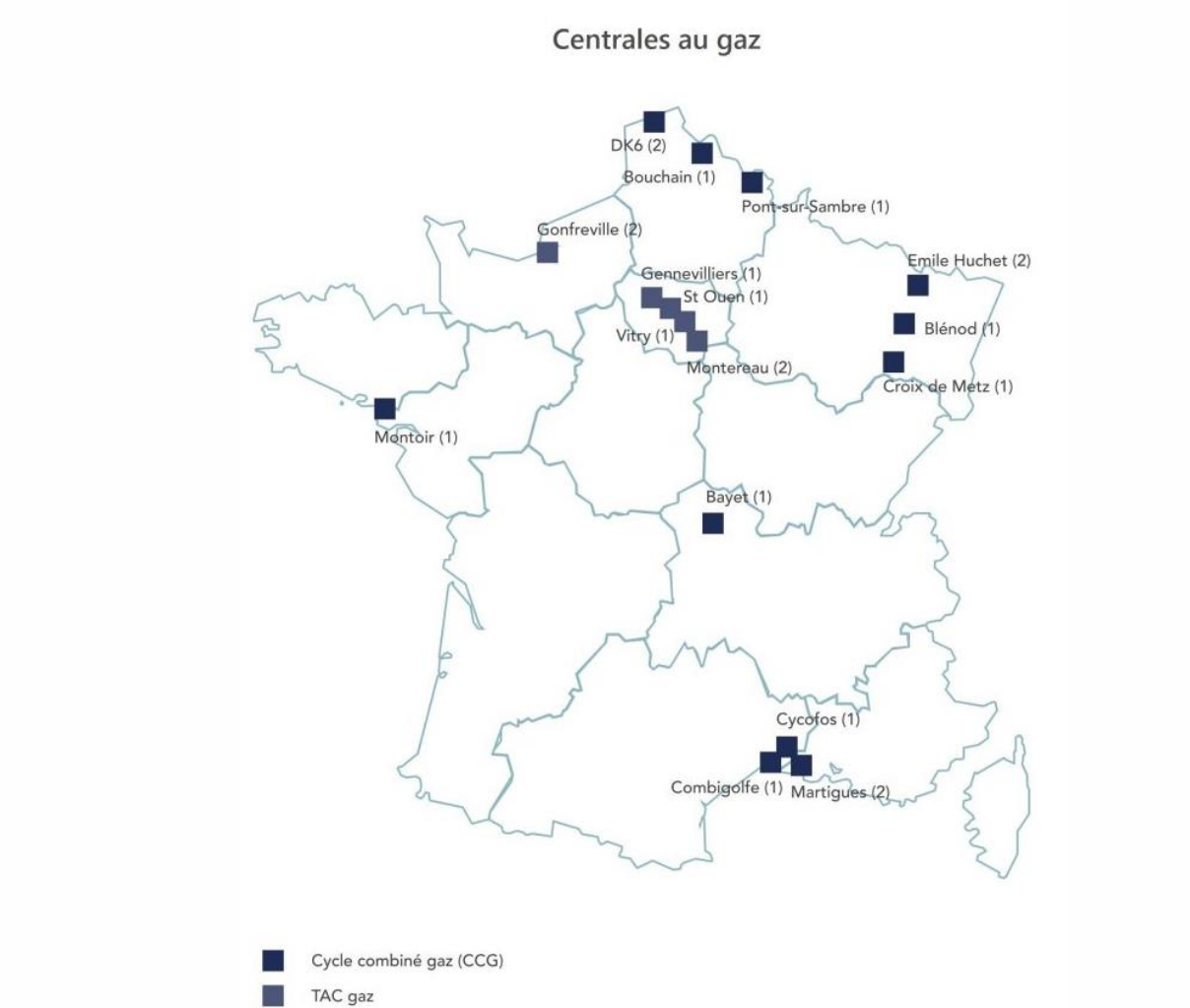
Sur le premier trimestre, les moyens thermiques à flamme, visant à passer les périodes de pointe liées aux vagues de froid en hiver, ont été largement sollicités. La production éolienne a également été forte du fait d'un vent important ces trois premiers mois. A noter que le mois de janvier a connu des températures plus clémentes que d'ordinaire, ce qui a entraîné une diminution de la production tous moyens confondus.

Au troisième trimestre, plusieurs facteurs ont contraint l'équilibre offre-demande. Tout d'abord, la production éolienne a été plus faible qu'au début de l'année. Par ailleurs, des températures exceptionnellement élevées en juillet ont provoqué une demande importante en énergie dues notamment à l'utilisation de la climatisation. Enfin la production nucléaire a diminué en août, suite aux réglementations environnementales qui interdisent aux centrales de rejeter de l'eau trop chaude susceptible de modifier l'équilibre environnemental.

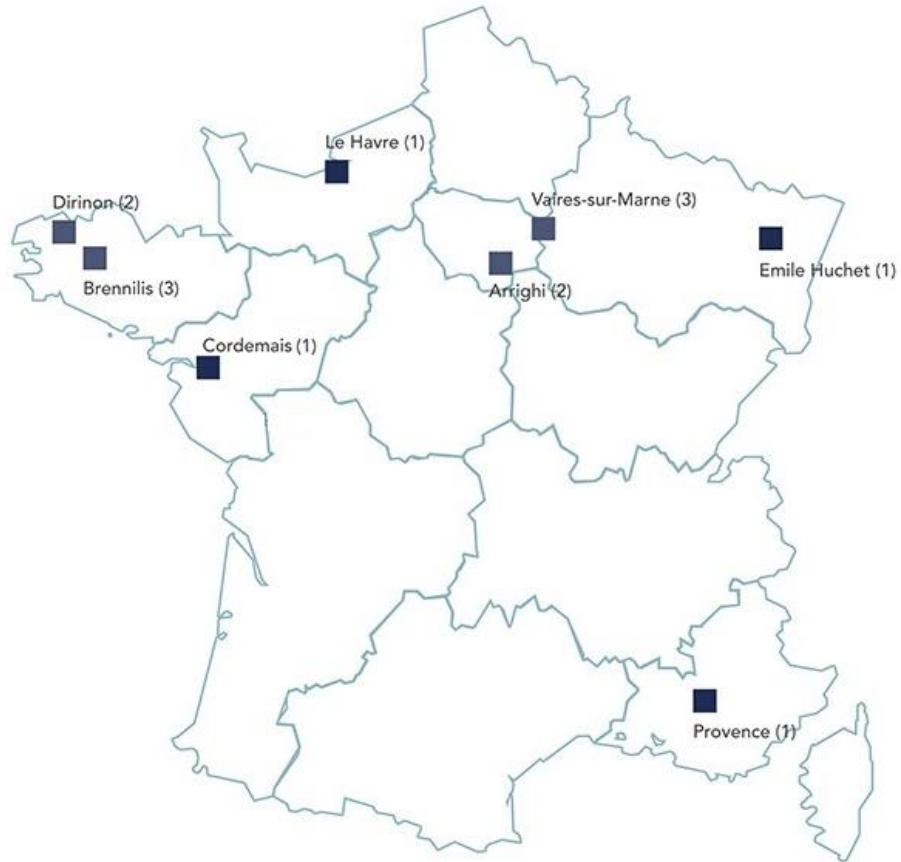
Tous ces facteurs ont eu pour conséquence une production d'électricité à partir de moyens thermique à flamme plus importante qu'au trimestre précédent. A noter également que la fin du second trimestre et le troisième trimestre sont marqués d'un fort ensoleillement, ce qui a permis une production solaire particulièrement élevée.

Au quatrième trimestre, la production d'énergie repart à la hausse en réponse à une demande énergétique qui croit naturellement avec l'hiver.

# Répartition des centrales à combustible fossile en France



## Centrales au charbon



- Charbon
- Turbine à combustion (TAC)

# Hydraulique



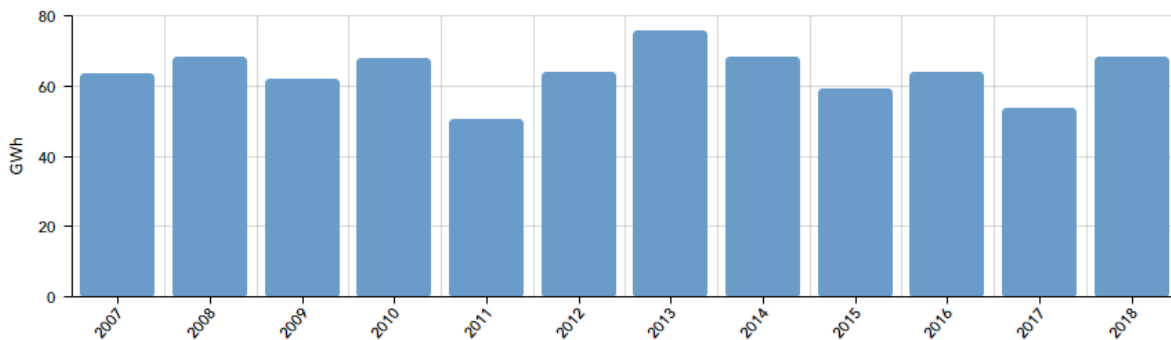
+ 27,5 %

Production hydraulique

## Net rebond de la production d'électricité d'origine hydraulique

La production hydraulique bondit de 27,5% par rapport à 2017. C'est le deuxième total annuel le plus élevé depuis 2007. Ce sursaut s'explique par un excédent pluviométrique qui a atteint jusqu'à 40% sur les cinq premiers mois de l'année.

Production hydraulique

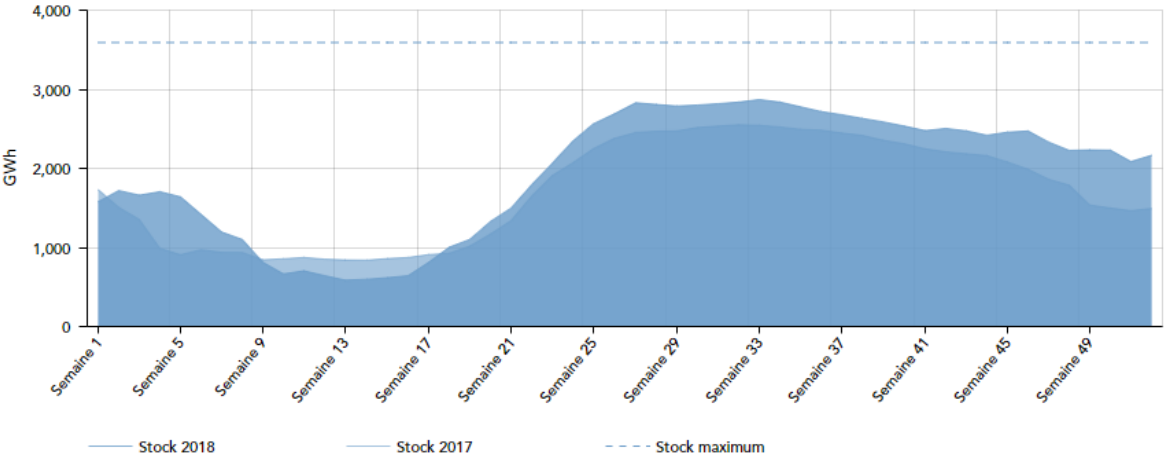




# Stock hydraulique en hausse

Le stock hydraulique en 2018 est supérieur à celui de 2017 sur toute l'année sauf entre les semaines 9 et 18. Sur l'année, il est en hausse de 12,6%. Le stock 2018 est même supérieur de 45% à celui de 2017 en début d'année (semaine 4 à 6) et en fin d'année (semaine 49 à 52).

Stock hydraulique hebdomadaire de 2017 et 2018

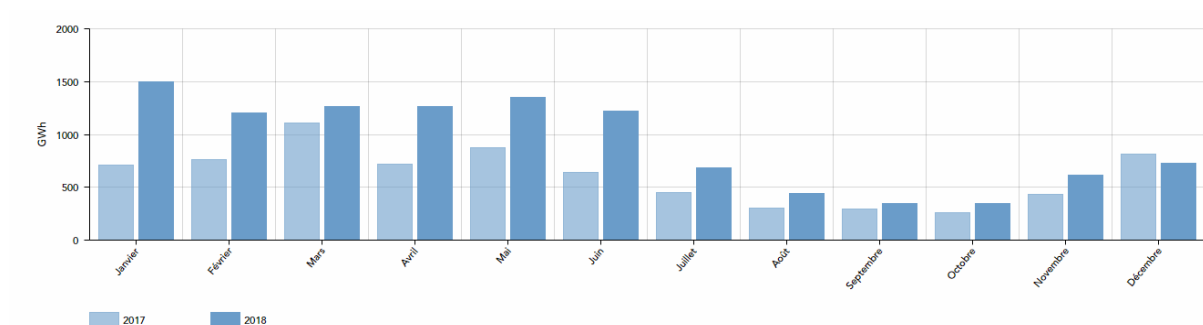


# Production hydraulique détaillée par type de centrale

## Eclusée

Les centrales « éclusées », situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir comprise entre 2 et 400 heures et assurent une fonction de modulation journalière, voire hebdomadaire (pic de consommation journalière, entre les jours ouvrés et non ouvrés ...).

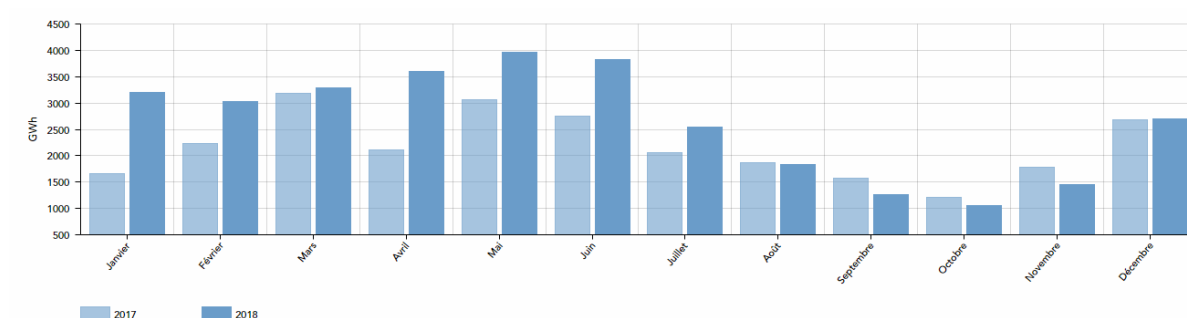
Production mensuelle des centrales éclusées



## Fil de l'eau

Les centrales « fil de l'eau », situées principalement dans les plaines, présentent une retenue de faible hauteur et ont une durée de remplissage inférieure à 2 heures. Elles ont donc des capacités faibles de modulation par le stockage et dépendent, pour la production, du débit des cours d'eau.

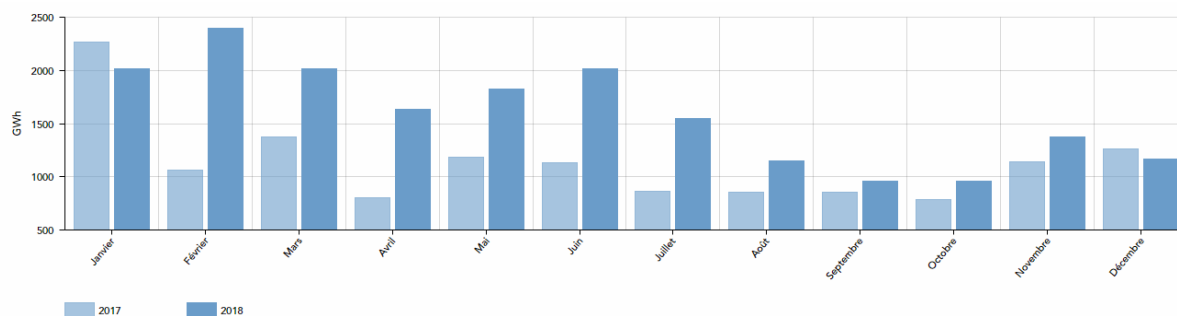
Production mensuelle des centrales fil de l'eau



## Lac

Les centrales « lacs », situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir supérieure à 400 heures et permettent un stockage saisonnier.

**Production mensuelle des centrales lac**

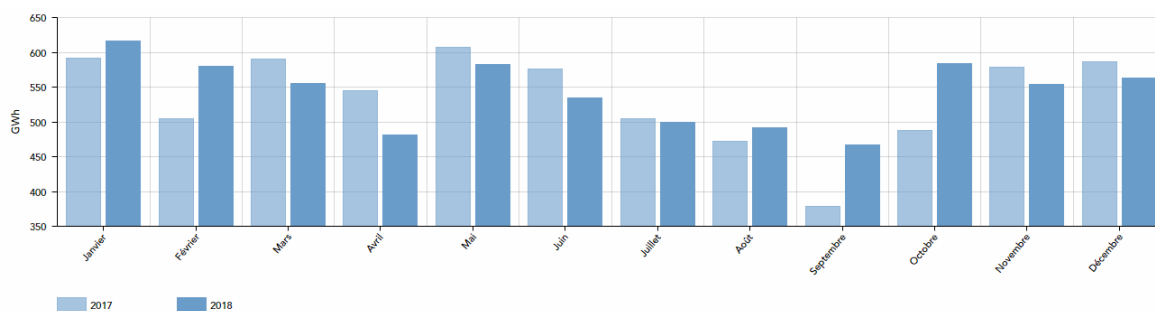


## Autre

Les centrales « autres » sont les centrales marémotrices et STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage). Les centrales marémotrices exploitent l'énergie issue des marées dans des zones littorales de fort marnage (différence de hauteur d'eau entre la marée haute et la marée basse se succédant). Elles utilisent le marnage pour produire de l'électricité en exploitant la différence de hauteur entre deux bassins séparés par un barrage.

Les centrales STEP, fonctionnant en cycles pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbines-pompes réversibles, constituent un outil de stockage efficace contribuant à l'équilibre du système électrique. Dans le cas où les réservoirs comprennent des apports naturels, la turbine appartient à la catégorie « pompage mixte ». Dans le cas contraire, elle appartient à la catégorie « pompage pur ».

**Production mensuelle des centrales autres**



# Eolien



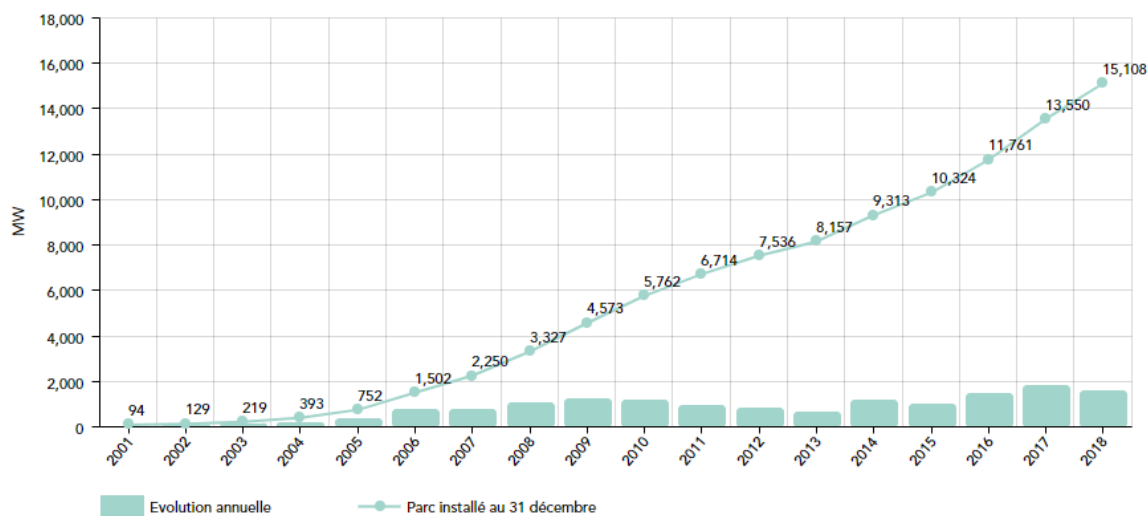
271 GWh

Maximum historique de production d'électricité journalière à partir d'éoliennes le 8 décembre 2018

## 15,1 GW de puissance installée : objectifs PPE 2018 atteints

Au 31 décembre 2018, la capacité de production du parc installé éolien est portée à 15 108 MW, soit 1 558 MW nouvellement raccordés. 1 024 MW sont raccordés sur le réseau RTE et 14 084 MW sur les réseaux d'Enedis, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse. Il s'agit d'une hausse de 11,2% par rapport à 2017. Les objectifs 2018 de la PPE fixés à 15 000 MW sont ainsi dépassés.

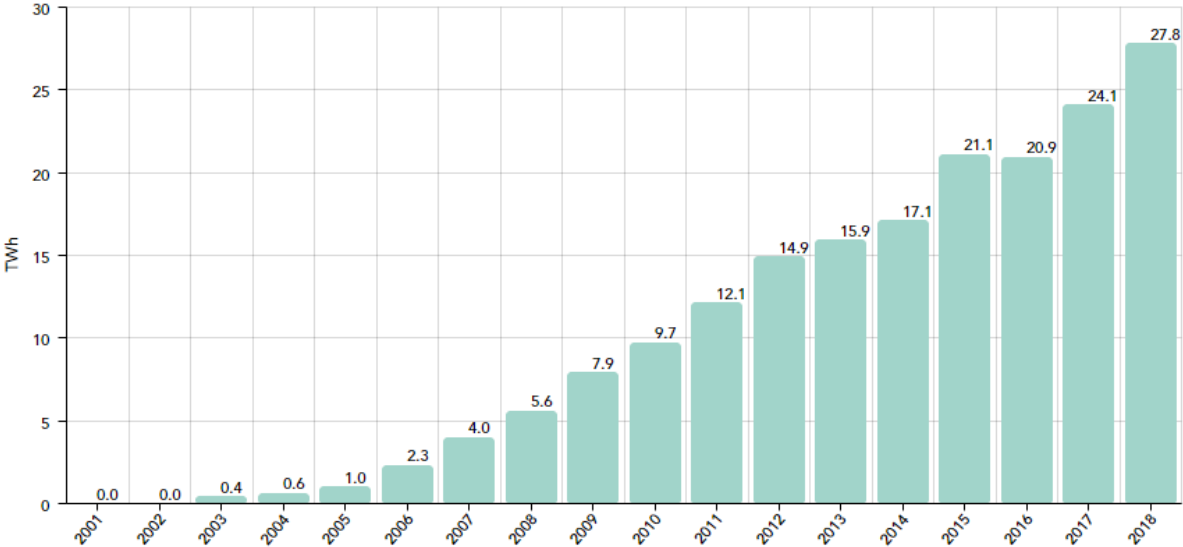
### Parc éolien



# Energie produite en hausse

La production éolienne progresse de 15,3% par rapport à 2017. Cette augmentation s'explique non seulement par la croissance du parc mais aussi par des conditions météorologiques particulièrement favorables en 2018.

Production éolienne



## Les objectifs de la PPE

Les objectifs de la PPE (en terme de capacité de production) se déclinent par filière de la façon suivante:

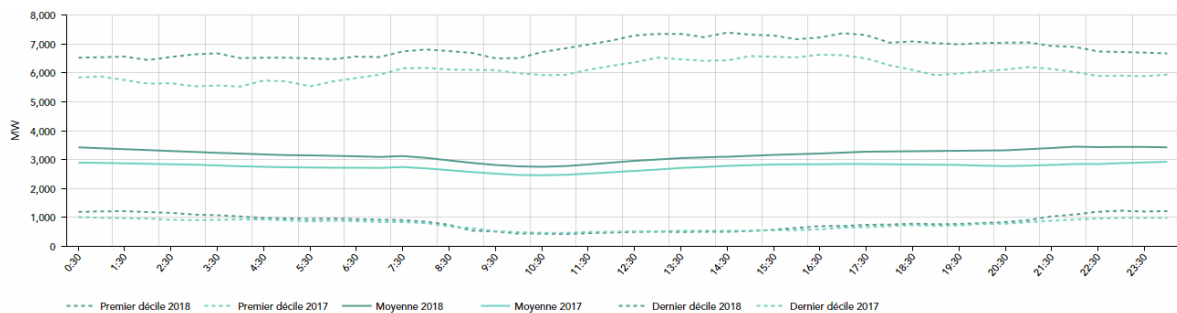
Filière	Objectifs 2018	Objectifs 2023 en MW*
Eolien	15 000	27 000 (dont 2 400 en mer)
Solaire	10 200	20 600

*\* Les objectifs 2023 sont encore dans la phase de débat public*

# La production éolienne au pas demi-horaire

En moyenne, le premier décile et le dernier décile sont en hausse (respectivement +10,2% et +13,4). Cette hausse générale reflète les bonnes conditions météorologiques de l'année. La France bénéficiant de plusieurs régimes de vent, l'effet de foisonnement géographique a tendance à compenser la variabilité de la production éolienne impactée par les conditions de vent.

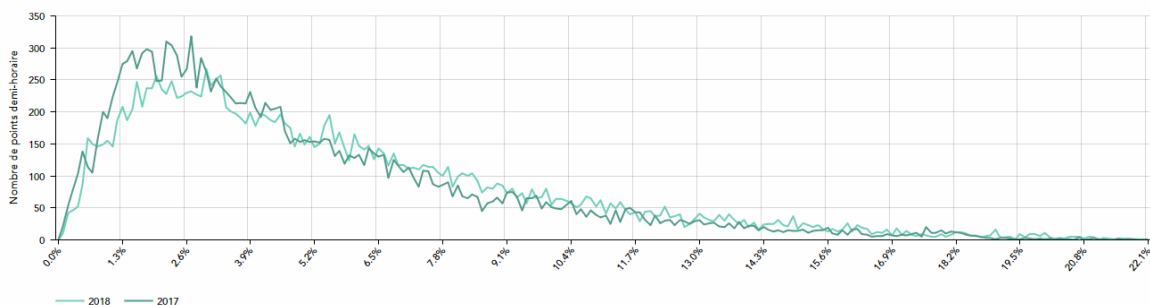
**Production éolienne au pas demi-horaire (moyenne et déciles extrêmes)**



# Taux de couverture de la consommation par la production éolienne

Sur l'année, le taux de couverture moyen de la consommation par la production d'origine éolienne est de 5,8% en 2018 contre 5% en 2017.

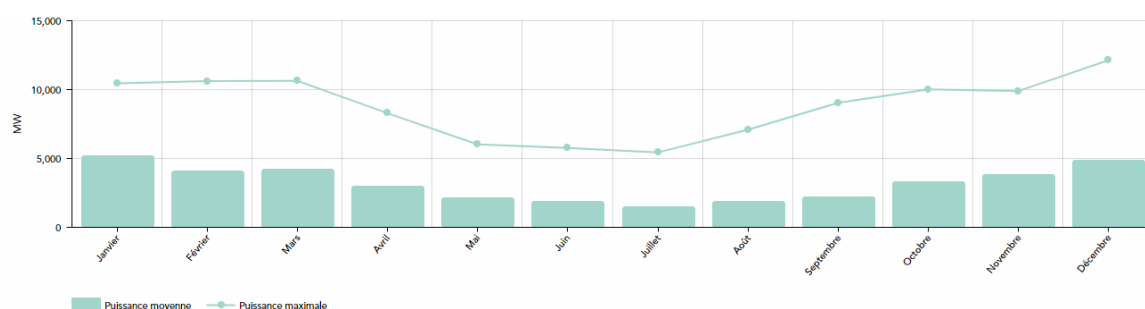
**Répartition du taux de couverture de la consommation par la production éolienne**



## La production éolienne mensuelle

Le maximum de production éolienne 2018 a été enregistré le 9 décembre à 13h30 avec une puissance de 12 124 MW. C'est en mobilisant 80,3% des capacités de production d'électricité d'origine éoliennes que cette puissance a pu être fournie.

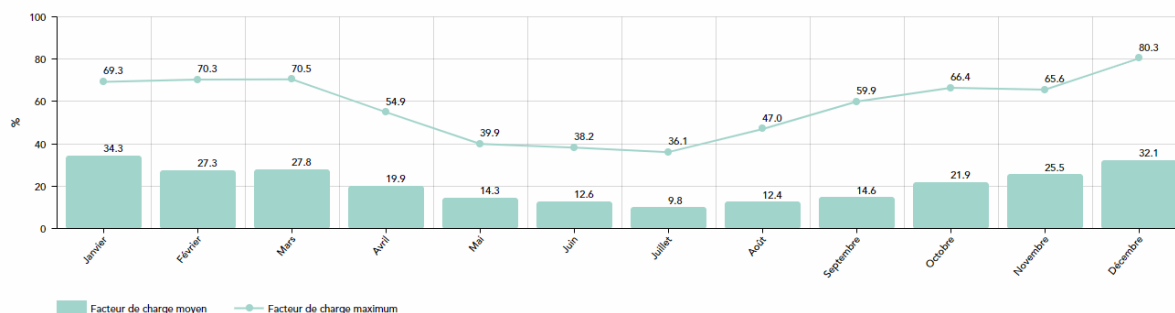
### Production éolienne mensuelle



## Le facteur de charge éolien mensuel

Le facteur de charge éolien, en moyenne à 21,1%, est en légère augmentation par rapport à 2017 (20,3%).

### Facteur de charge éolien mensuel





# Solaire



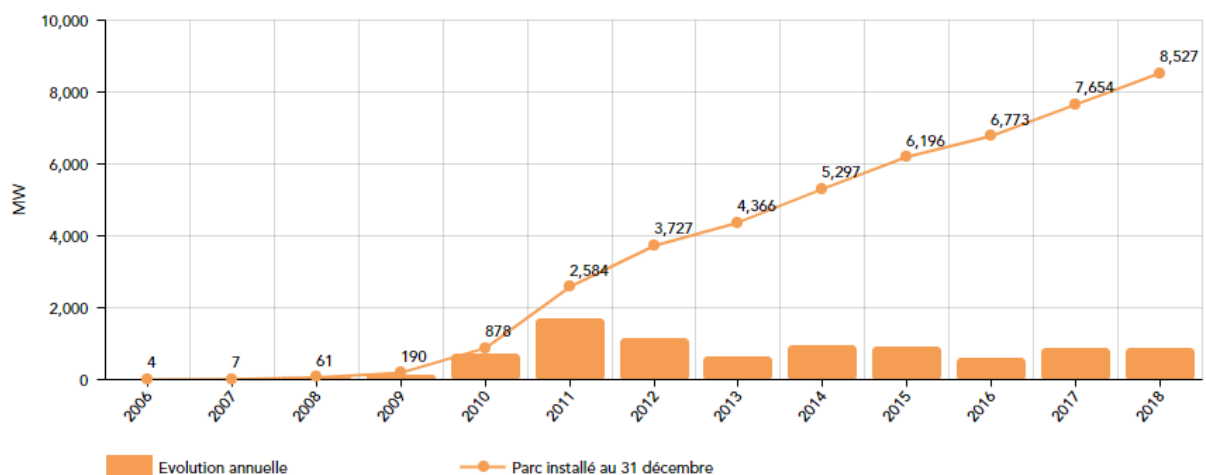
6290 MW

Maximum historique de production d'électricité  
solaire instantanée le 23 juin 2018

## Augmentation des capacités de production d'électricité d'origine solaire

La capacité totale du parc solaire est de 8 527 MW au 31 décembre 2018. 7 886 MW sont raccordés sur les réseaux d'Enedis, des ELD et d'EDF-SEI pour la Corse ainsi que 641 MW sur le réseau de transport. Il s'agit d'une augmentation de 11,4% par rapport à 2017. Le rythme de développement du parc solaire en 2018 est dans la moyenne de ces cinq dernières années avec 873 MW nouvellement raccordés. Les objectifs PPE 2018 (10 200 MW) sont atteints à 84%.

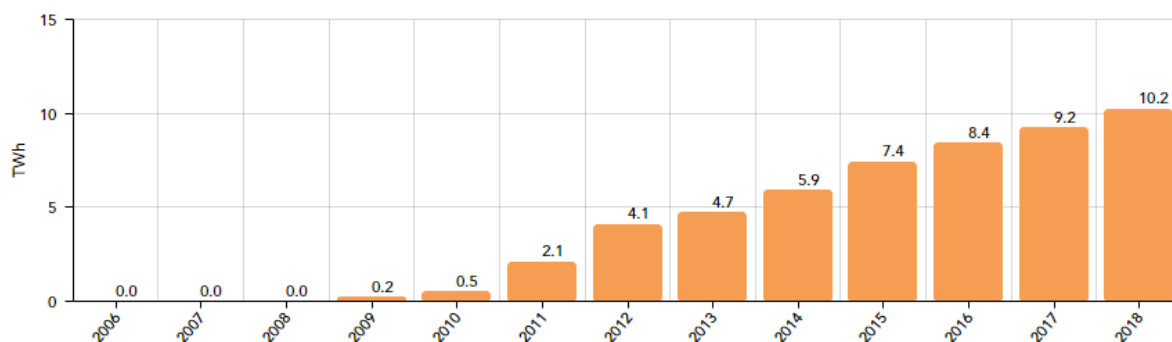
### Parc solaire



## Augmentation de l'énergie produite en ligne avec la progression du parc installé

La production solaire augmente de 11,3% par rapport à 2017 tirant parti, à la fois de la progression du parc installé et de conditions météorologiques favorables.

Production solaire



## Les objectifs de la PPE

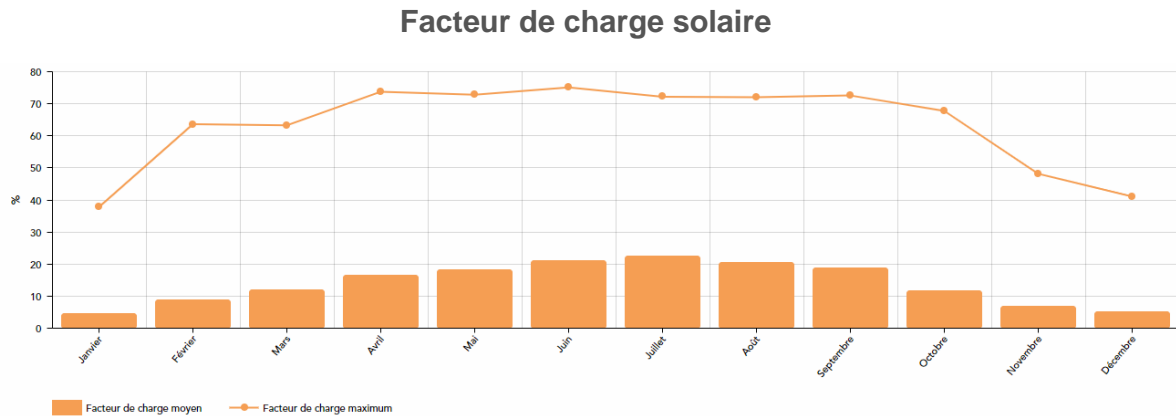
Les objectifs de la PPE (en terme de capacité de production) se déclinent par filière de la façon suivante:

Filière	Objectifs 2018	Objectifs 2023 en MW*
Eolien	15 000	27 000 (dont 2 400 en mer)
Solaire	10 200	20 600

\* Les objectifs 2023 sont encore dans la phase de débat public

## Facteur de charge solaire mensuel

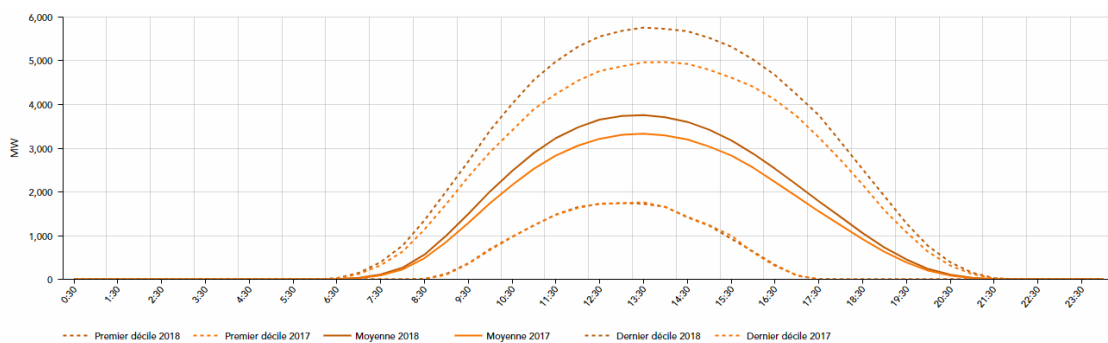
Le facteur de charge moyen annuel solaire diminue légèrement en 2018 par rapport à 2017 en passant de 14,7% à 14%. Le parc installé de production d'électricité d'origine solaire est utilisé, au maximum, à 75% de ses capacités totales en 2018.



## La production solaire au pas demi-horaire

La production solaire a permis de couvrir en moyenne 2,1% de la consommation en 2018 contre 1,9% en 2017. Le dernier décile 2018 est en hausse de 16,2% par rapport à 2017 témoignant de la disponibilité des nouvelles capacités installées au cours de l'année et d'un ensoleillement favorable.

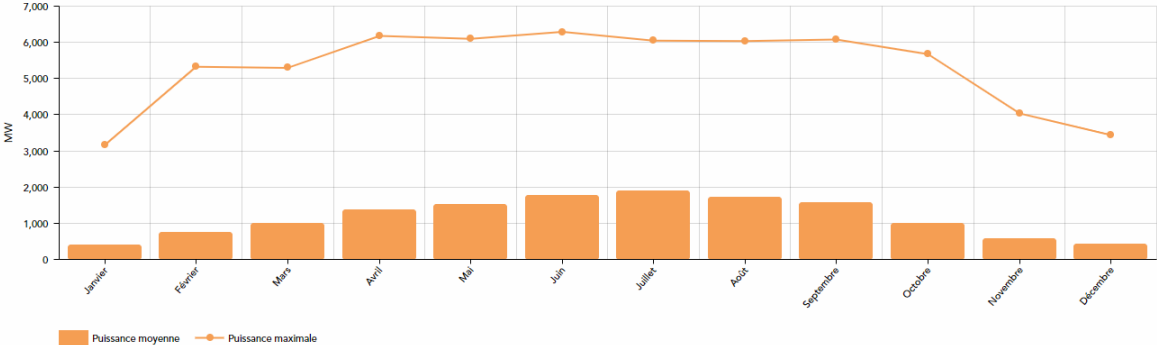
**Production solaire au pas demi-horaire (moyenne et déciles extrêmes)**



# La production solaire mensuelle

Le 23 juin 2018 à 14h, la production solaire a atteint un maximum historique de 6 290 MW, soit un facteur de charge de 75,1%. C'est durant les mois d'été (juin, juillet, août) que le parc de production solaire fonctionne à son maximum.

Production solaire mensuelle

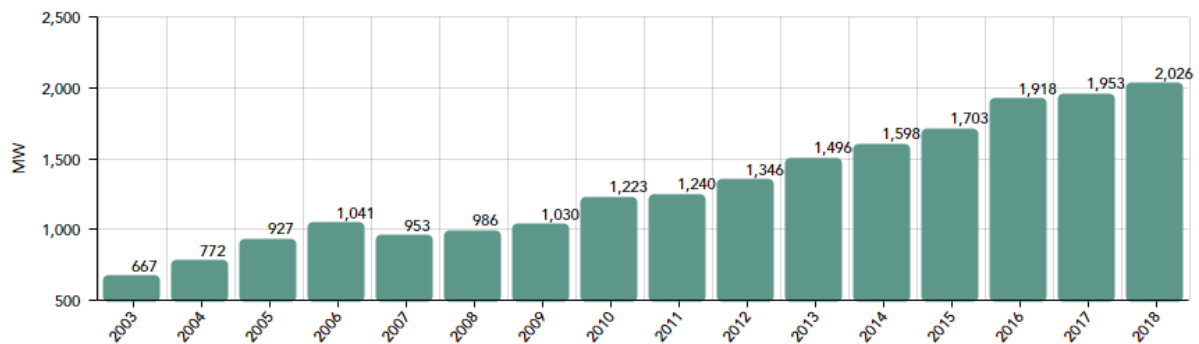


# Bioénergies

## Croissance modérée du parc de production

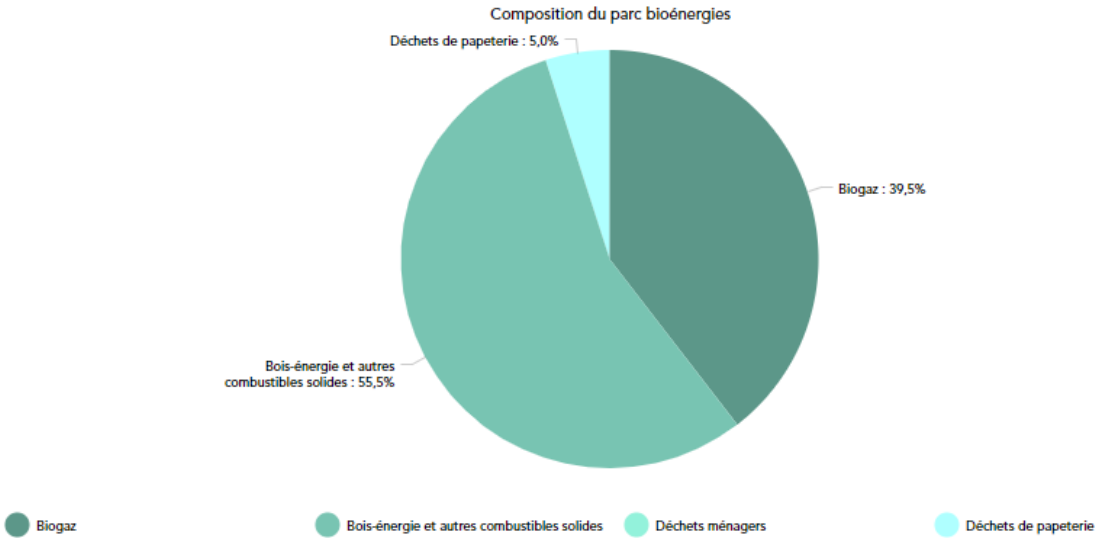
Le parc bioénergies voit sa puissance totale installée dépasser la barre symbolique des 2 GW en 2018 (+3,8% par rapport à 2017). C'est la seconde année consécutive que le rythme des nouveaux raccordements sur la filière ralentit par rapport à la période 2012-2016.

Parc bioénergies



# Composition du parc

Les usines d'incinération des déchets ménagers restent majoritaires dans la composition du parc bioénergies.



# Production renouvelable



**22,7 %**

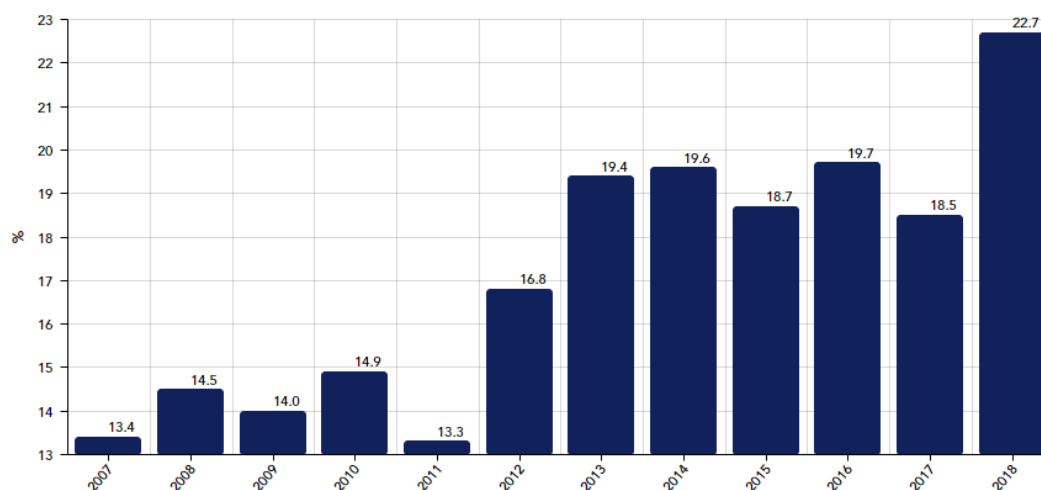
Consommation d'électricité couverte par la production à base d'énergie renouvelable

## La couverture de la consommation par la production d'origine renouvelable au plus haut

Le taux de couverture de la consommation pour la production renouvelable passe de 18,5%, en 2017, à 22,7% en 2018. Ce taux historiquement élevé est directement lié à l'excellent niveau de production des différentes filières ENR porté à la fois par des conditions météorologiques propices à l'exploitation des ressources renouvelables et par un parc qui continue de croître.

L'hydraulique contribue à hauteur de 58,1%, l'éolien 25,6%, le solaire 9,4%, et les bioénergies 6,9%.

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



## Méthodologie de calcul de la production renouvelable

---

La méthodologie de calcul est reprise de la directive européenne 2009/28/CE. La production des stations de transfert d'énergies par pompage est diminuée de 70% de la consommation du pompage. La production des usines d'incinération d'ordures ménagères est comptabilisée à 50%. La méthodologie adoptée ici ne prend pas en compte de correction climatique.



# Emissions de CO2

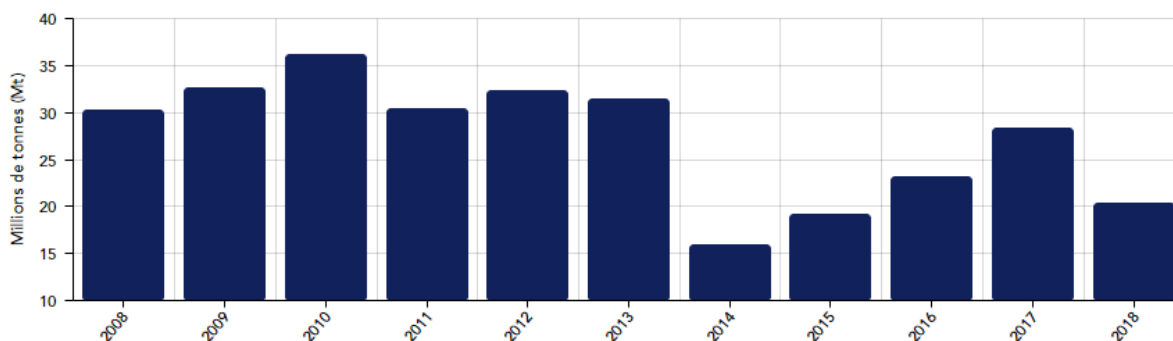


## Net recul des émissions de CO2

En 2018, les émissions de CO<sub>2</sub> diminuent de 28% et retrouvent un niveau proche de celui de 2015. Les progressions conjuguées des productions nucléaire et hydraulique ont conduit à un recours moindre aux moyens thermiques à combustibles fossiles en 2018. Les émissions de CO<sub>2</sub> dues à l'autoconsommation sont évaluées à 3,47 millions de tonnes (-5,2% par rapport à 2017). Ces émissions sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels.

Emissions de CO <sub>2</sub> hors autoconsommation (millions de tonnes) entre janvier et décembre		2018	2017
	<b>Production nette</b>	20,4	28,3
	<b>Nucléaire</b>	–	–
	<b>Thermique à combustible fossile</b>	18,7	26,6
	<i>dont charbon</i>	5,6	9,5
	<i>dont fioul</i>	1,1	1,5
	<i>dont gaz</i>	12	15,6
	<b>Hydraulique</b>	–	–
	<b>Eolien</b>	–	–
	<b>Solaire</b>	–	–
	<b>Déchets ménagers (UIOM)</b>	1,7	1,7

## Evolution depuis 2008 des émissions de CO2



## Méthodologie de calcul CO2

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

- 0,986 t/MWh pour les groupes charbon
- 0,777 t/MWh pour les groupes fioul
- 0,486 t/MWh pour les groupes « turbine à combustion » gaz récents
- 0,352 t/MWh pour les groupes « cycle combiné » gaz
- 0,583 t/MWh pour les groupes « turbine à combustion » gaz anciens et les autres groupes gaz
- 0,988 t/MWh pour les déchets ménagers (seule la part non renouvelable est prise en compte dans les émissions, soit 50% de la production)

Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission diffusés par l'ADEME et des rendements des centrales issus des recommandations de l'ENTSO-E.

## Emissions CO2 de la filière thermique fossile par technologie

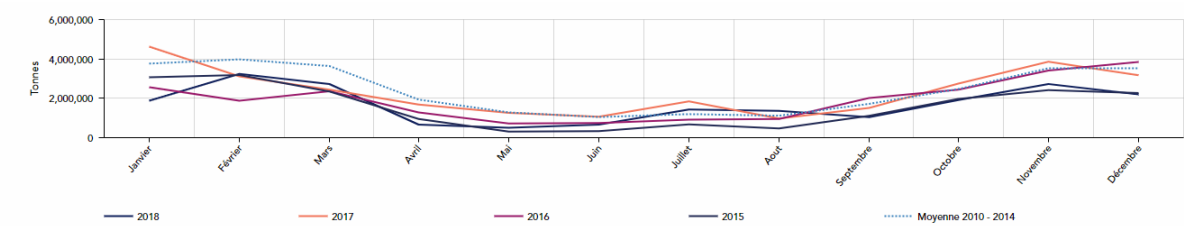
Emissions de CO <sub>2</sub> hors autoconsommation (millions de tonnes)		2018	2017
<b>Charbon</b>		5.6	9.5
<b>Fioul</b>		1.1	1.4
	<i>turbines à combustion</i>	0.1	0.1
	<i>cogénérations</i>	0	0
	<i>autres*</i>	1	1.5
<b>Gaz</b>		12	15.6
	<i>turbines à combustion</i>	0	0.2
	<i>cycles combinés gaz</i>	5.5	8.4
	<i>cogénérations</i>	5.5	7
	<i>autres*</i>	1	0
<b>Total</b>		18.7	26.6

\* autres moyens de production hors turbines à combustion, cogénérations et cycles combinés gaz

# Des émissions de CO2 variables au cours du temps

Les rares périodes de 2018 durant lesquelles le recours au thermique fossile a été équivalent voire plus important qu'en 2017 se traduisent par un niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> supérieur à 2017.

### Emissions CO2 mensuelles hors autoconsommation



# Territoires et Régions

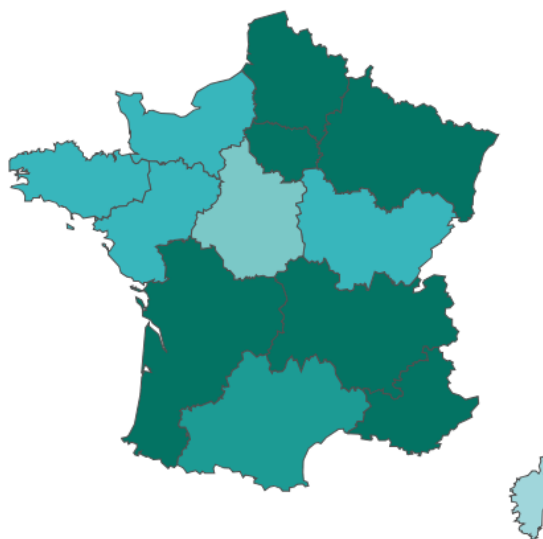
## Consommation en région

### Stabilité de la consommation brute en moyenne

La consommation brute régionale est en diminution par rapport à celle de 2017 dans toutes les régions hormis en Bretagne et en Occitanie où elle augmente respectivement de 1,1% et de 0,6%. La région Bourgogne Franche-Comté est celle dans laquelle la diminution est la plus importante (-2,5%).

2018 2017

Consommation brute régionale en 2018



de 0 à 10 TWh de 10 à 20 TWh de 20 à 30 TWh de 30 à 40 TWh >= 40 TWh

#### Focus

### L'électricité en région avec éco2mix

Pour tout connaître sur l'électricité dans chaque région en temps réel, [rendez-vous sur le site éco2mix!](#)

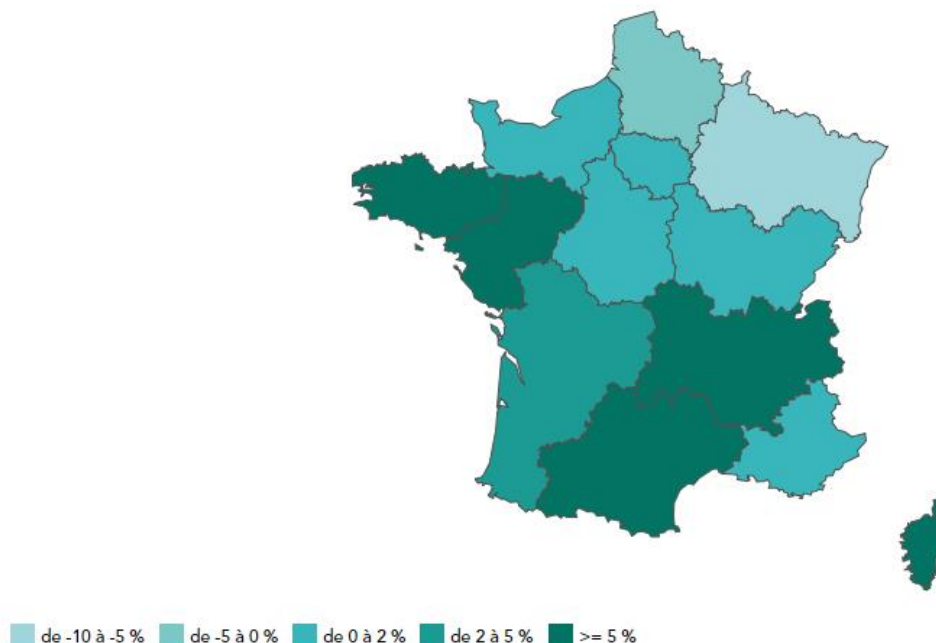
Découvrez également les données en temps réel par métropole grâce aux déclinaisons métropoles de l'application éco2mix !

## Consommation corrigée : des évolutions en partie liées aux dynamiques démographiques

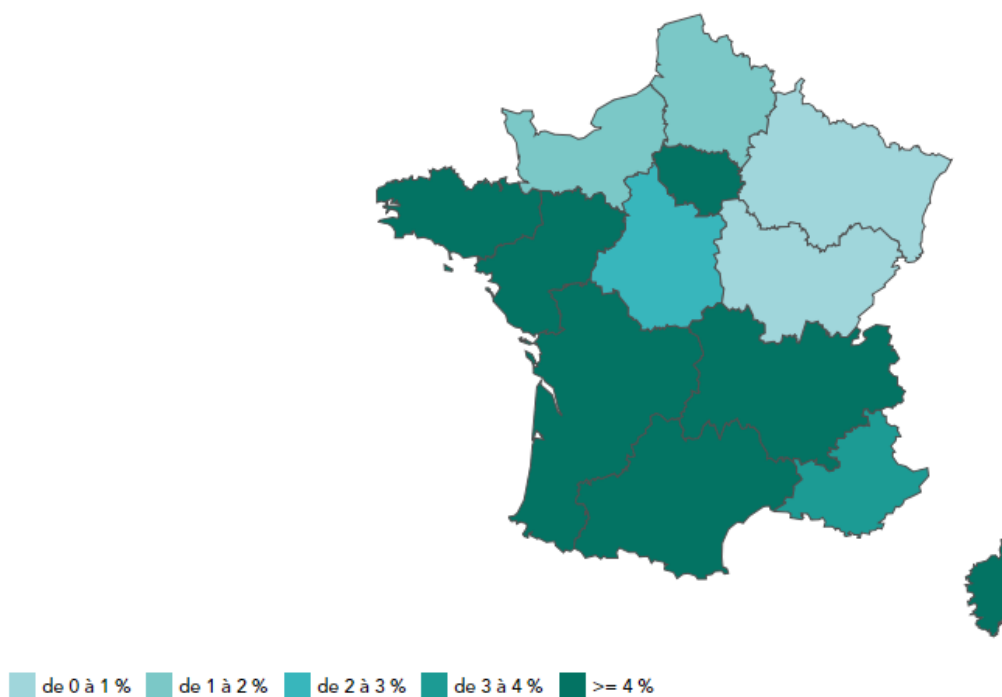
Entre 2007 et 2017, la [consommation corrigée](#) en France évolue de façon contrastée. Différents facteurs peuvent expliquer ces contrastes. La démographie est l'un d'eux. C'est le cas en Occitanie, où la consommation d'électricité augmente de près de 8% tandis que sa population progresse de plus de 9%.

Dans la région Grand-Est, la consommation enregistre la plus forte diminution en France (-9%). La désindustrialisation de la région explique cette évolution à la baisse.

### Evolution de la consommation corrigée entre 2007 et 2017



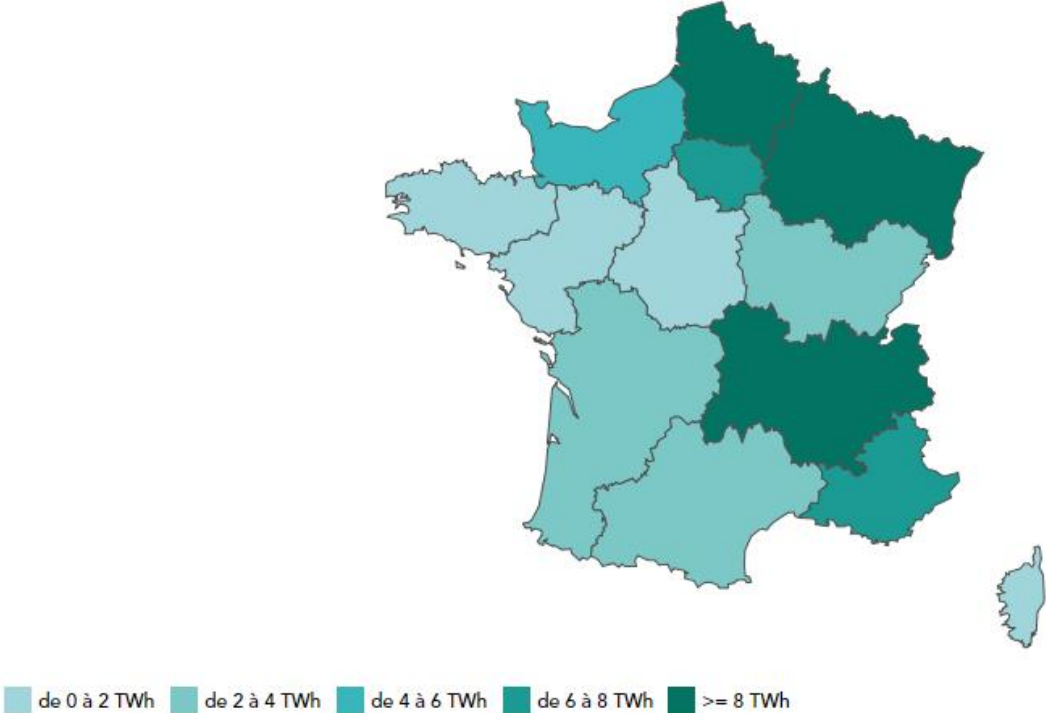
## Evolution de la population entre 2007 et 2017



# Consommation de la grande industrie : en baisse

Les régions Hauts-de-France et Auvergne-Rhône-Alpes comptent le plus de sites industriels raccordés au réseau de transport d'électricité. Les volumes consommés sont en baisse par rapport à 2017 dans toutes les régions hormis en Bretagne (+7%) et en Auvergne-Rhône-Alpes (+2%). Cette baisse est supérieure à 7% en Nouvelle-Aquitaine.

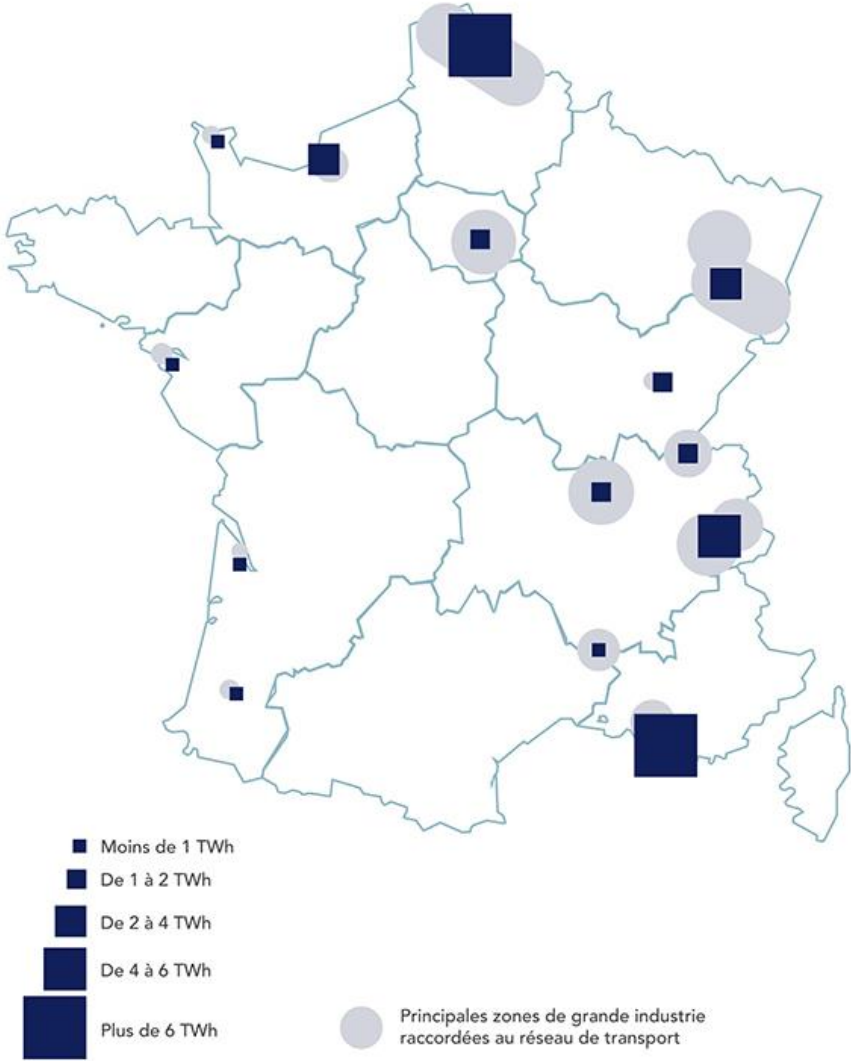
**Consommation de la grande industrie, hors secteur de l'énergie, en 2018**



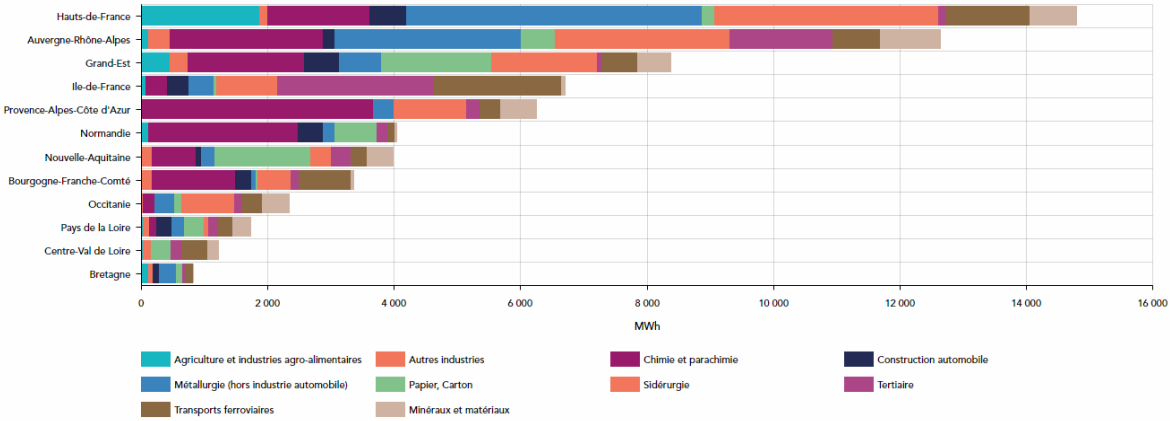


# Principales zones de grande industrie

## Grande industrie



# Répartition sectorielle de la consommation de la grande industrie en région

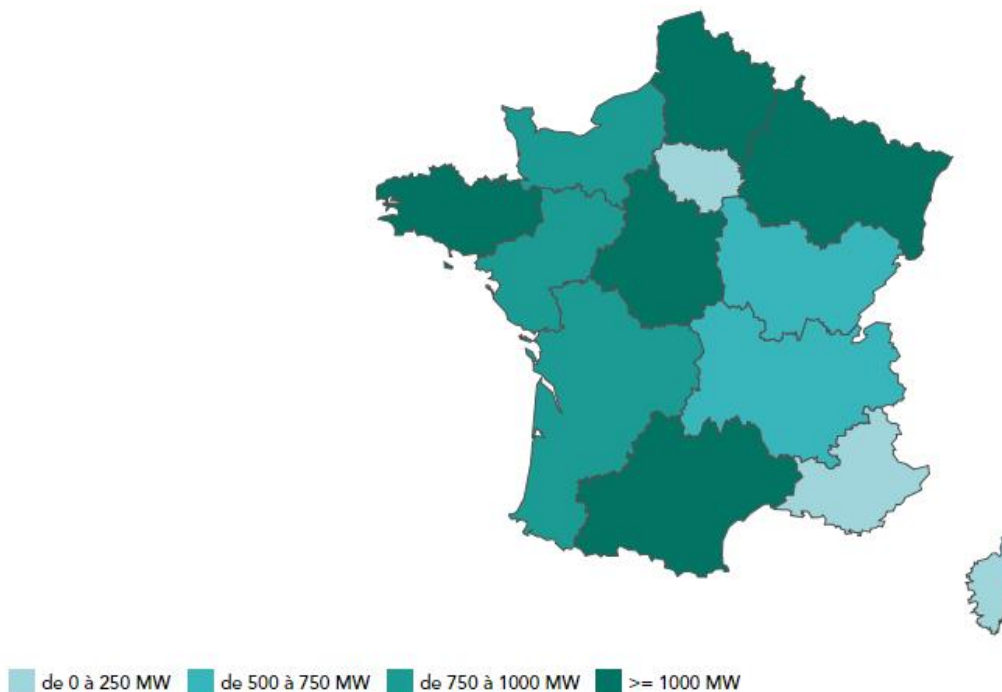


# La production éolienne en région

## Le parc éolien

Les aspects climatiques (les régimes de vent), les contraintes environnementales et la volonté politique au niveau local expliquent le développement régional contrasté de la filière éolienne. Les régions disposant du parc installé le plus important sont les régions Hauts-de-France et Grand Est avec respectivement 4 GW et 3,37 GW de capacités éoliennes installées. L'augmentation du parc installé par rapport à 2017 est supérieure à 10% dans six régions.

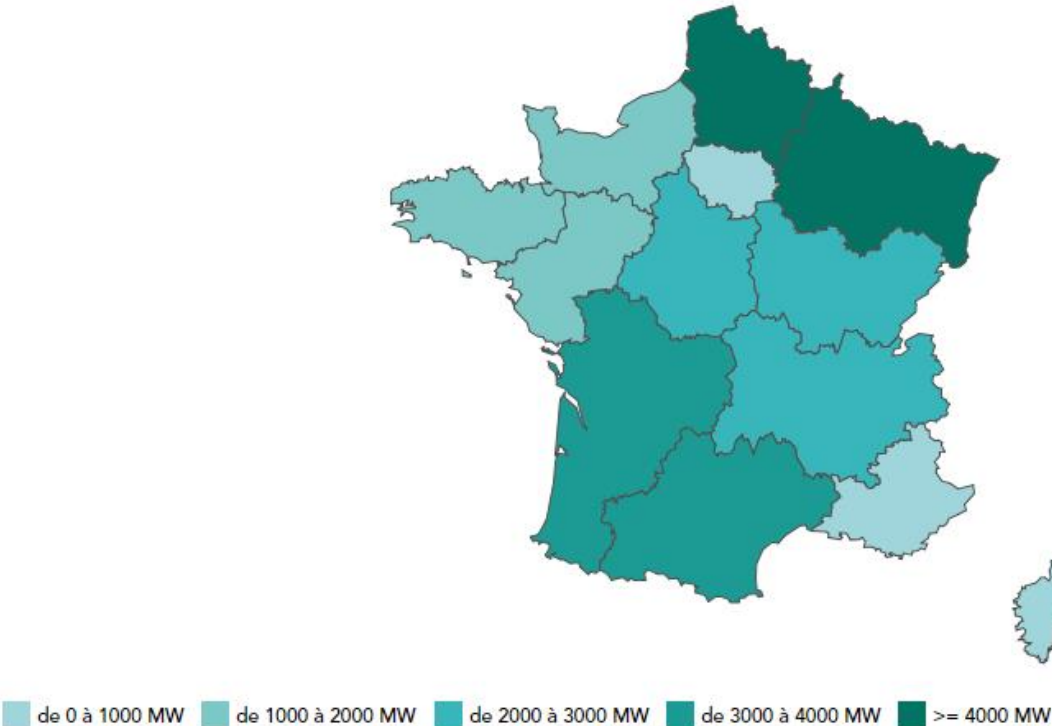
Parc éolien régional



# Objectifs SRCAE éolien

La carte ci-après présente les objectifs SRCAE éolien, agrégés à la maille des nouvelles régions, qui prennent en compte les différents aspects climatiques, environnementaux et politiques.

Objectifs 2020 SRCAE éolien

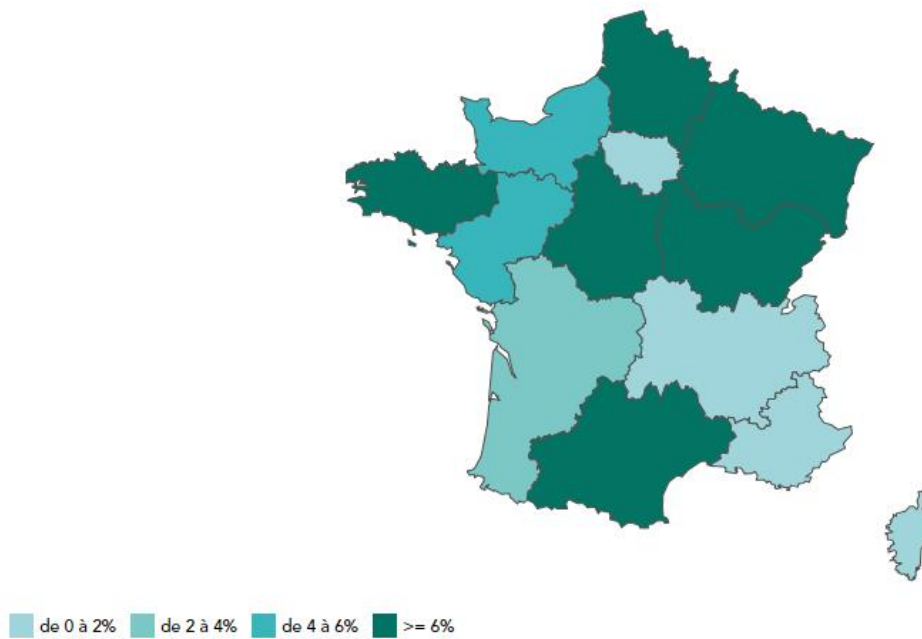


Les SRCAE seront intégrés d'ici 2019 aux schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), créés par la loi n°2015-991, dite loi NOTRe.

# La production éolienne

Le taux de couverture éolien régional moyen atteint 5,8%. Il dépasse 10% dans les régions Hauts-de-France, Grand Est et Centre-Val de Loire.

Taux de couverture éolien



## Les régimes de vent

Le développement de l'énergie éolienne dans les 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, quatre zones de vent homogènes peuvent être identifiées. 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 quasiment à tout moment.

### Quatre zones de vent homogènes

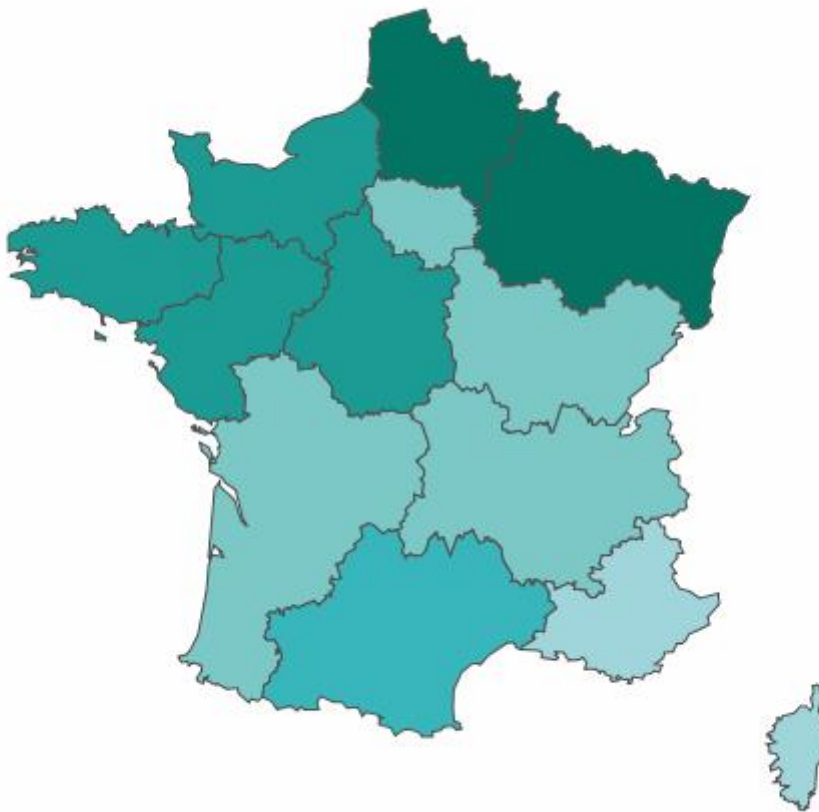


Vitesse annuelle moyenne au sein de chaque zone

- 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

## La densité régionale du parc

La densité permet d'appréhender la puissance installée au km<sup>2</sup> pour chaque territoire. La région Hauts-de-France, dont le parc installé est le plus important, possède la plus forte densité. Avec le troisième parc installé, la région Occitanie se situe pourtant au septième rang en terme de densité, en dessous de la moyenne nationale qui s'établit à 27,4 kW au km<sup>2</sup>.

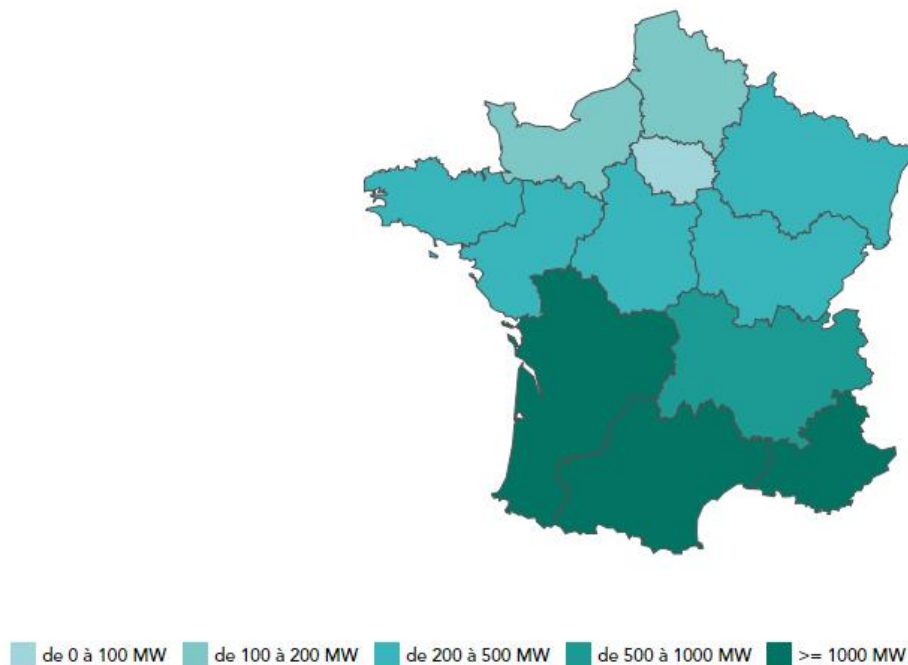


# La production solaire en région

## Le parc solaire

Trois régions possèdent un parc de production solaire supérieur à 1,2 GW : Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Ces régions représentent plus de 62% du parc installé français, ce qui s'explique par leur situation géographique. En effet, ces régions se situent dans la partie la plus méridionale de la France et disposent d'une situation favorable pour l'accueil et le développement de la production solaire. La région Auvergne Rhône Alpes est celle qui connaît la plus forte évolution annuelle, avec une augmentation de plus de 19% de ses capacités installées.

Parc solaire régional

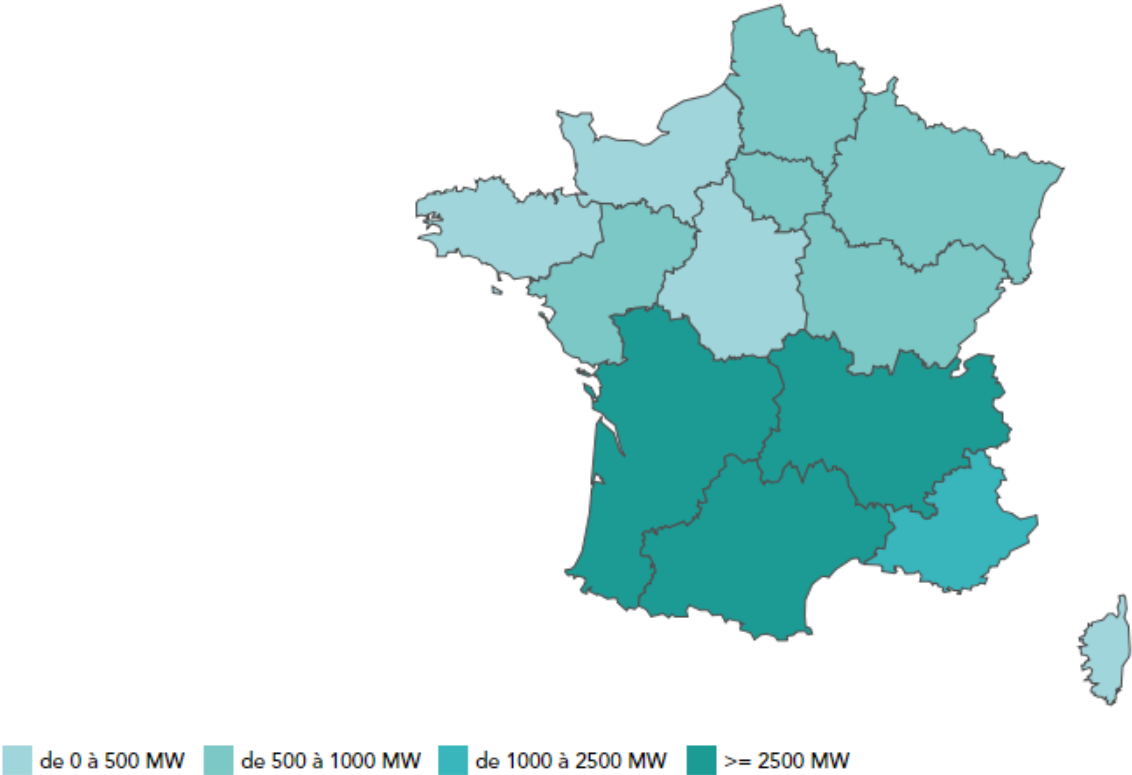




# Objectifs SRCAE solaire

Les objectifs régionaux de développement de la filière à l'horizon 2020 sont concentrés essentiellement dans les territoires méridionaux.

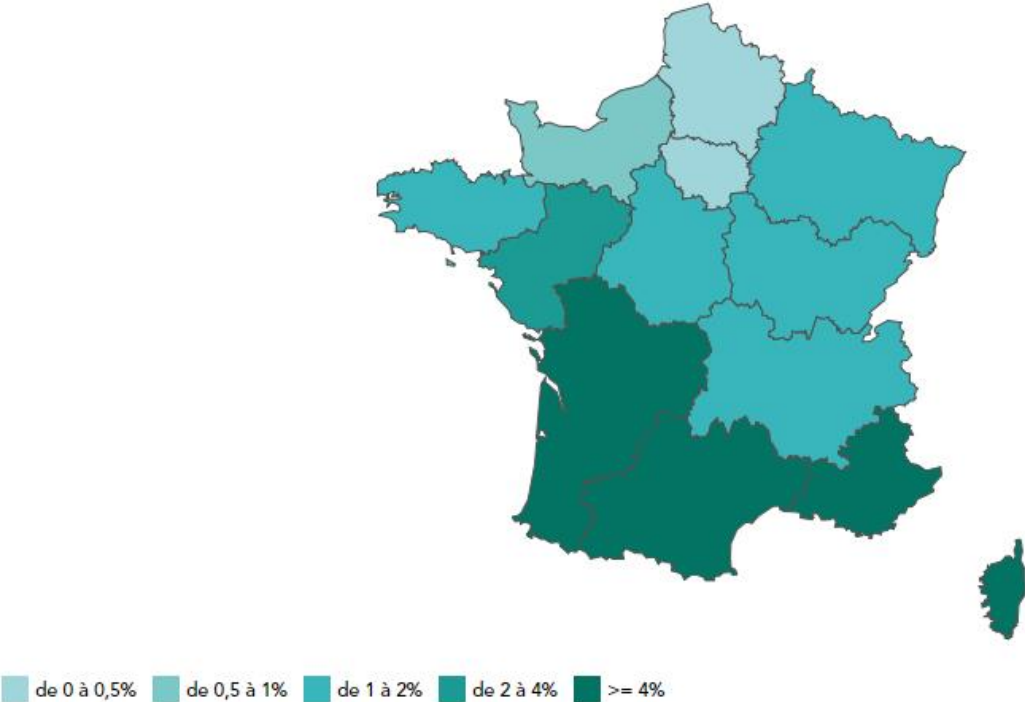
Objectifs 2020 SRCAE solaire



# La production solaire

Le taux de couverture solaire régional dépasse 5% dans les régions Corse, Occitanie et Nouvelle-Aquitaine.

Taux de couverture solaire

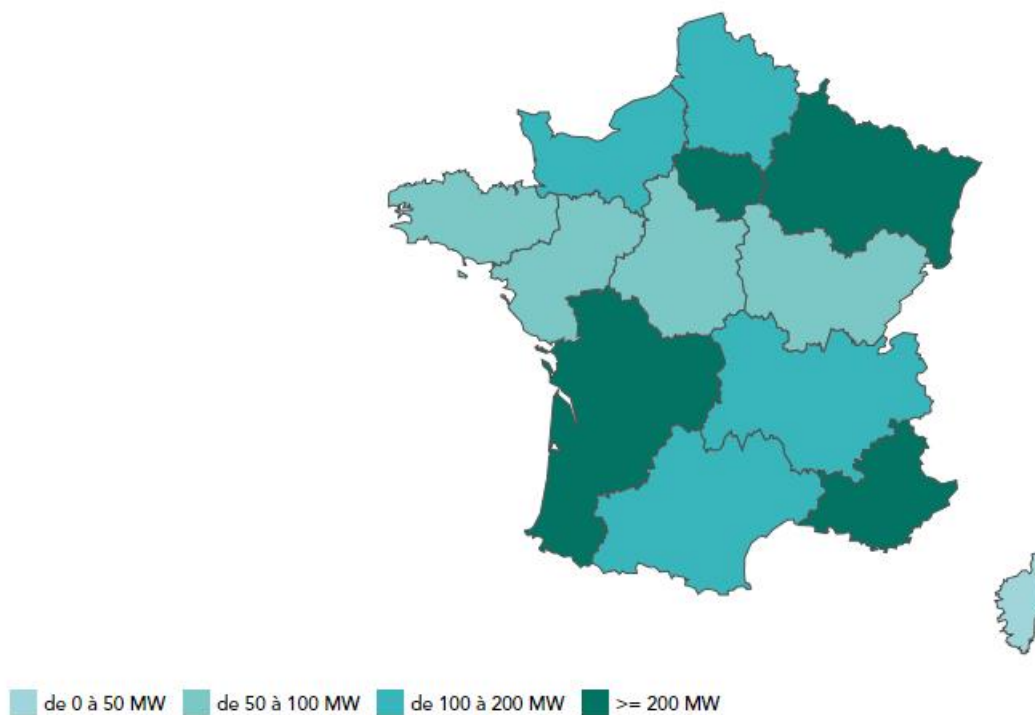


# Hydraulique et bioénergies

## Le parc bioénergies

Le parc de production de la filière bioénergies se répartit sur l'ensemble des régions françaises. Les régions Île-de-France, Nouvelle-Aquitaine et Provence-Alpes Côte d'Azur représentent chacune plus de 14% du parc bioénergies français.

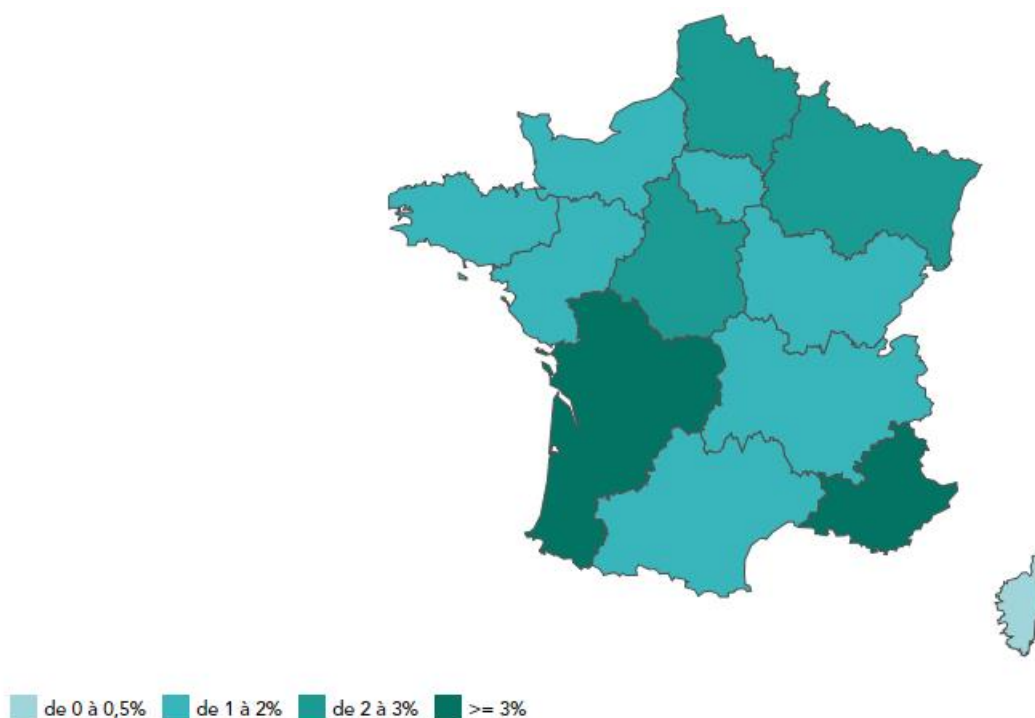
### Parc bioénergies régional



## La production bioénergies

Le taux de couverture régional par la production bioénergies est le plus important en Nouvelle-Aquitaine où il dépasse 3%.

### Taux de couverture bioénergies

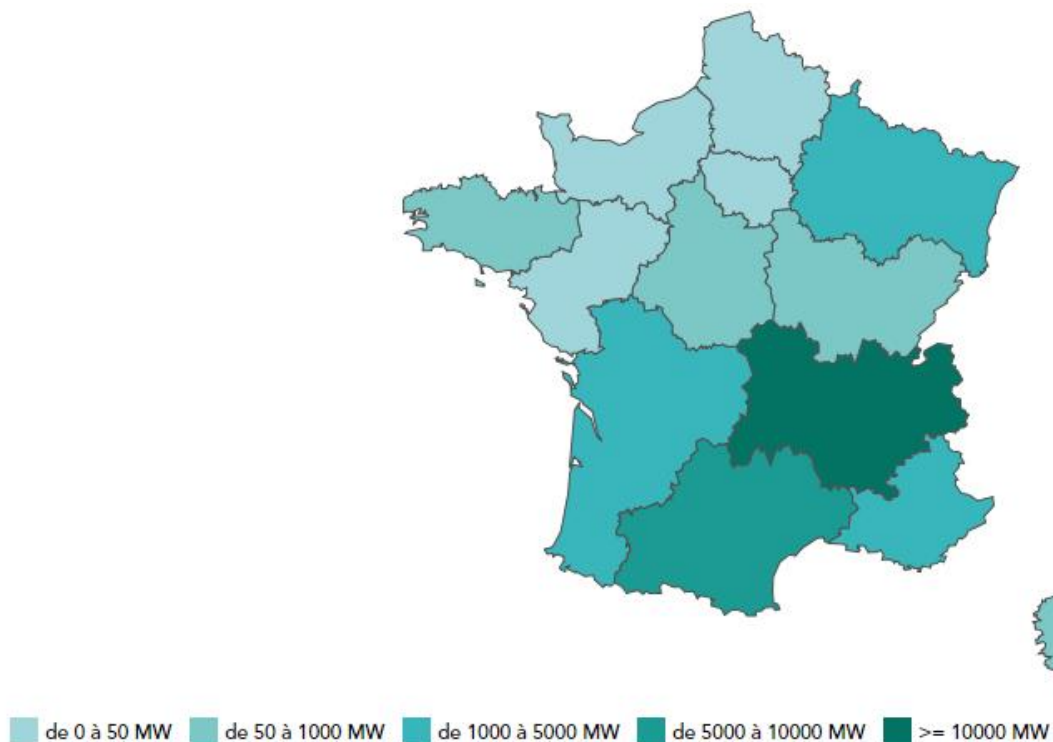


## Le parc hydraulique

La [production hydraulique](#), avec une capacité installée de 25,5 GW, est inégalement répartie sur le territoire français.

Les régions comportant une grande superficie montagneuse (Auvergne Rhône-Alpes, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur) comptabilisent à elles seules plus de 79% du parc hydraulique français. Ces régions comptent majoritairement des installations de type barrages hydrauliques, en particulier de type lac ou éclusée. Dans les autres régions, des capacités de [production hydraulique](#), moins importantes, utilisent souvent des technologies de type fil de l'eau ou éclusée.

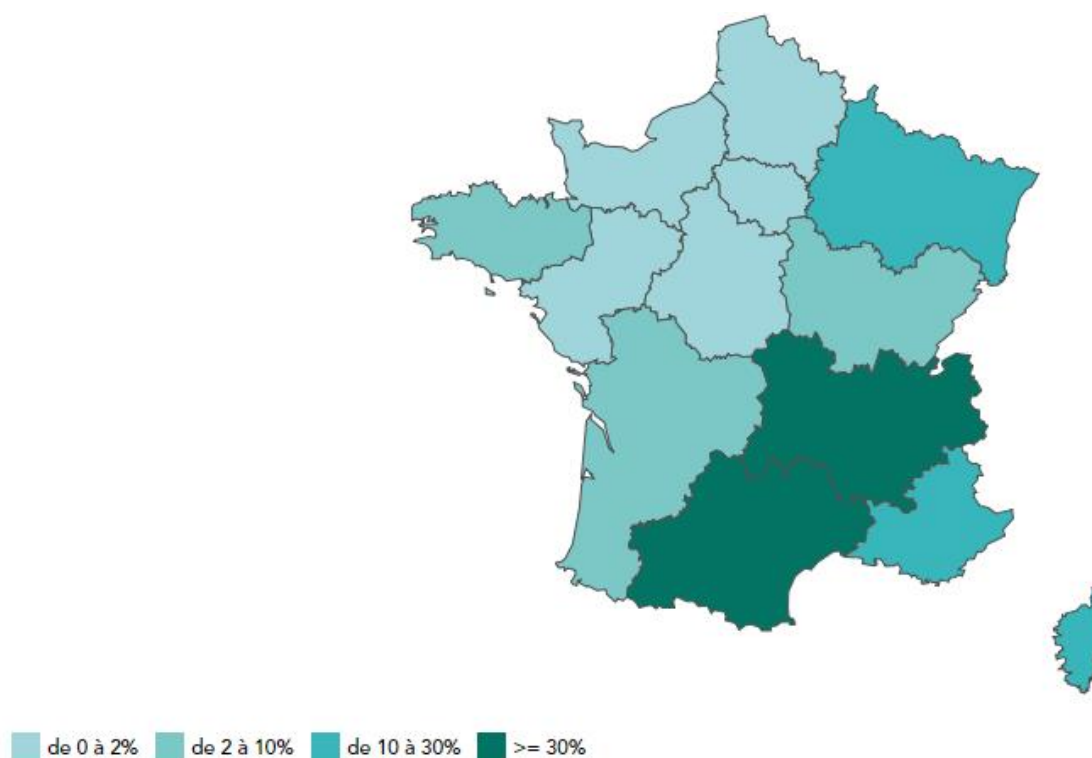
### Parc hydraulique régional



## La production hydraulique

Le taux de couverture régional par la production hydraulique est le plus important en Auvergne-Rhône-Alpes où il dépasse 40%.

### Taux de couverture hydraulique

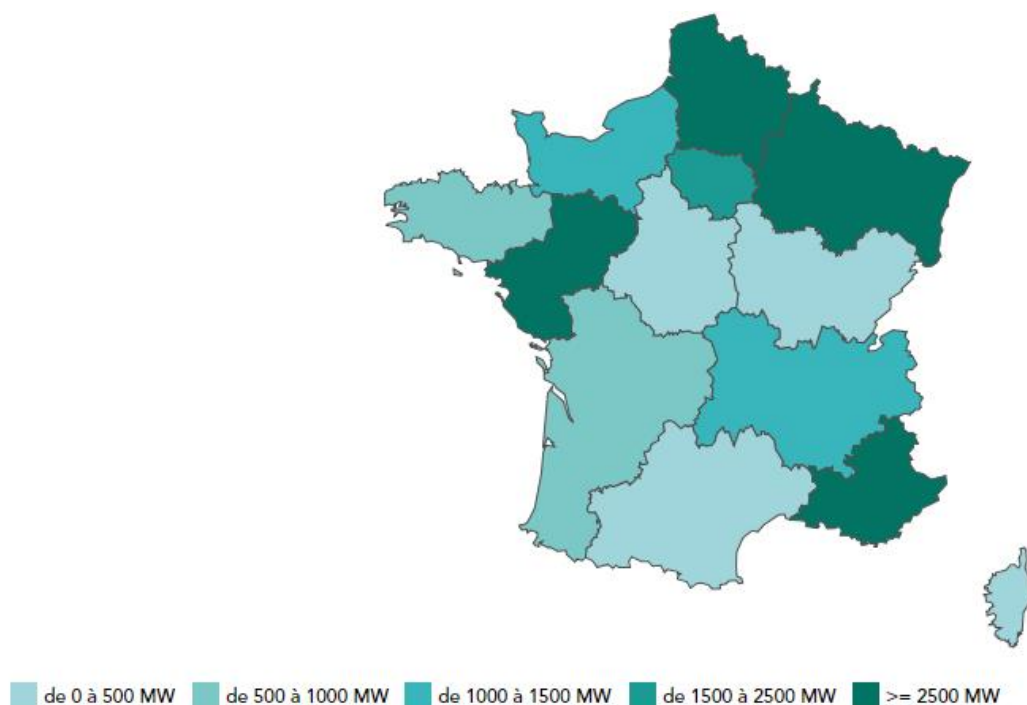


# Le Thermique

## Le parc thermique à combustible fossile

Le parc de production de la filière thermique à combustible fossile se répartit sur l'ensemble des régions françaises. La majorité des puissances sont installées dans les régions Hauts-de-France, Pays de la Loire, Grand Est et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Ces régions représentent environ 60% du parc thermique à combustible fossile. Pour des besoins de refroidissement du système, ces centrales sont situées à proximité d'un points d'eau (ex : Cordemais situé le long de la Loire).

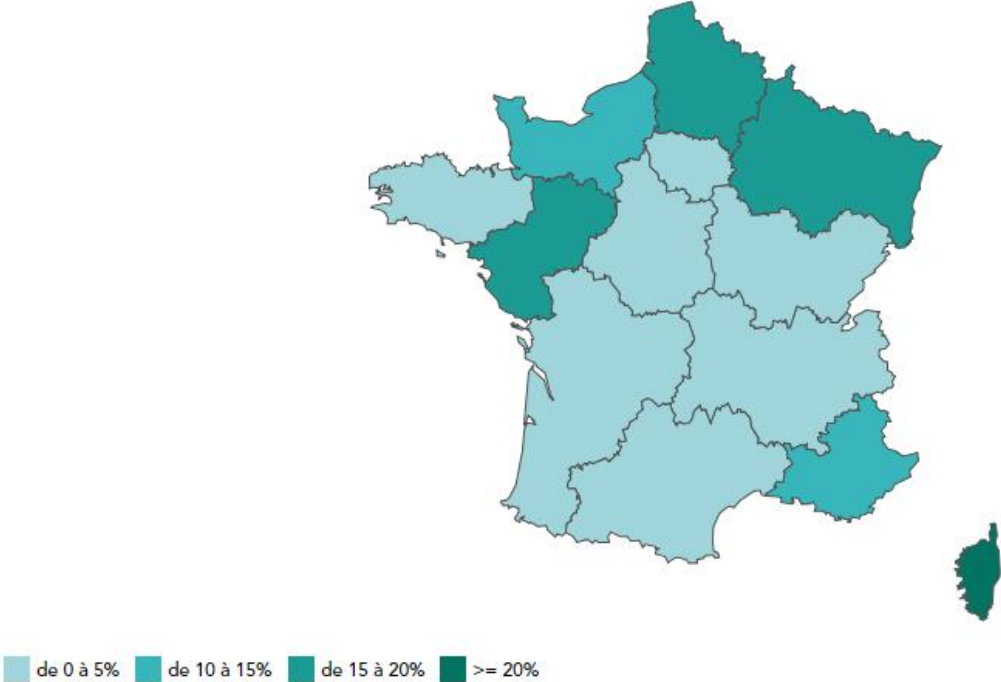
Parc thermique régional



# La production thermique à combustible fossile

La [production thermique à combustible fossile](#) couvre plus de 15% de la consommation dans les régions Corse, Grand Est, Haut-de-France et Pays de la Loire.

Taux de couverture thermique



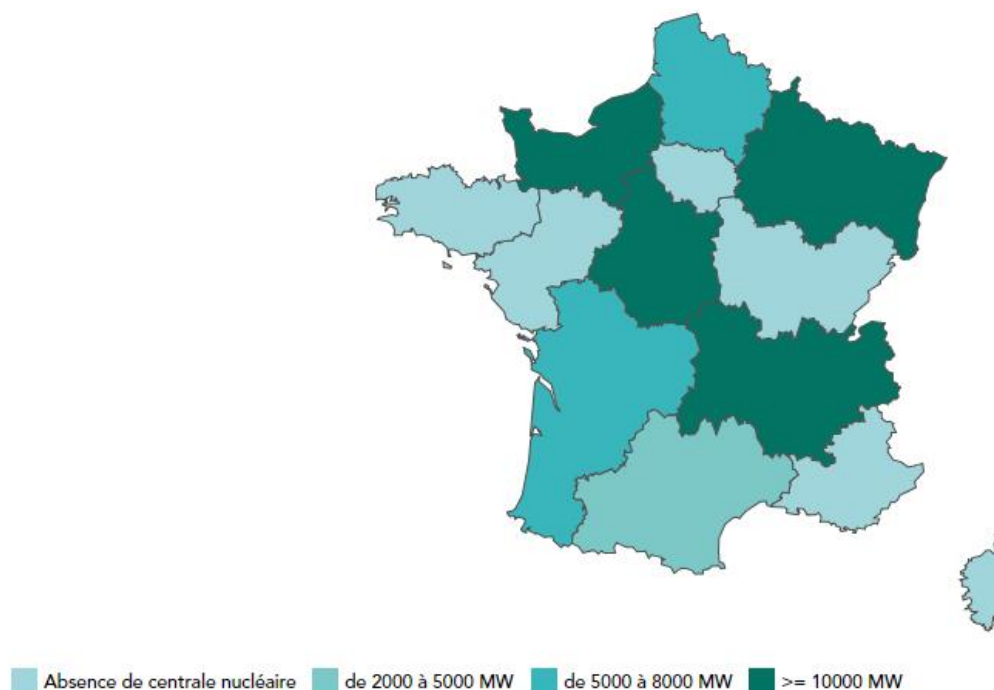


## Le parc nucléaire

La majorité des réacteurs nucléaires sont situés dans les régions Normandie, Grand-Est, Centre-Val de Loire et Auvergne-Rhône-Alpes et représentent 77% du parc en service. Les centrales nucléaires sont situées pour des besoins de refroidissement à proximité de points d'eau : sur le littoral (ex : Paluel ou Flamanville, sur la mer Manche) ou sur un cours d'eau (ex : Tricastin ou Cruas, le long du Rhône).

La capacité de [production nucléaire](#) est stable (total de 63,1 GW).

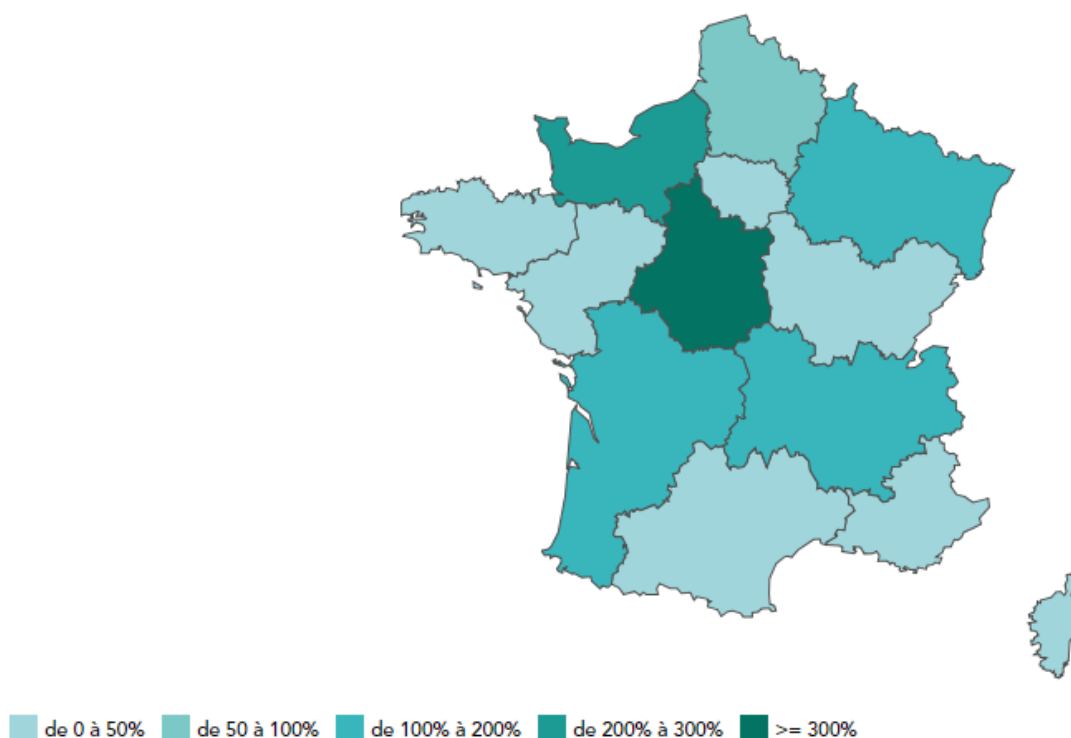
### Parc nucléaire régional



## La production nucléaire

La production nucléaire couvre près de 4 fois la consommation dans la région Centre Val-de-Loire.

### Taux de couverture nucléaire



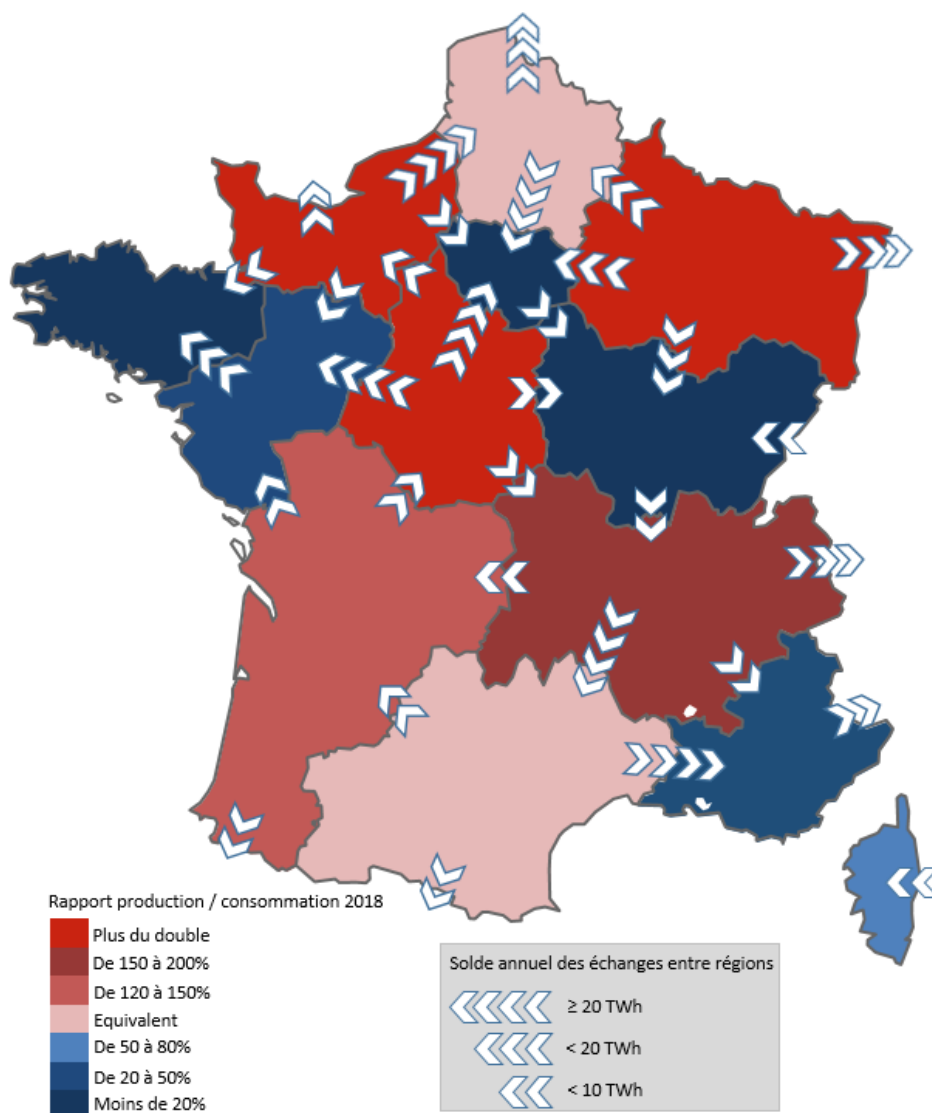
# Equilibre entre production et consommation

## Le réseau de transport, outil de la solidarité interrégionale

---

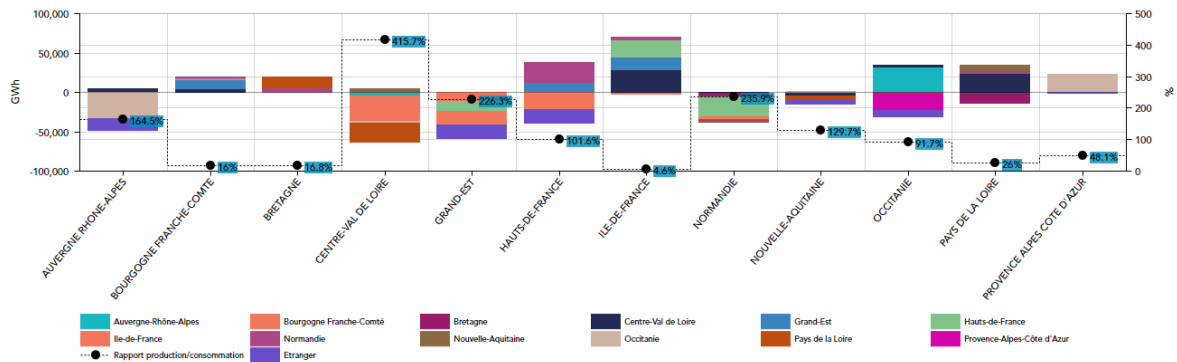
La production d'électricité régionale permet non seulement de couvrir les besoins de la région productrice mais contribue également à la couverture de la demande émanant de régions limitrophes. Les régions Centre-Val de Loire ou Grand-Est qui produisent beaucoup qu'elles ne consomment contribuent fortement à cette solidarité interrégionale. De cette façon les régions dépendant fortement des importations d'électricité telles que l'Île-de-France, la Bourgogne Franche-Comté ou la Bretagne ont l'assurance de pouvoir maintenir l'équilibre entre la production et la consommation. Ces échanges sont assurés pour l'essentiel par le réseau public de transport.

## Solidarité régionale



# Solidarité électrique entre régions

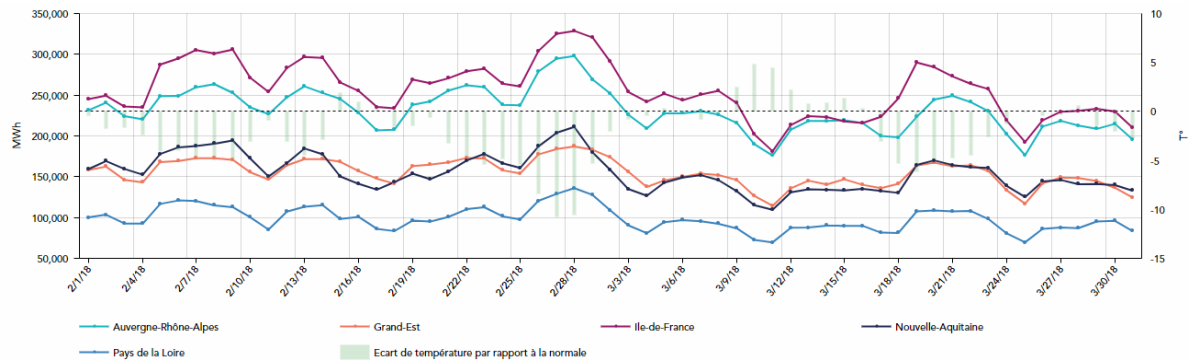
## Echanges interrégionaux



## La consommation lorsqu'il fait très froid

En février 2018, la température moyenne observée a été inférieure de 2,2°C à la température moyenne normale. Ce froid généralisé a entraîné une augmentation de la consommation d'électricité en raison de la composition du parc de chauffage français à dominante électrique.

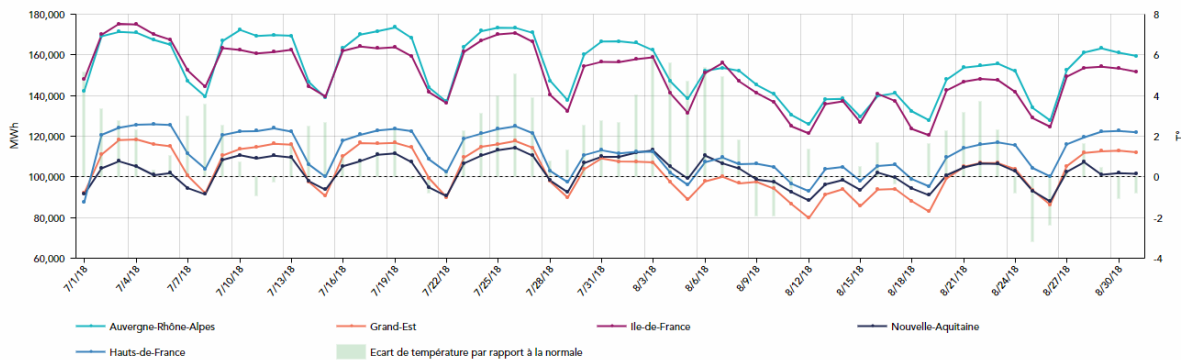
### Evolution de la consommation brute régionale en février et mars 2018



## La consommation lorsqu'il fait très chaud

Les mois de juillet et août 2018 figurent respectivement au 3e et 4e rang des mois de juillet/août les plus chauds depuis 1900. Le recours important à la climatisation se ressent dans l'augmentation de la consommation d'électricité lors de journées particulièrement chaudes.

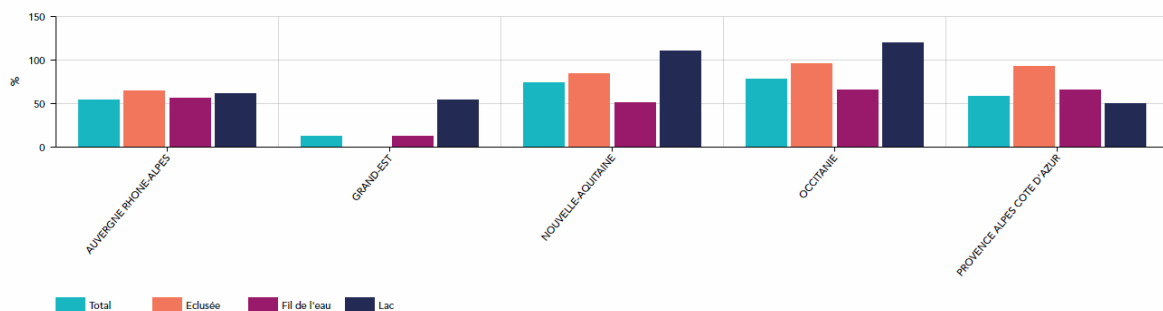
### Evolution de la consommation brute régionale en juillet et août 2018



## Effets de la pluviométrie sur la production hydraulique

Les fluctuations annuelles de la production hydraulique sont fortement liées au niveau des précipitations. Le déficit pluviométrique en 2017 ayant été important, la production hydraulique est en augmentation en 2018 sur toutes les régions.

### Evolution de la production hydraulique régionale en juillet et août 2018



# Europe

## Europe de l'électricité

Pour mieux comprendre

### Données 2017-2018

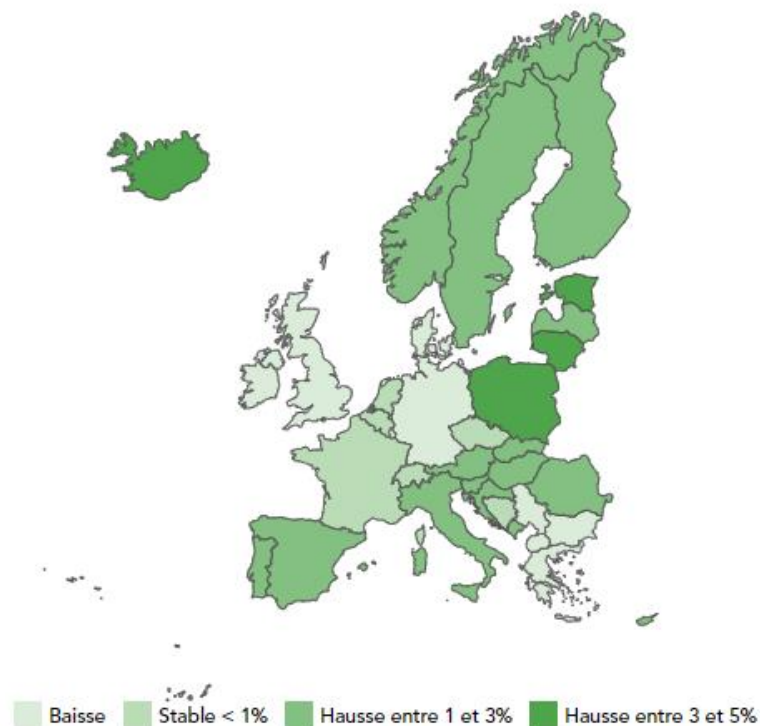
Les données présentées dans ce chapitre proviennent de la plateforme [Power Statistics](#) de l'[ENTSO-E](#). Elles portent sur la période de Juillet 2017 à Juin 2018 et sont comparées à la période des 12 mois précédents (Juillet 2016 à Juin 2017).

## Consommation stable en Europe

La consommation brute globale des pays de l'ENTSO-E est stable par rapport aux douze mois précédents et s'établit à 3 331 TWh (-0,1%). De fortes disparités sont observées entre les pays : si la consommation des pays d'Europe de l'Est continue de progresser, certains pays comme la France ou les Pays-Bas voient leur consommation se stabiliser, voire baisser pour la Grande-Bretagne. A noter, une consommation plus importante dans les pays baltes et nordiques sur la période avec un hiver plus froid que les années précédentes.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

### Evolution de la consommation annuelle d'électricité



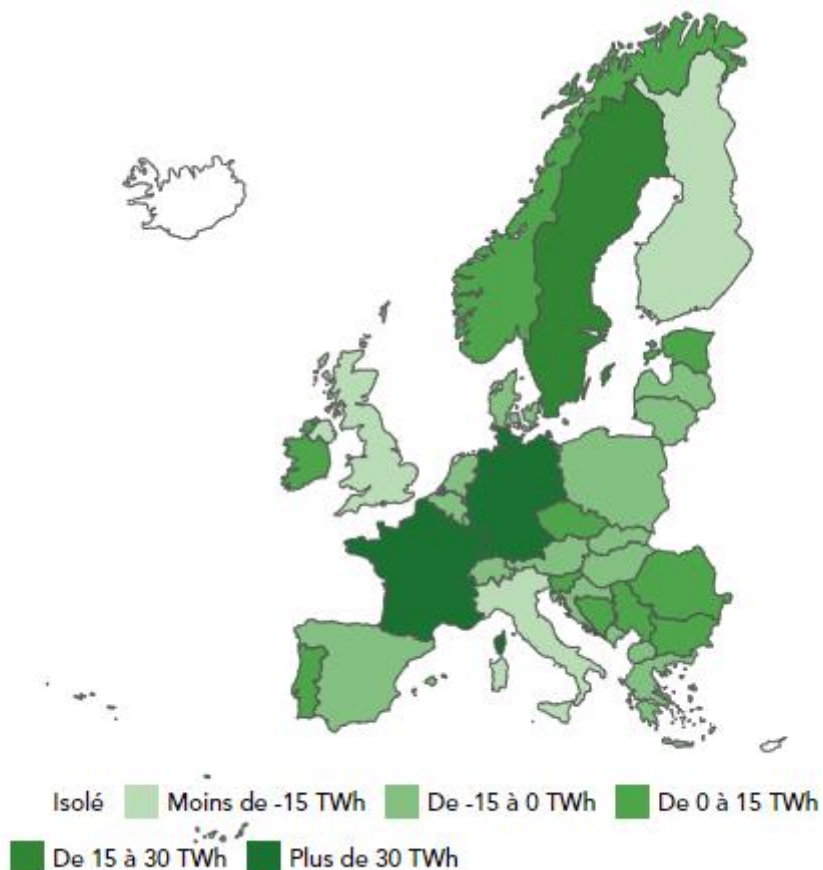


## L'Allemagne et la France sont les pays les plus exportateurs

Sur la période 2017-2018, l'Allemagne demeure le pays le plus exportateur (+52,2 TWh), suivie de près par la France (+51,7 TWh) dont la disponibilité du parc nucléaire a été bien meilleure que lors de l'hiver précédent. A l'opposé, l'Italie reste le pays européen le plus importateur (-43,3 TWh), toujours suivie par la Finlande (-20 TWh) et la Grande-Bretagne (-18,9 TWh).

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

### Solde exportateur des échanges physiques



## Stabilité de la production européenne

La production européenne s'établit à 3 371 TWh sur la période 2017-2018, un niveau stable par rapport à la période précédente comme la consommation. La France (+18 TWh) et, dans une moindre mesure, la Suisse et la Suède (respectivement +7 TWh et +6 TWh) ont sensiblement accru leur volume de production sur cette période. Cinq pays représentent près de 60% de la production totale d'électricité des pays de l'ENTSO-E : l'Allemagne (18%), la France (16%), la Grande-Bretagne (9%), l'Italie (8%) et l'Espagne (8%).

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

### Part de chaque pays dans la production totale d'ENTSOE



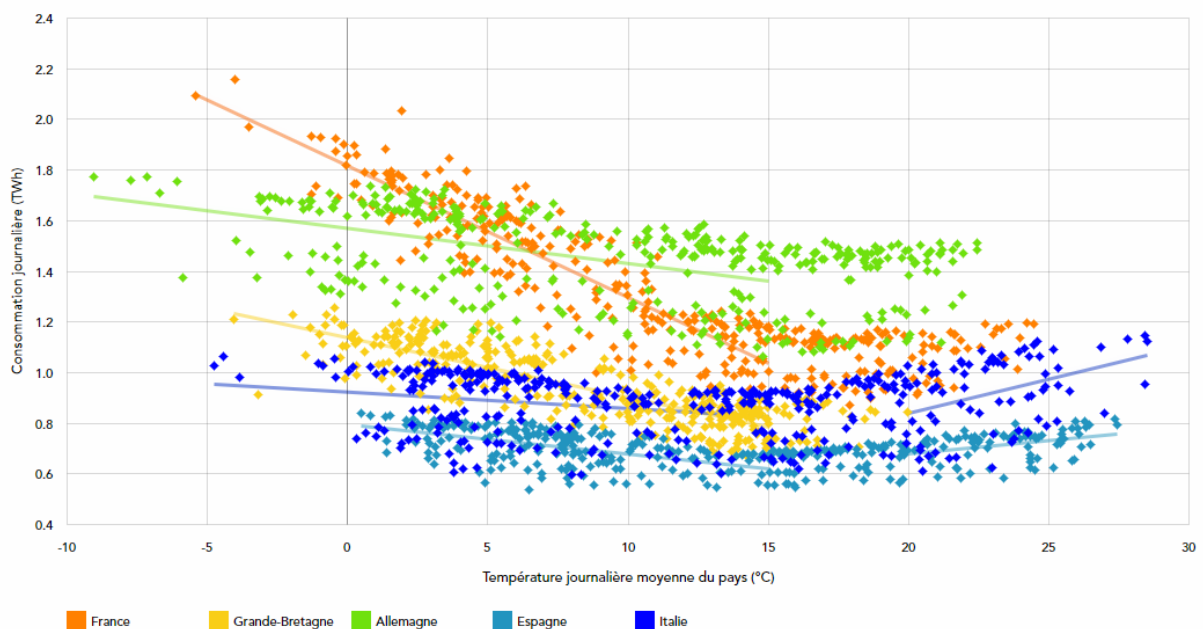
## La France est le pays le plus thermosensible d'Europe

La consommation électrique d'un pays est une grandeur sensible à la température. En effet, la consommation est plus élevée lorsqu'il fait plus froid, du fait en particulier de l'utilisation du chauffage électrique. Ce phénomène, nommé thermosensibilité, est visible dans l'ensemble des pays européens, mais c'est en France qu'il est de loin le plus marqué.

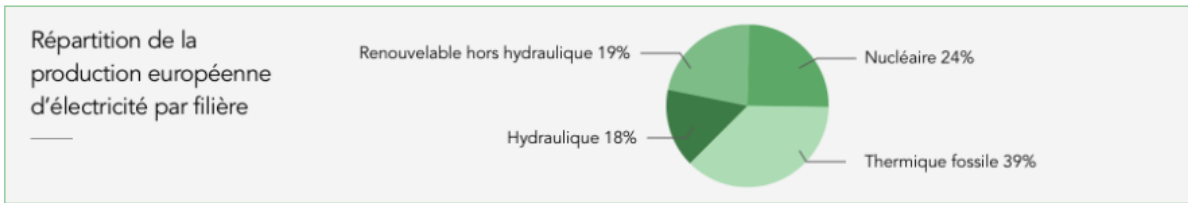
Le graphique suivant est une manière de se rendre compte de l'existence de la thermosensibilité : sur une base journalière, il trace la consommation du pays en fonction de la température moyenne du pays. Les jours fériés ainsi que les périodes de Noël et du mois d'août ne sont pas représentés, car ils ont des niveaux de consommation trop bas par rapport aux jours classiques.

En dessous de 15°C, la consommation commence à augmenter lorsque la température diminue. La pente avec laquelle se fait cette augmentation est bien plus forte (de trois à cinq fois plus forte) pour la France que pour les autres pays. Pour certains pays, une thermosensibilité estivale est observée au-delà de 20°C. Ainsi, la consommation augmente avec la température en Espagne et particulièrement en Italie. Cela est dû entre autres à l'utilisation des appareils de climatisation.

### Consommation journalière en fonction de la température (jours ouvrés juillet 2017 – juin 2018)



# Taux de couverture en Europe



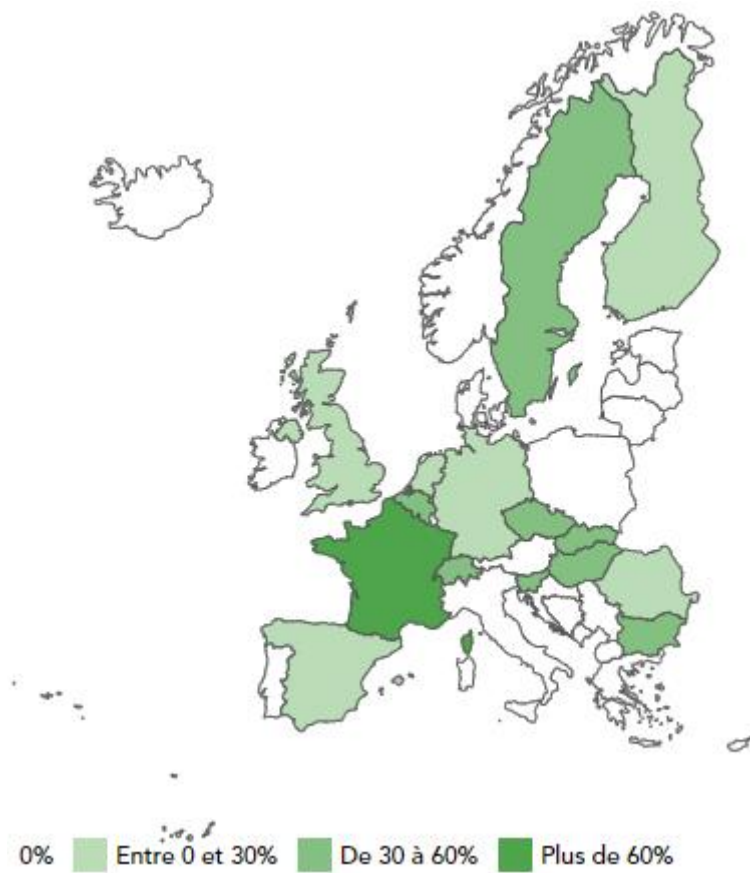
## Près d'un quart de la consommation européenne couverte par le nucléaire

Parmi les 34 pays de l'[ENTSO-E](#), 15 ont un mix électrique intégrant du nucléaire. Le [taux de couverture](#) de la consommation européenne par la [production nucléaire](#), stable par rapport à l'an dernier (+0,7%), est de 24%.

La [production nucléaire](#) est en hausse en France et dans une moindre mesure en République Tchèque en raison d'une meilleure disponibilité de leurs parcs. A contrario, elle recule sensiblement en Grande-Bretagne, en Suède et en Espagne.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

*Part de la consommation couverte par la production nucléaire*



## Recul de la production thermique fossile

La production thermique à combustible fossile recule en Europe et couvre désormais 39% de la consommation de l'ensemble des pays membres d'ENTSO-E sur la période 2017-2018. On observe des baisses significatives de la production thermique fossile dans de nombreux pays, en particulier en Allemagne ou en Grande-Bretagne. En France, l'augmentation des productions nucléaire et hydraulique a permis une moindre sollicitation de la filière thermique fossile, avec un taux de couverture repassant sous les 10%.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

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



## Production hydraulique en hausse en raison d'une meilleure pluviométrie

La [production hydraulique](#) progresse en Europe et couvre 17,6% de la consommation sur le périmètre ENTSO-E, contre 15,7% sur la période précédente. Une pluviométrie plus importante, notamment dans les Alpes et les Pyrénées, explique cette hausse. Les pays dont la géographie permet une forte implantation des centrales hydrauliques (Norvège, Islande, Suisse, Autriche) voient leur taux de couverture atteindre plus de 50%.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

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

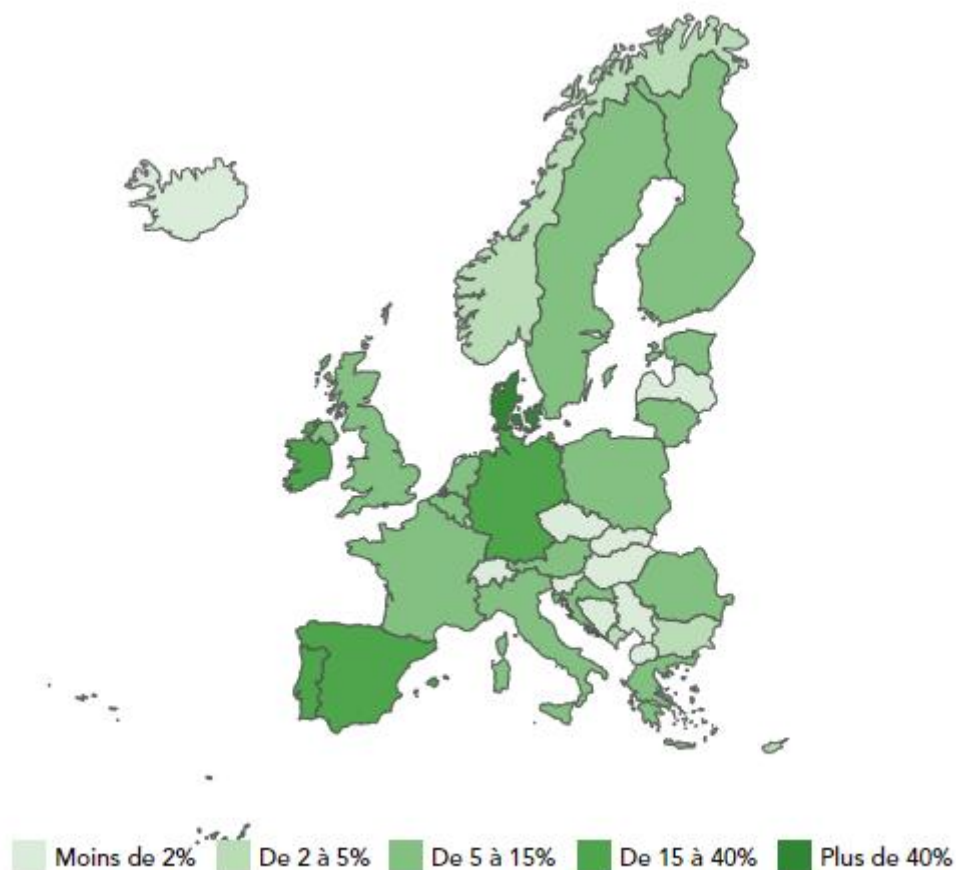


## 11% de la consommation européenne couverte par l'éolien

Le Danemark, l'Irlande, le Portugal et l'Allemagne couvrent plus de 20% de leur consommation annuelle par leur production éolienne. Le Danemark atteint même un taux de couverture supérieur à 40% (dont un tiers de production éolienne offshore). Le taux moyen sur la zone ENTSO-E progresse par rapport à la période précédente et atteint 11%.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

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





## Une production solaire en progrès

3,4 % des besoins sont couverts par la production solaire sur le périmètre ENTSO-E sur la période, en légère progression. L'Allemagne et l'Italie représentent plus de 50% de la production solaire européenne.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

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



## Production d'électricité renouvelable en hausse

La production renouvelable augmente en Europe même si on constate toujours une forte disparité selon les pays. En Norvège, la production renouvelable 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 40%. Ce taux atteint 34% en Italie et 35% en Espagne.

En moyenne sur le périmètre ENTSO-E, la part de la consommation couverte par le renouvelable est de 36%, en progression par rapport à la période précédente grâce à une bonne saison hydraulique et à une production éolienne toujours croissante.

*Les données sont calculées sur la période de juillet 2017 à juin 2018 par rapport aux 12 mois précédents*

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

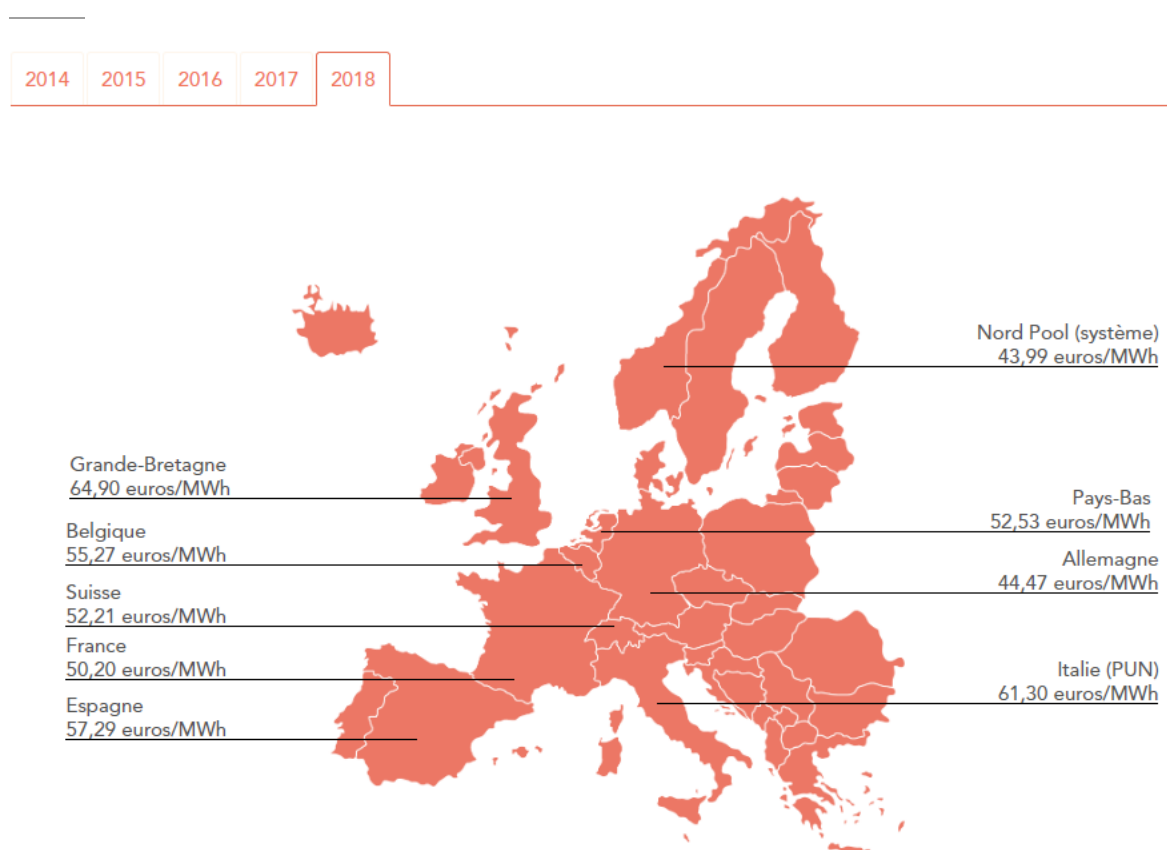


# Marché

## Prix de marché en Europe



## Les prix de marché sont en hausse en Europe



Sources: Bourses européennes de l'électricité (pour l'Italie: Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

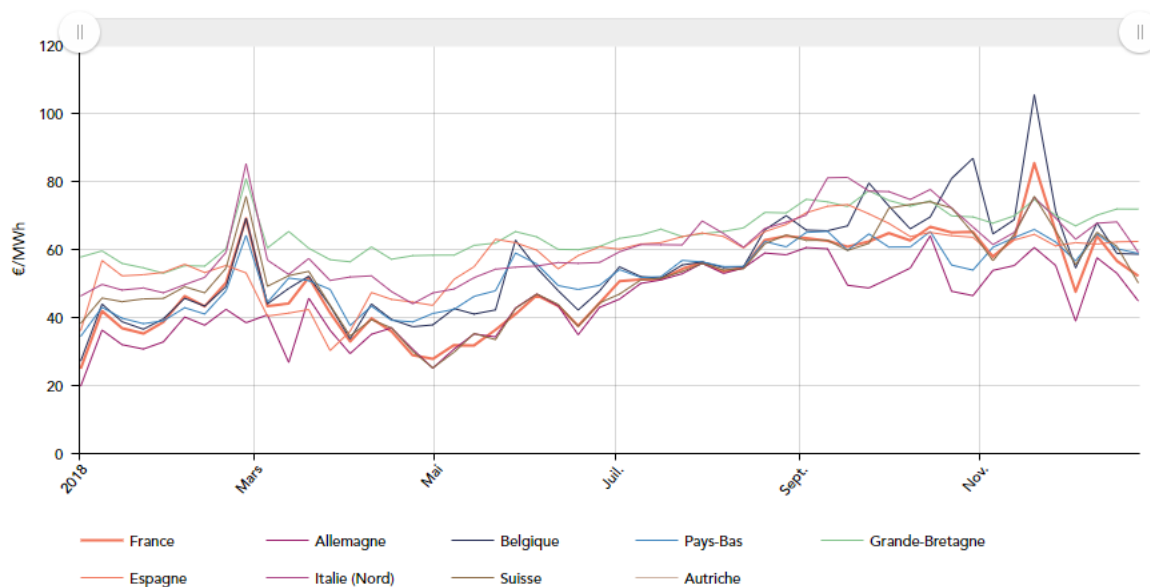
Les prix sont une nouvelle fois en hausse dans toute l'Europe en 2018. La hausse du prix français est plus modérée que celle des pays voisins (à l'exception de l'Espagne) avec une progression de 5 €/MWh en moyenne sur l'année par rapport à 2017.

Les prix sont notamment élevés par rapport aux années précédentes pendant l'été. A cette période, les cours des combustibles (gaz et charbon) ainsi que le cours du CO<sub>2</sub> progressent. De plus, un été chaud et sec en Europe avec plusieurs épisodes de fortes chaleurs conduit à une hausse de la consommation et à un fort recul de la production hydraulique dans les pays nordiques. Les températures importantes entraînent également des réductions de puissances sur plusieurs centrales nucléaires en Europe, du fait de contraintes environnementales sur les températures des sources de refroidissement (rivières, fleuves, mers).

Une vague de froid tardive dans toute l'Europe à la fin du mois de février tire également les prix à la hausse. Au mois de novembre, le prix français dépasse 150 €/MWh sur quatre journées. Il atteint son maximum annuel de 259,95 €/MWh le 21 novembre à 18h alors que les températures sont inférieures aux normales de saison. De plus, des maintenances de longue durée sur le parc nucléaire belge réduisent fortement sa disponibilité au dernier trimestre (2 GW ou moins sur les 6 GW installés), ce qui contribue à tendre le système électrique européen.

A contrario, le nombre de pas horaires avec des prix négatifs augmente en France avec 11 occurrences dont 7 la seule journée du 1<sup>er</sup> janvier. Ce jour-là, le prix baisse jusqu'à -31,8 €/MWh, au plus bas depuis 2013. A noter qu'en Allemagne, les épisodes de prix négatifs sont bien plus fréquents et marqués en raison notamment d'une part plus importante des productions fatales dans le mix électrique.

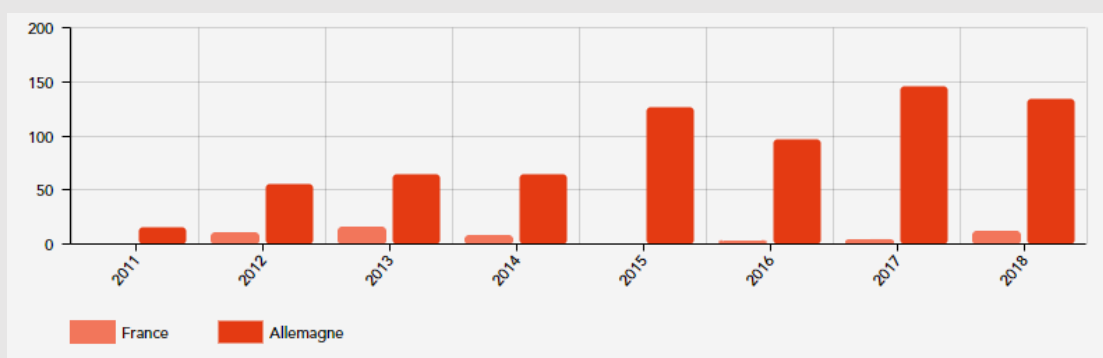
### Prix journaliers moyens hebdomadaires



## Pourquoi observe-t-on des prix négatifs ?

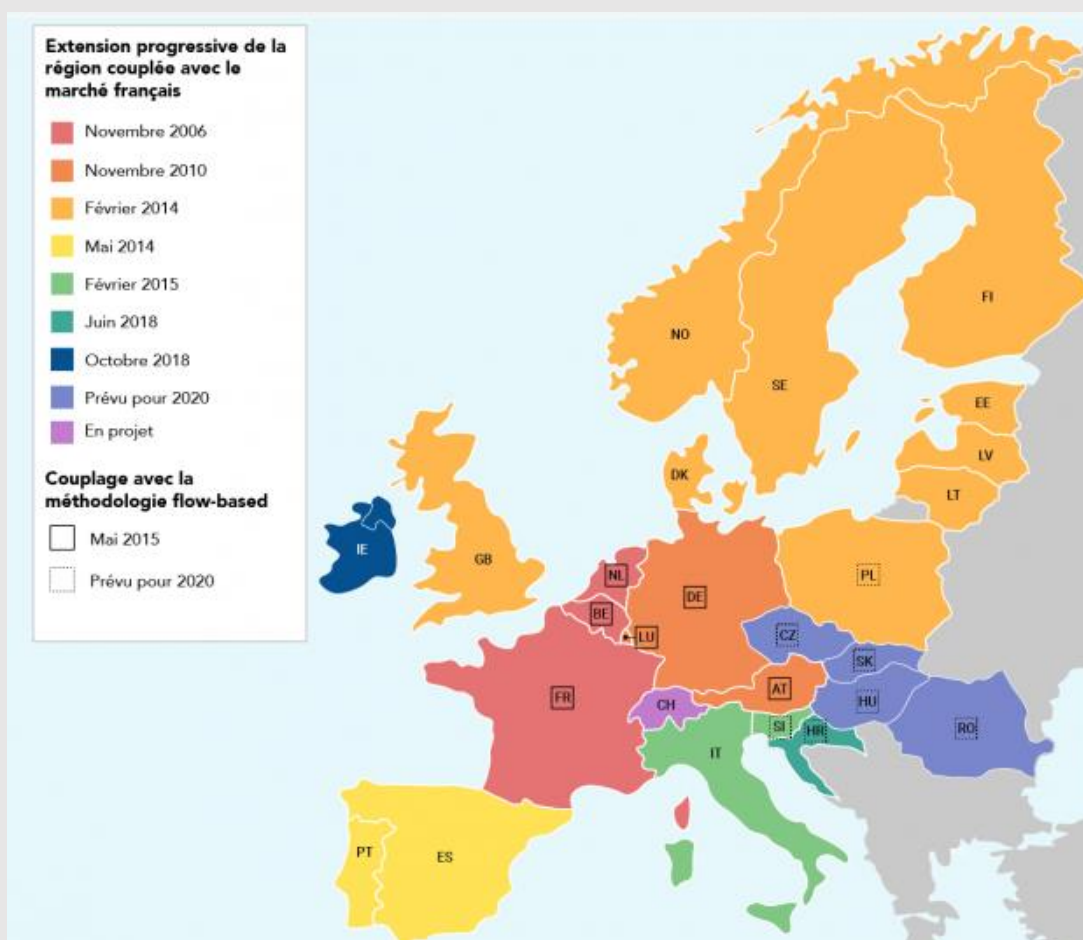
Les prix négatifs sont des épisodes rares mais qui peuvent notamment survenir lors des creux de consommation (nuit, jour férié, week-end etc.), en raison de capacités de production difficilement modulables ou fatales (éolien, solaire). En effet, il peut être plus coûteux pour un producteur d'arrêter puis de redémarrer une production peu flexible que d'accepter des prix négatifs pendant un certain temps. On observe principalement des prix négatifs lorsque les productions renouvelables fatales (éolien et solaire) couvrent une part importante de la consommation, ce qui est plus souvent observé en Allemagne.

### Nombre de pas horaires avec des prix négatifs en France et en Allemagne



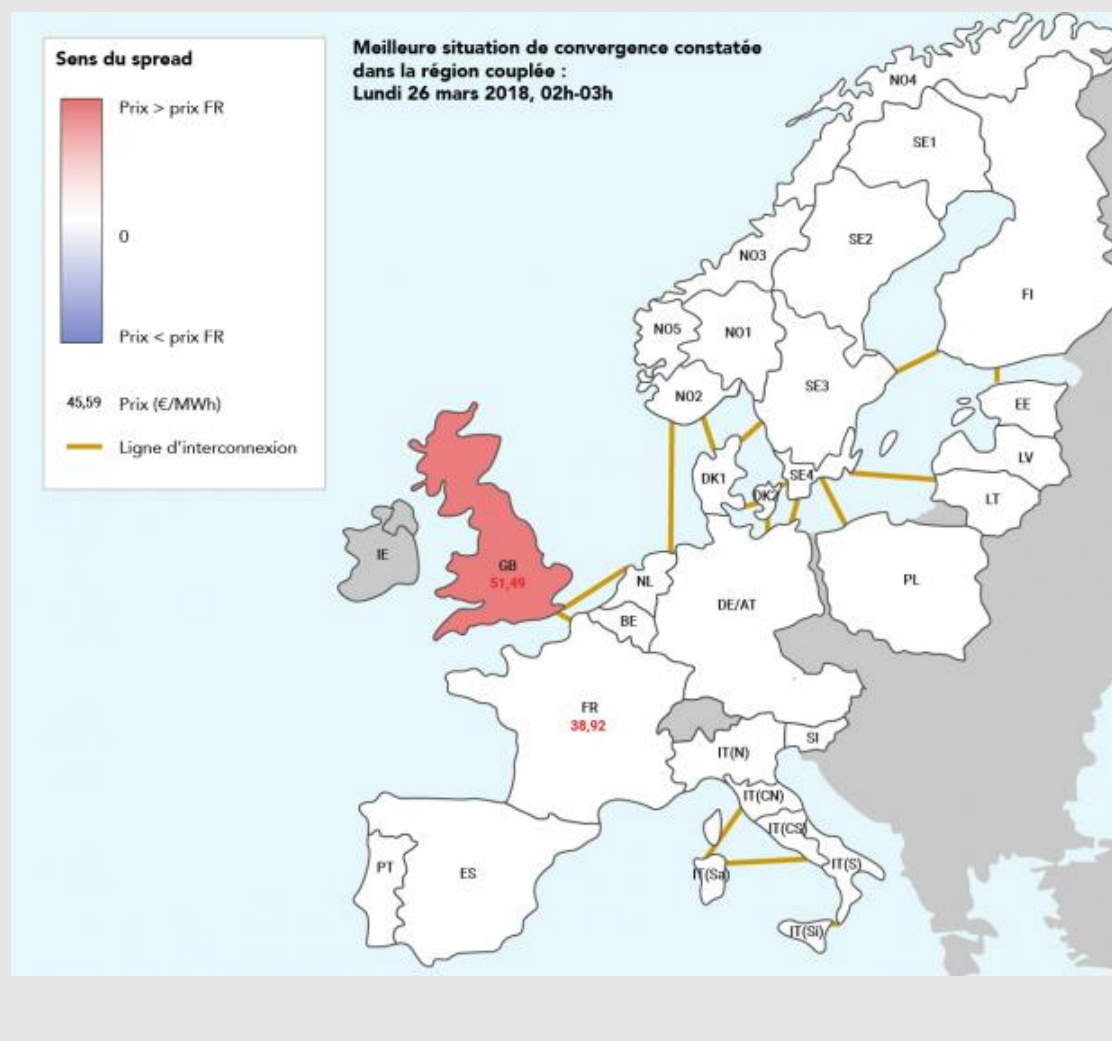
## Le couplage des marchés garantit une utilisation optimale des capacités d'échanges

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 limitent pas les échanges transfrontaliers. Depuis une dizaine d'années, le marché français a été successivement couplé avec la plupart des marchés d'Europe de l'Ouest. La région couplée s'étend encore en 2018 avec le couplage de la Croatie le 20 juin et celui de l'Irlande le 1<sup>er</sup> octobre.



N.B. : l'Allemagne et le Luxembourg constituent une même zone de prix. Le couplage de la Pologne s'effectue via la Suède uniquement (câble sous-marin SwePol).

Le lundi 26 mars, entre 2h et 3h, une situation de convergence remarquable est enregistrée, avec des prix identiques dans toute la région couplée sauf en Grande-Bretagne. 29 zones convergent à un prix de 38,92 €/MWh du Portugal à la Finlande. Une telle convergence n'avait encore jamais été observée. Pour qu'une telle situation puisse se produire, il faut que les pays aient des conditions de marché proches pour que les interconnexions ne limitent pas les échanges aux frontières



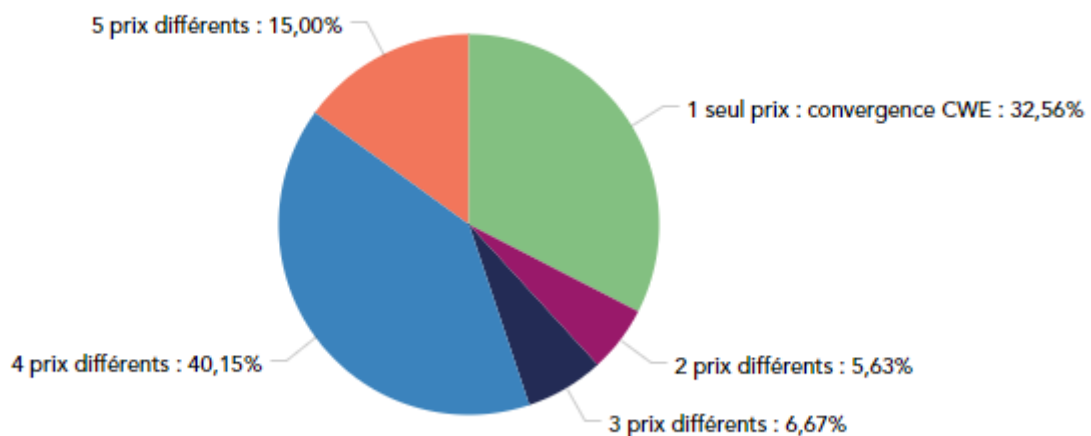
## Une nouvelle zone de prix autrichienne

La région CWE sur laquelle les prix des marchés de l'électricité sont couplés depuis 2010 regroupe la France, la Belgique, l'Allemagne, le Luxembourg et les Pays-Bas. La France, les Pays-Bas et la Belgique ont chacun une zone de prix correspondant à leur frontière, tandis que l'Allemagne, l'Autriche et le Luxembourg étaient regroupés dans une zone de prix unique. Le 1<sup>er</sup> octobre 2018, cette dernière est séparée en deux parties : l'une regroupant l'Allemagne et le Luxembourg, et l'autre constituée de l'Autriche. Ainsi, même si le nombre de pays de la région CWE reste inchangé, elle couvre maintenant cinq zones de prix distinctes au lieu de quatre.



## Légère baisse de la convergence des prix dans la région CWE

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

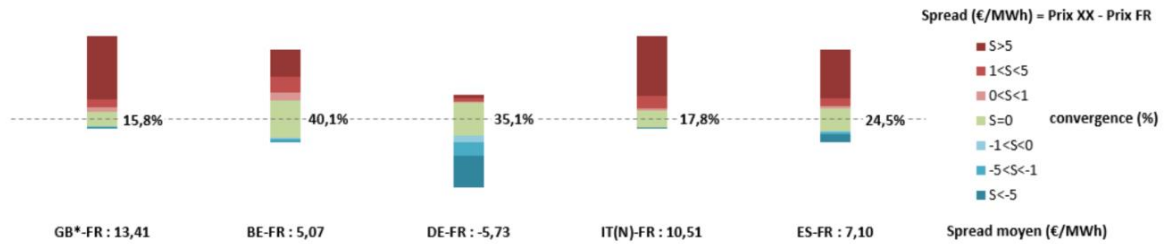


La convergence des prix dans la région CWE recule légèrement et s'établit à 33%. Ce chiffre recouvre des situations variées : la semaine du 30 juillet, les prix convergent sur 89% des pas horaires (au plus haut depuis sept ans) alors que d'autres semaines, où les conditions de marché sont très hétérogènes entre les zones ou plus tendues comme lors de la vague de froid, les prix de toute la région ne convergent sur aucun pas horaire.

## Plus d'indicateurs sur les convergences des prix

Les écarts de prix moyens entre la France et la Grande-Bretagne et l'Italie sont plus importants qu'en 2017, du fait d'une hausse des prix plus marquée dans ces pays, ce qui réduit le taux de convergence.

### Distribution des spreads entre la France et ses voisins en 2018

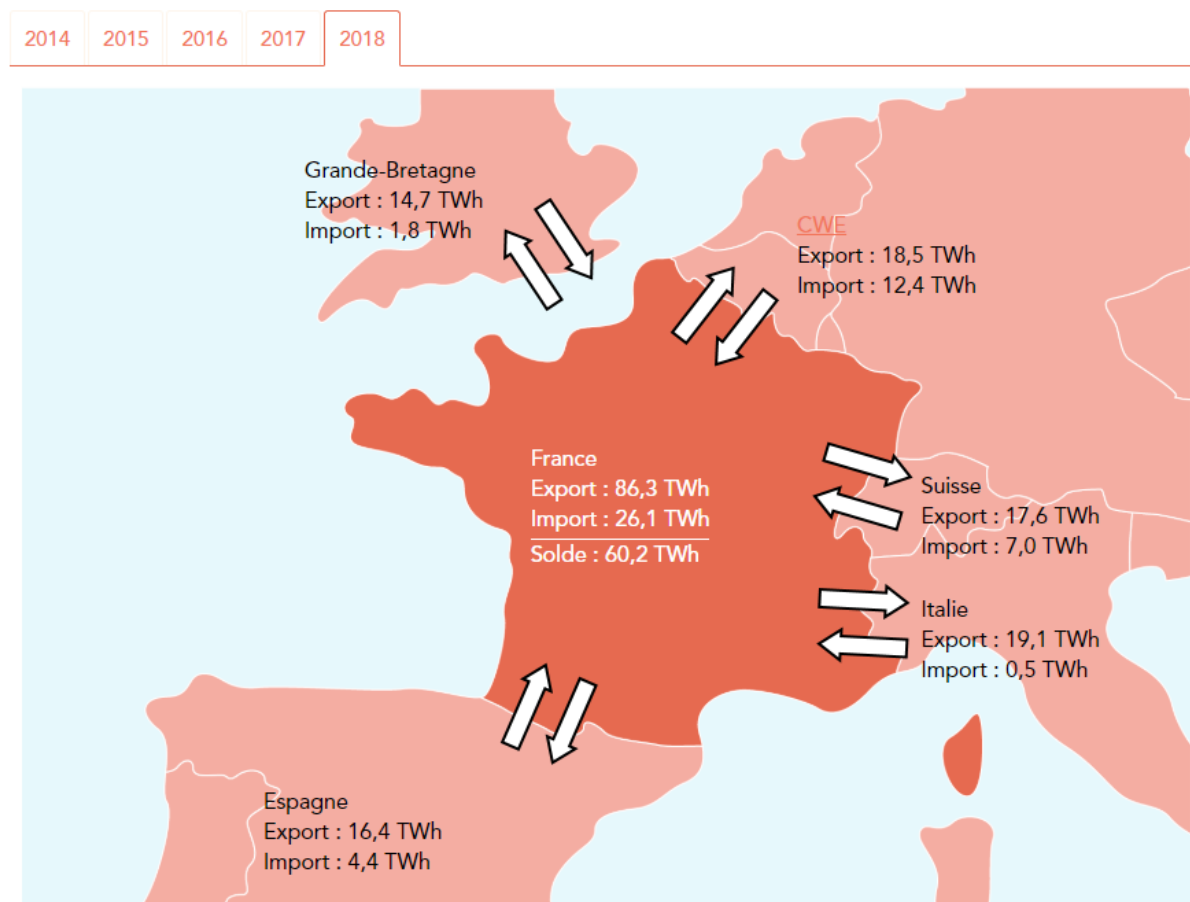


\*Pour GB-FR le spread est corrigé des pertes sur l'interconnexion France-Angleterre (IFA) ;

# Solde des échanges commerciaux



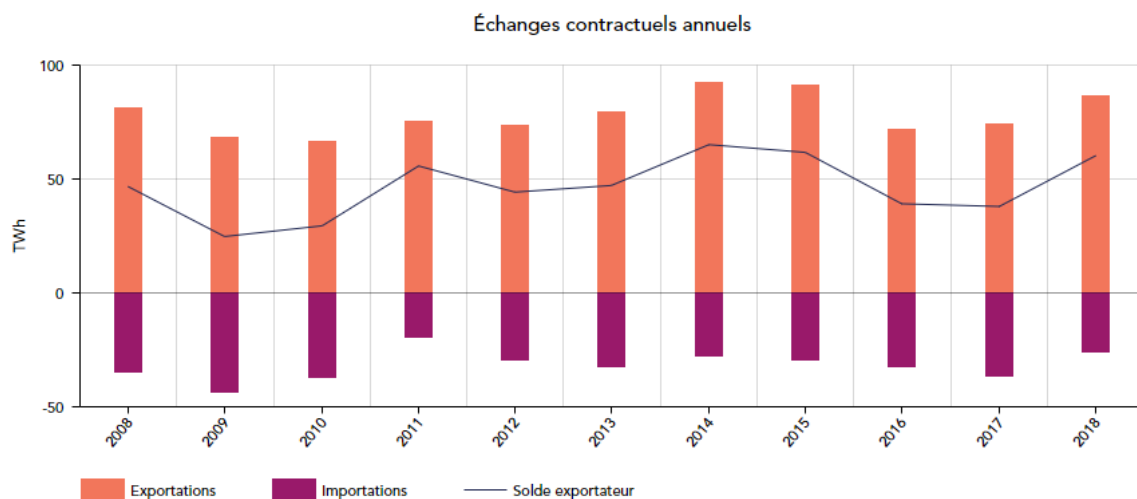
## La France redevient le premier pays exportateur d'Europe



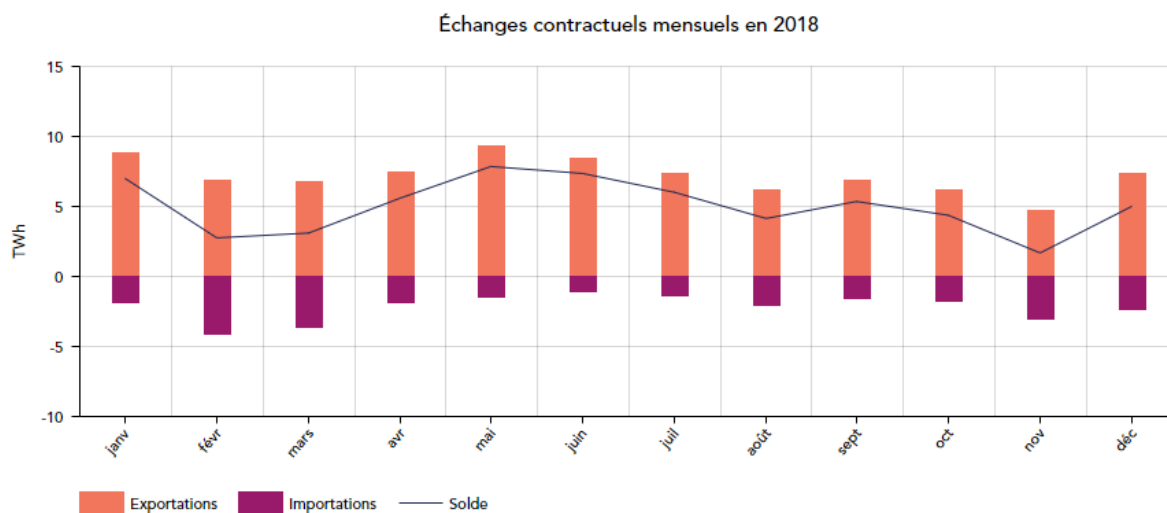
Le solde France des échanges s'établit à 60,2 TWh en 2018, en progression par rapport aux deux années précédentes. Le volume d'import est 26,1 TWh, et celui d'export de 86,3 TWh. Le solde des échanges est positif tous les mois, et s'élève à 7,85 TWh en mai, au plus haut depuis le mois de juillet 2014. La France redevient le pays le plus exportateur d'Europe, la progression des exports étant liée à une hausse du prix français plus modérée que ses voisins. En effet, les échanges français dépendent directement des écarts de prix entre la France et ses voisins

Les échanges restent très volatils tout au long de l'année, avec un solde variant de 10 GW en import le 28 février à 8h à 16,2 GW en export le 22 janvier à 3h. Ces variations permettent une souplesse de 26 GW pour le système électrique français, qui illustre également la solidarité européenne permise par les différentes interconnexions.

Annuel **Mensuel**



Annuel **Mensuel**



## Quelle est la différence entre les échanges physiques et 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.

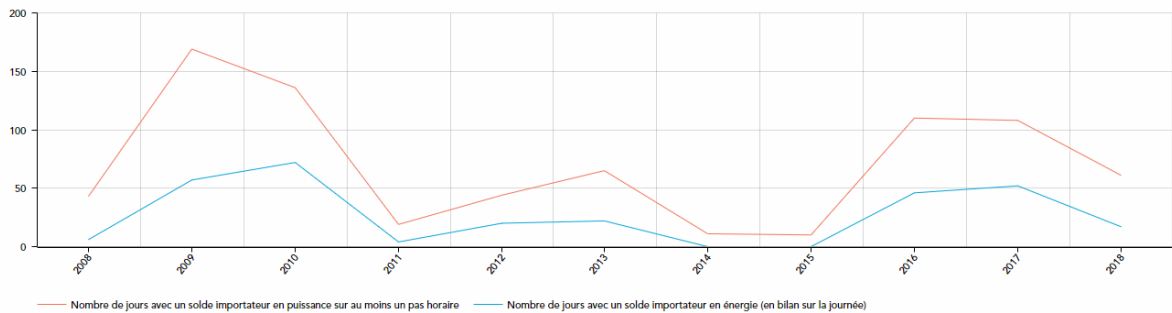
Ainsi sur la frontière France – Suisse, un programme commercial importateur peut être « contrebalancé » par des exports importants destinés à l'Italie, mais qui d'un point de vue physique vont transiter en partie de la France vers la Suisse. Pour un pays donné, le bilan des échanges physiques sur l'ensemble de ses frontières et le bilan des échanges contractuels avec l'ensemble de ses voisins sont identiques.

## Recul du nombre de jours importateurs

Le nombre de jours importateurs recule en 2018 avec 17 journées importatrices en énergie, contre 52 en 2017. Ce recul est notamment dû à une meilleure disponibilité du parc nucléaire par rapport à 2016 et 2017.

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

Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



# Région CWE

Pour mieux comprendre

## Le couplage avec la méthode « flow-based »

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

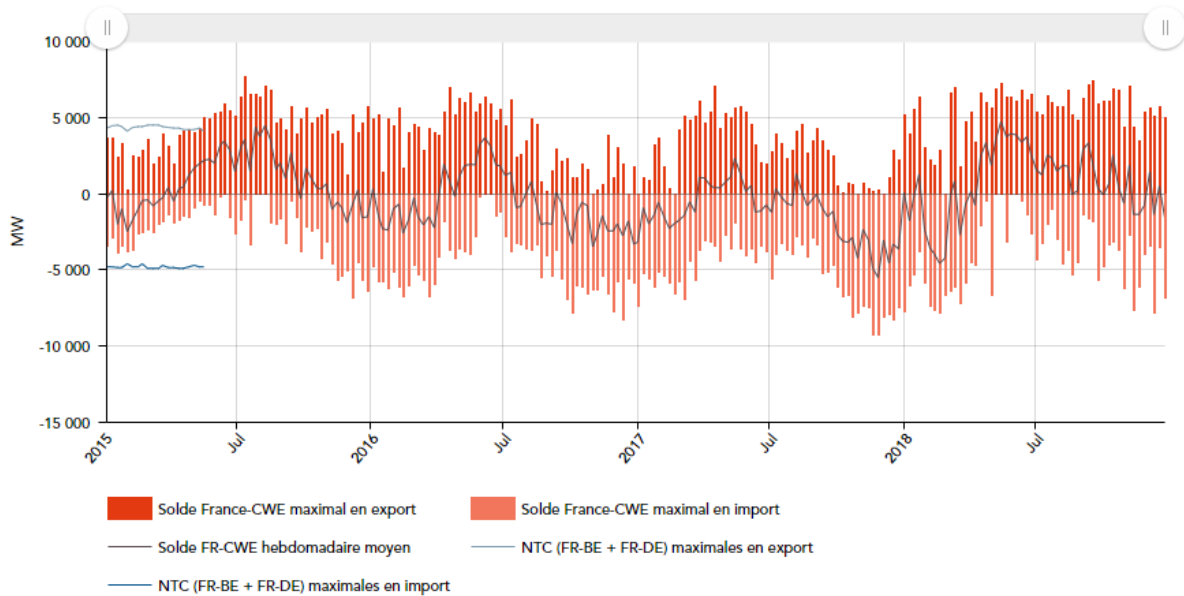
Ces quatre zones de prix étaient jusqu'alors couplées avec des « Net Transfer Capacities » ([NTC](#)), c'est-à-dire avec des limitations d'échanges définies frontière par frontière de façon bilatérale (une contrainte par frontière et par sens qui tenait compte implicitement de l'état du réseau).

Désormais les contraintes prennent en compte explicitement les ouvrages physiques du réseau des cinq 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 gestionnaires de réseau de transport des différents pays constituant la région [CWE](#).

Il n'est donc plus pertinent de raisonner frontière par frontière et les indicateurs France-Belgique et France-Allemagne sont remplacés par des indicateurs France-région [CWE](#).

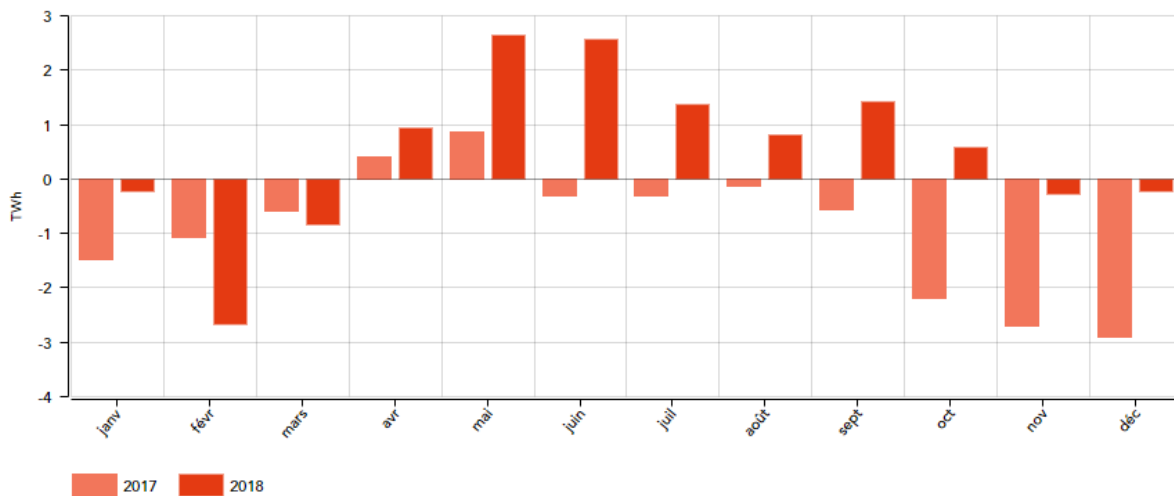
# Le solde vers la région CWE redevient exportateur

Valeurs extrêmes hebdomadaires du solde France-CWE



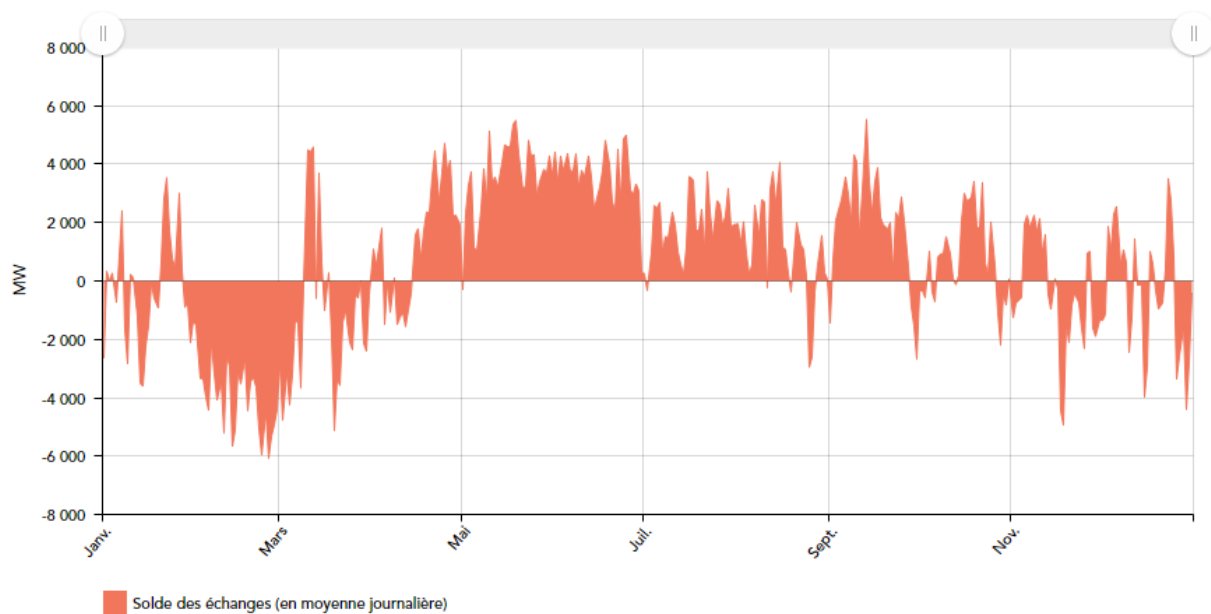
Alors que le solde était importateur les deux dernières années, la tendance s'inverse en 2018 avec un solde exportateur de 6,1 TWh. Ceci s'explique notamment par une meilleure disponibilité du parc nucléaire français, une **production hydraulique** française abondante ainsi que les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires belges en fin d'année. Les exports sont particulièrement importants en mai et en juin, atteignant des soldes historiquement hauts de 2,64 TWh puis 2,56 TWh. En revanche, le solde est importateur les mois d'hiver, lorsque la France, plus thermosensible que ses voisins, voit ses besoins augmenter.

Soldes des échanges mensuels avec la région CWE





## Echanges journaliers entre la France et la région CWE en 2018



# Espagne

## Capacités d'échanges France-Espagne

Les capacités moyennes disponibles sur la frontière France-Espagne s'élèvent à 2 546 MW en export et 2 190 MW en import.

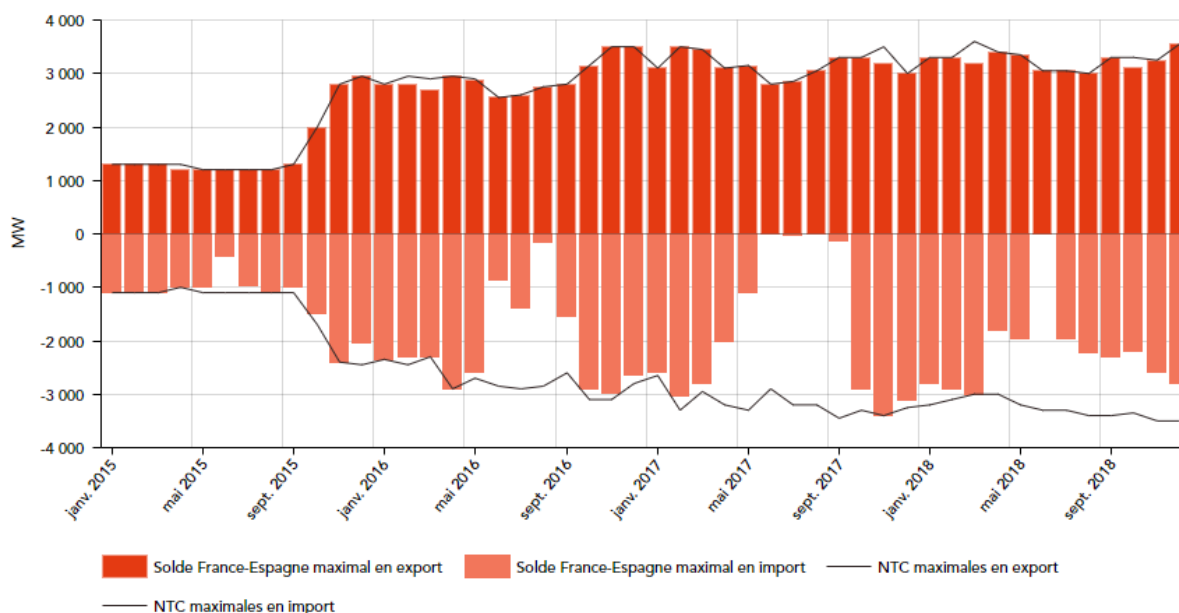
Les capacités disponibles continuent de limiter les échanges 75% du temps (62% du temps en export et 13% du temps en import).

Depuis la mise en service de la ligne HVDC Baixas-Santa Llogaia en 2015, la saturation de l'interconnexion s'est réduite. Elle s'élevait en effet à 87% en 2015 contre 70% en 2016 et 75% en 2017.

Des améliorations sont toujours en cours comme l'introduction du calcul de capacité coordonné en 2019 et, à plus long terme, le projet Golfe de Gascogne : un projet d'interconnexion souterraine et sous-marine qui a pour objectif de doubler la capacité d'échanges entre la France et l'Espagne.

Plus d'informations sur le projet Golfe de Gascogne [ici](#).

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

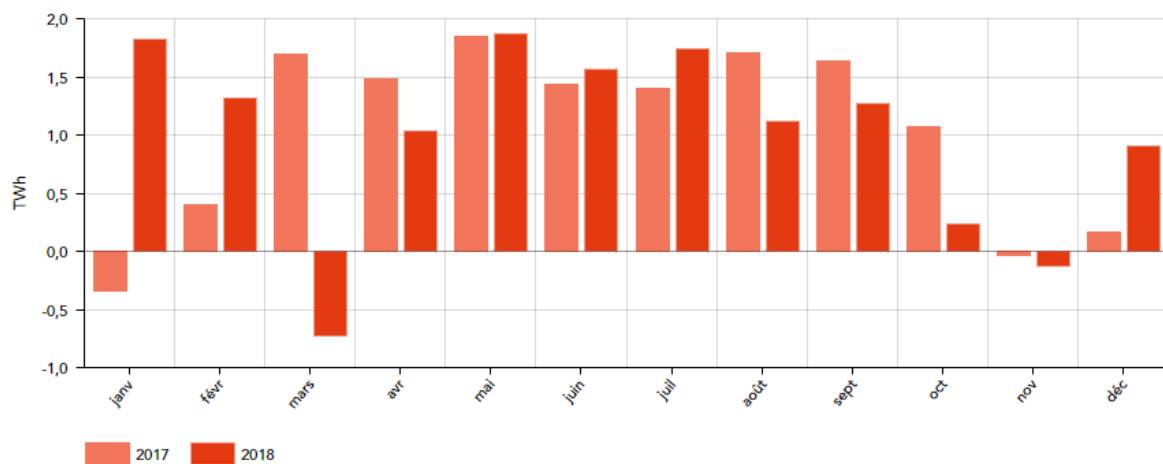


## Solde toujours exportateur

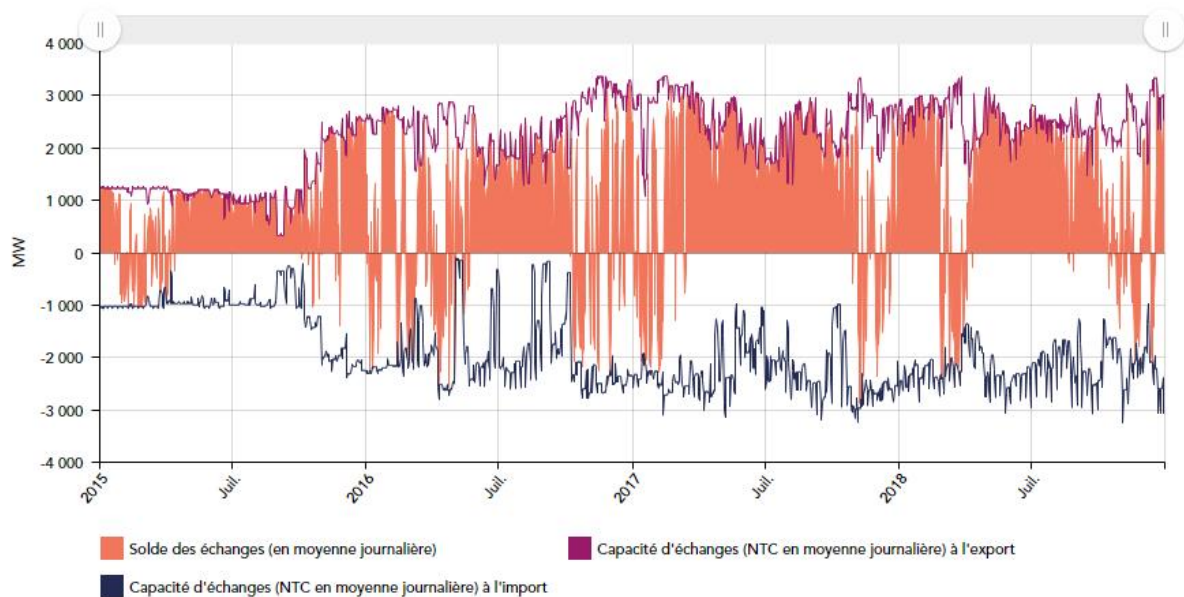
Le solde des échanges avec l'Espagne reste très exportateur avec 12 TWh. Il est cependant en léger recul par rapport à l'an dernier, notamment du fait d'une meilleure [production hydraulique](#) dans la péninsule ibérique.

Par ailleurs, la France est importatrice nette sur cette frontière en mars, lorsque la production éolienne espagnole est particulièrement importante, et en novembre, lorsque les conditions de marché sont moins favorables en France.

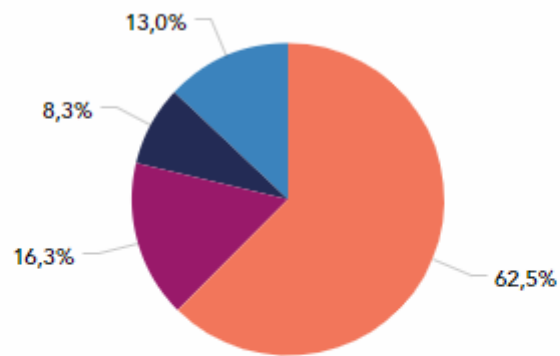
### Solde des échanges mensuels avec l'Espagne



### Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne de 2015 à 2018



## Utilisation de l'interconnexion France-Espagne en J-1 sur l'année 2018



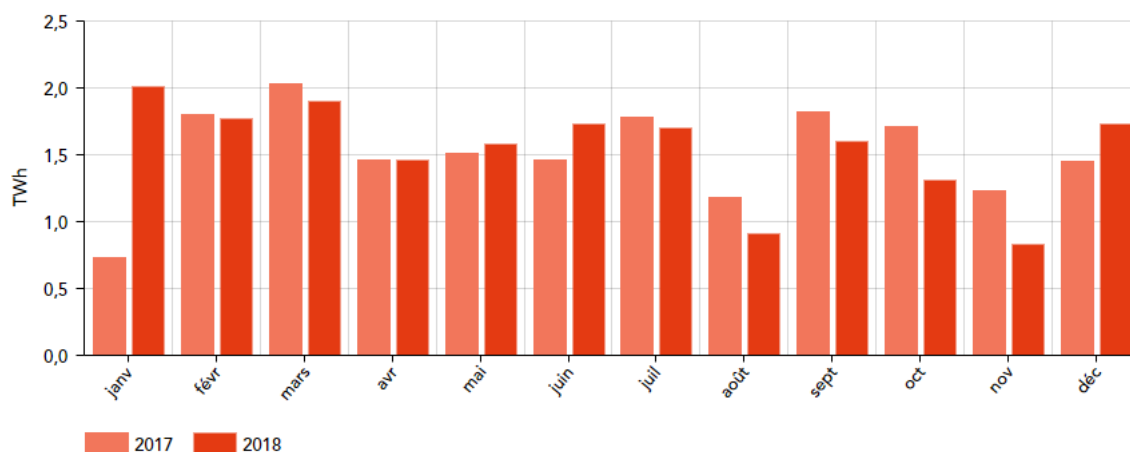
● Export saturé    ● Export non saturé    ● Import non saturé    ● Import saturé

# Italie

Le solde des échanges avec l'Italie est toujours fortement exportateur et progresse avec 18,5 TWh. L'interconnexion est très majoritairement sollicitée dans le sens export avec seulement 330 pas horaires importateurs (soit moins de 4% du temps) contre 452 en 2017.

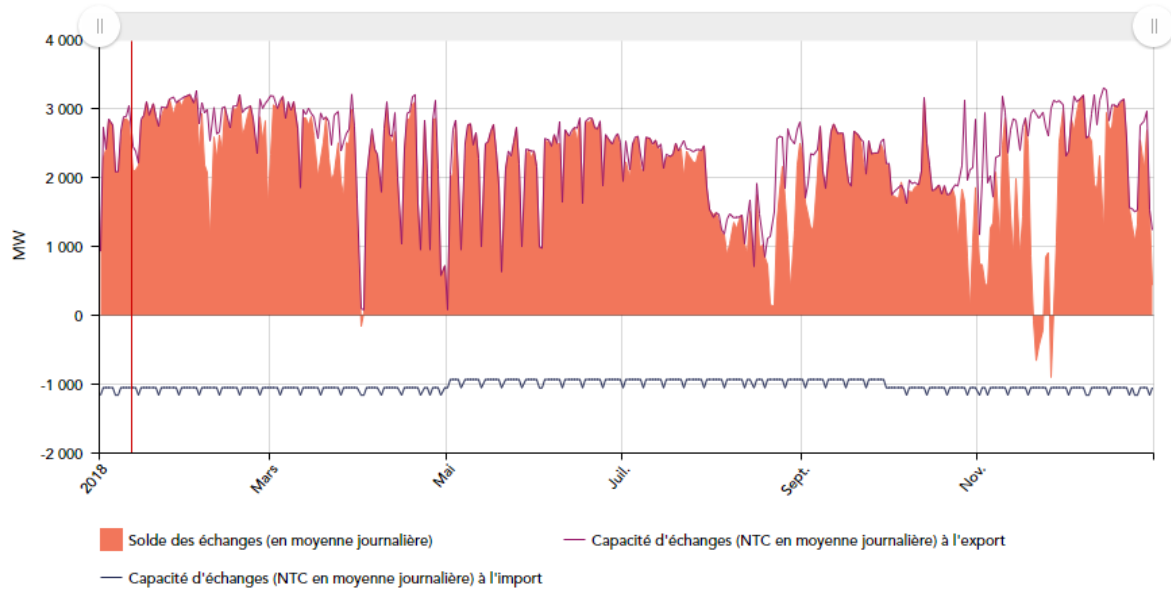
Elle est saturée 82% du temps, presque uniquement en exportation. La mise en service d'une nouvelle interconnexion (le [projet Savoie Piémont](#)), prévue fin 2019, permettra de renforcer la capacité d'échange et la solidarité électrique entre la France et l'Italie.

## Soldes des échanges mensuels avec l'Italie



L'Italie limite ses imports les jours de faible consommation, notamment les week-ends au printemps et en été. Elle doit en effet maintenir en activité suffisamment de groupes thermiques capables de moduler leur production pour assurer la stabilité de son système électrique. Les jours où la production photovoltaïque risque de représenter une part importante de la consommation, la capacité d'import aux interconnexions est réduite.

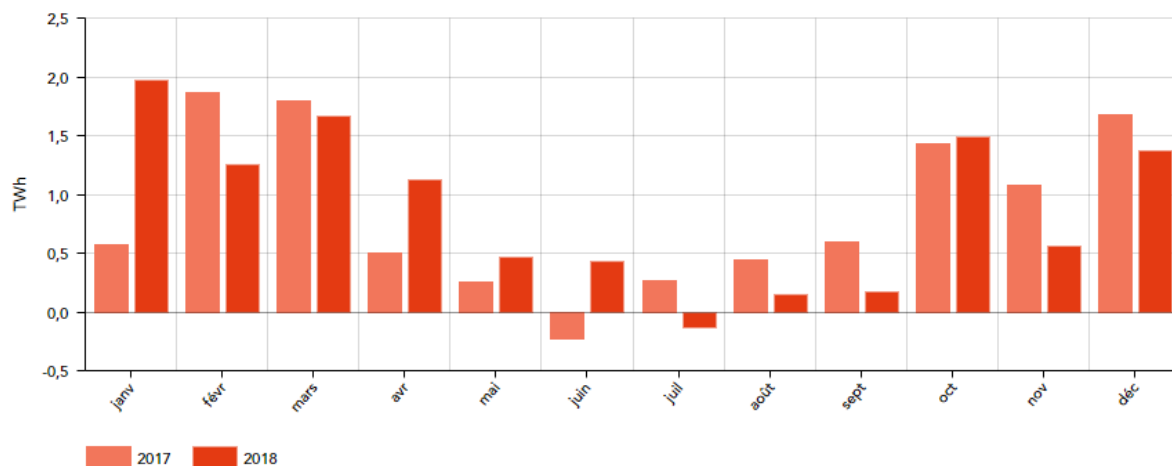
### Capacités et échanges journaliers entre le France et l'Italie en 2018



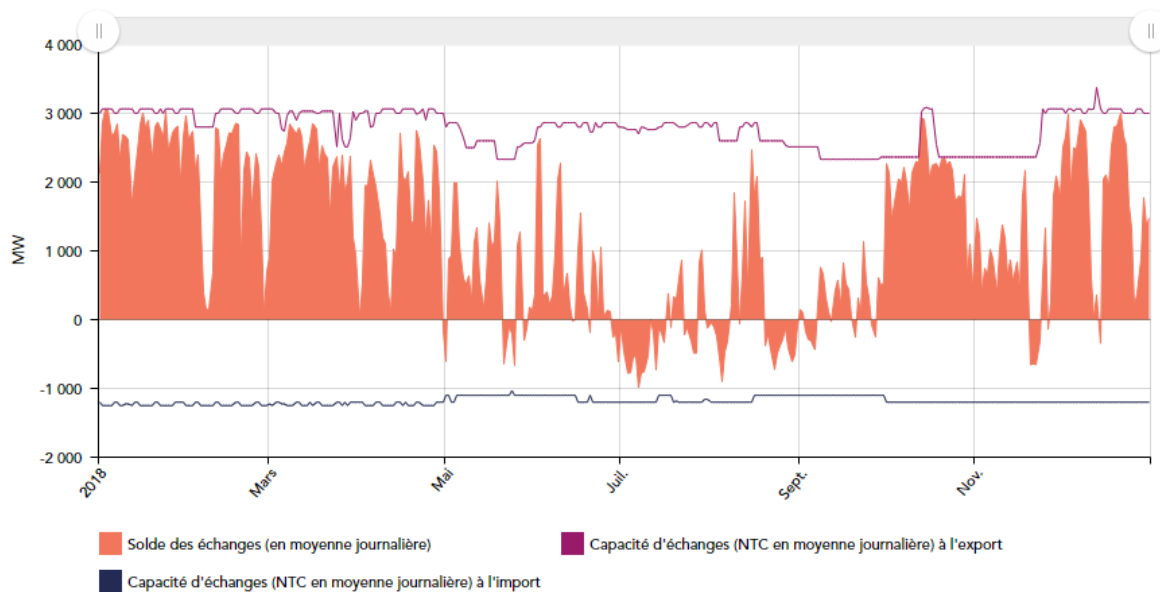
# Suisse

Le solde des échanges avec la Suisse progresse et s'établit à 10,6 TWh. Le mois de juillet est le seul mois importateur, les échanges étant usuellement plus équilibrés en été (lorsque la **production hydraulique** suisse est plus importante).

## Soldes des échanges mensuels avec la Suisse



## Capacités et échanges journaliers entre la France et la Suisse en 2018

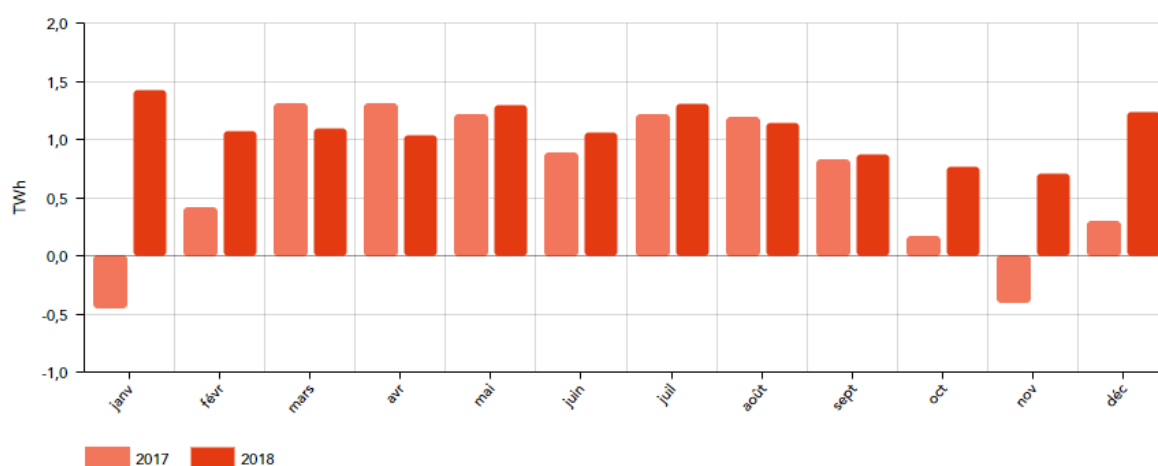


# Grande Bretagne

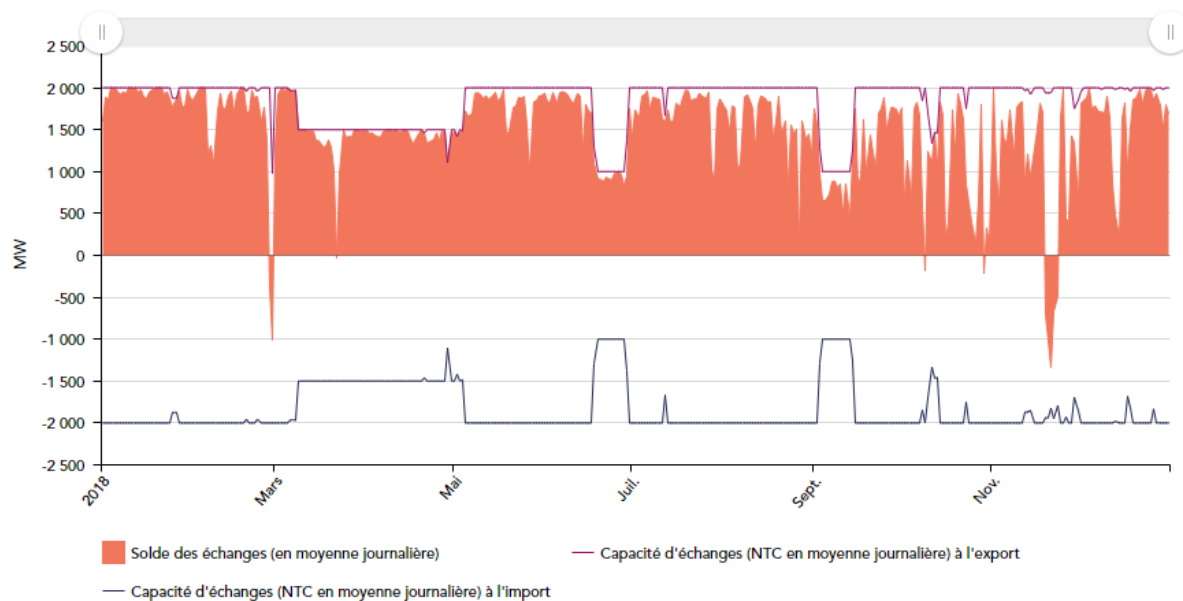
Le solde des échanges avec la Grande-Bretagne est exportateur à hauteur de 13 TWh, en progression par rapport à 2017 malgré des capacités d'échange limitées à 1,5 GW du 9 mars au 5 mai en raison de l'indisponibilité partielle de la liaison Interconnexion France-Angleterre (IFA) suite à un incident sur un câble.

La ligne est très peu utilisée dans le sens Grande-Bretagne vers France, à l'exception notable de la période de vague de froid fin février/début mars et de la semaine du 19 novembre lorsque les prix sont élevés en France. On compte seulement 493 pas horaires importateurs contre 1947 en 2017.

## Soldes des échanges mensuels avec la Grande-Bretagne



## Capacités et échanges journaliers entre la France et la Grande-Bretagne en 2018





# Evolution des mécanismes d'échanges transfrontaliers

## RTE accompagne l'évolution des mécanismes d'échanges transfrontaliers

---

Depuis sa création, RTE met en place, en concertation avec les acteurs de marché et en cohérence avec les principes fixés par les codes de réseau européens, les mécanismes qui permettent l'ouverture du marché français de l'électricité et son intégration en Europe :

- Suite à l'entrée en vigueur du règlement européen sur l'allocation des capacités et la gestion de la congestion (CACM), plusieurs bourses (EPEX Spot, qui opère historiquement en France, et Nord Pool) sont en concurrence en France. Ces opérateurs appelés NEMO (Nominated Electricity Market Operator) sont désignés dans chaque pays par les régulateurs. Cette concurrence a déjà été mise en place dans le cadre du couplage [intrajournalier](#) avec le démarrage de la plateforme XBID en juin 2018, et sera étendue en 2019 au couplage J-1.
- Des processus de calcul coordonné conformes aux objectifs du règlement CACM vont être mis en place pour l'échéance intrajournalière sur la frontière France-Italie et pour l'échéance journalière sur la frontière France-Espagne en 2019.
- Suite à l'entrée en vigueur du règlement européen sur l'allocation des capacités aux échéances long terme (FCA), un processus de calcul de capacité coordonné sera mis en place pour l'échéance long-terme sur la frontière France-Espagne en 2019.
- Afin d'intégrer les évolutions induites par le règlement européen Electricity Balancing (EB), le projet TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange) mettra en œuvre une plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage disponible en moins de 30 minutes commune à plusieurs pays européens.

# Flexibilité

## Activité des Responsables d'Equilibre



## Les marchés, outils d'optimisation du système électrique

24 h/24 et 7 j/7, à chaque seconde, RTE aiguille sur ses lignes les flux d'électricité pour garantir en permanence l'équilibre entre la production et la consommation, au meilleur coût pour la collectivité. Cet équilibre se construit via une séquence de décisions qui permettent d'optimiser le système électrique, du long-terme au temps réel. Ces décisions sont prises par des acteurs privés, dont la coordination est assurée par les mécanismes de marché sur lesquels ils valorisent leur activité.

Par ailleurs, la « flexibilisation » du système électrique est clairement identifiée comme un vecteur majeur de la réussite de la transition énergétique, notamment pour prendre en compte le caractère intermittent des énergies renouvelables. RTE propose des règles de marché adaptées à la participation de nouvelles capacités flexibles, pour permettre à toutes les filières concernées de valoriser leur capacité et leur énergie via les marchés (effacements, stockage, énergies renouvelables...).



## Activité des Responsables d'Equilibre

---

### Focus

Le dispositif de Responsable d'Equilibre permet aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous types de transactions commerciales sur les marchés 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'Equilibre 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'équilibrage du système électrique français.

Au 31 décembre 2018, 176 Responsables d'Equilibre disposent d'un contrat valide. 147 sont actifs au cours de l'année et 43 procèdent à des injections ou à des soutirages physiques significatifs sur le réseau.

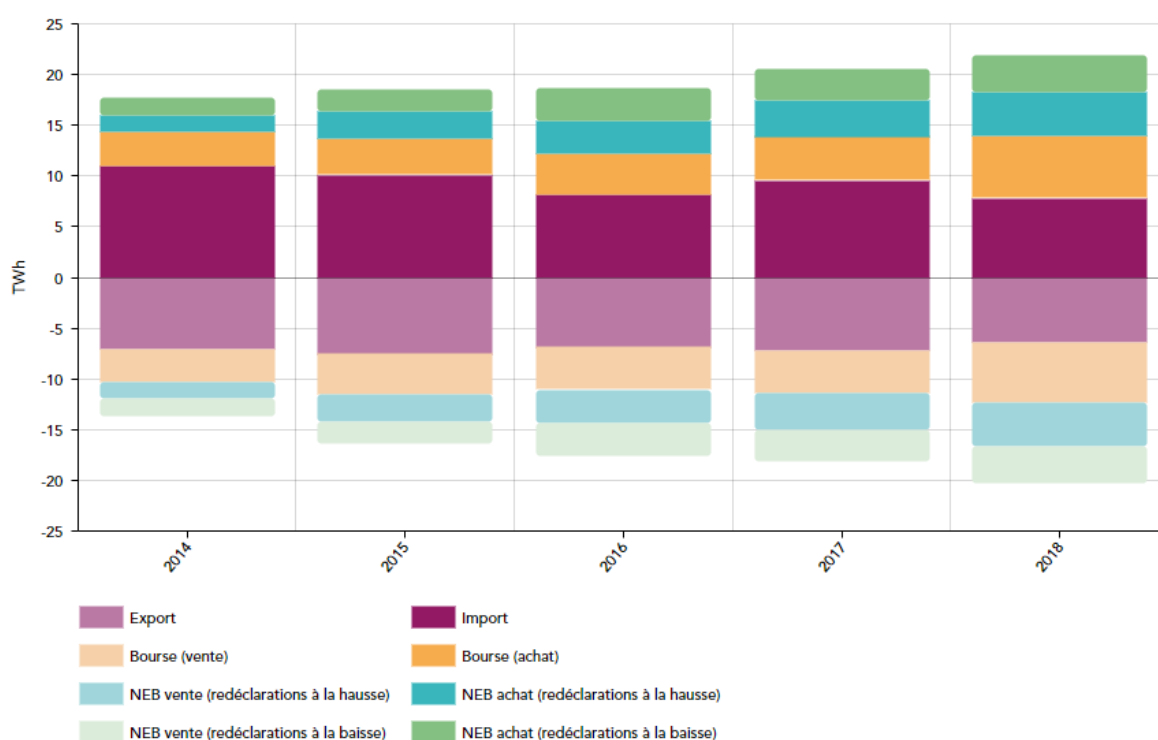
## Transactions des responsables d'équilibre sur les marchés



On observe une hausse globale des transactions entre Responsables d'Equilibre par rapport à 2017 notamment sur la bourse EPEX Spot France où les volumes échangés progressent de près de 8%.

Le volume des transactions intrajournalières continue de progresser et augmente d'environ 9% par rapport à l'an dernier. Ces dispositifs apportent aux responsables d'équilibre de la flexibilité au plus près du temps réel. Ce besoin de souplesse augmente notamment du fait de la part croissante des énergies renouvelables, dont la production est plus complexe à prévoir, dans le mix électrique.

## Transactions des responsables d'équilibre en intrajournalier



## Des volumes d'ARENH records

---

En 2018, le volume d'[ARENH](#) souscrit s'élève à 87,1 TWh (hors pertes), atteignant ainsi un nouveau record (le plafond est fixé à 100 TWh). En effet, les prix de marché, déjà élevés en fin d'année 2017, progressent encore au cours de l'année 2018 rendant le prix de l'[ARENH](#) fixé à 42 €/MWh (certificats de capacité inclus) compétitif toute l'année. Aux 85,4 TWh demandés lors du premier guichet en décembre 2017, s'ajoutent 1,8 TWh lors du deuxième guichet en juin.

## Le dispositif de l'ARENH

---

Le dispositif de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) a été instauré par la loi « NOME » sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Afin d'assurer une juste concurrence sur le marché de l'électricité, les fournisseurs alternatifs ont la possibilité de racheter à EDF une partie de sa production nucléaire au tarif ARENH. Celui-ci a été fixé à 40 €/MWh par le gouvernement entre le 1<sup>er</sup> juillet et le 31 décembre 2011 puis à 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012. A partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, ce prix inclus aussi les garanties des capacités associées pour chaque année de livraison (voir [la page sur le mécanisme de capacité](#)).

Le code de l'énergie prévoit que la demande totale d'électricité des fournisseurs dans le cadre de l'ARENH ne peut pas excéder 100 TWh par an (hors fourniture au titre des pertes par les gestionnaires de réseaux), environ un quart de la production nucléaire d'EDF en France. Les fournisseurs d'électricité qui souhaitent exercer « leur droit à l'ARENH » en font la demande auprès de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

# Mécanisme d'ajustement



**8,4 TWh**  
Besoin en ajustement

**1,7 %**  
De la consommation française

## Pour mieux comprendre

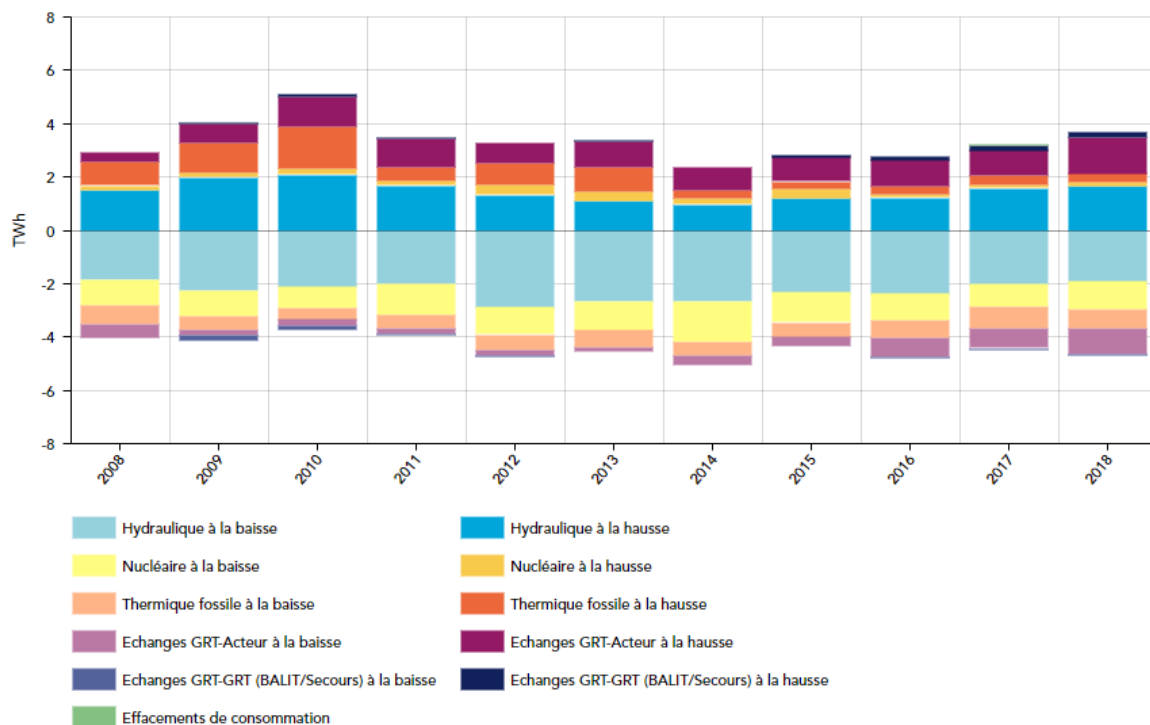
Le dispositif de Responsable d'Equilibre permet aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous types de transactions commerciales sur les marchés de l'électricité à des échéances allant de plusieurs années à l'avance jusqu'au quasi-temps réel. La flexibilité offerte par ce dispositif permet aux acteurs de réagir aux différents aléas et de faire face aux incertitudes. Le Responsable d'Equilibre 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'équilibrage du système électrique français.

Au 31 décembre 2018, 176 Responsables d'Equilibre disposent d'un contrat valide. 147 sont actifs au cours de l'année et 43 procèdent à des injections ou à des soutirages physiques significatifs sur le réseau.

## Hausse des ajustements en provenance de l'étranger

Les volumes d'ajustement en provenance des pays frontaliers progressent et représentent 42% du total des ajustements à la hausse et 21% des ajustements à la baisse. Cette augmentation sur les volumes à la hausse est principalement portée par les échanges GRT-acteurs (en provenance de Suisse et d'Allemagne), alors que la part **BALIT** (essentiellement l'Espagne) est en baisse avec 4,9% contre 6,4% en 2017. Le volume global des ajustements atteint 8,39 TWh, ce qui représente un peu moins de 2% de la consommation brute française.

Volumes ajustés sur le mécanisme d'ajustement

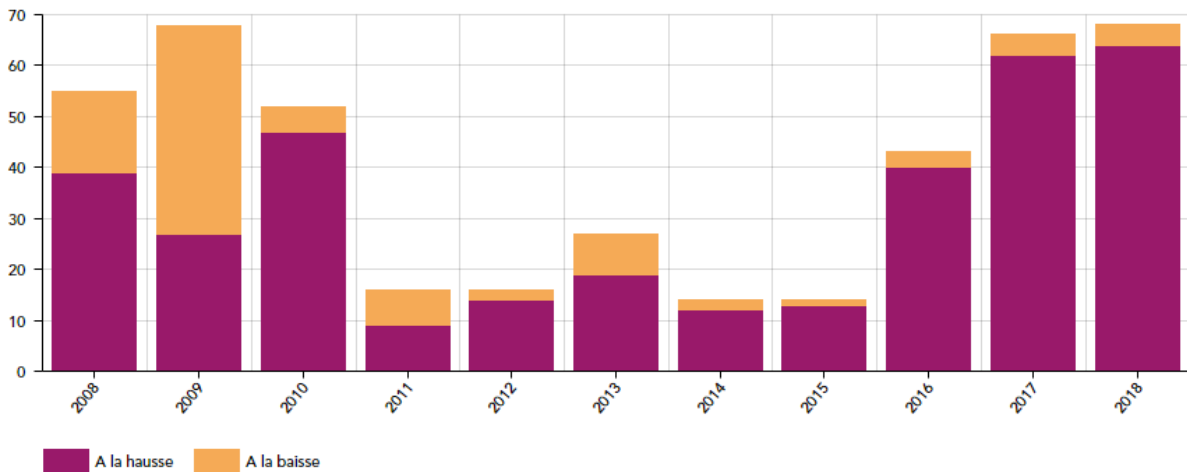


## Situations tendues sur le mécanisme d'ajustement

Le nombre de situations tendues sur le mécanisme d'ajustement augmente en 2018 avec un total annuel de 68 demi-journées. Par rapport à l'année dernière où un tiers des situations tendues à la hausse se situaient au mois de janvier, on observe cette année une répartition plus homogène. Les mois de février, mars, juin, juillet, août, octobre et novembre comptent au moins 5 demi-journées tendues.

Ces situations tendues ont des origines variées comme des mouvements sociaux sur le parc de production, des contraintes environnementales (baisse de puissance des centrales nucléaires lors d'épisodes caniculaires en été) ou encore des vagues de froid.

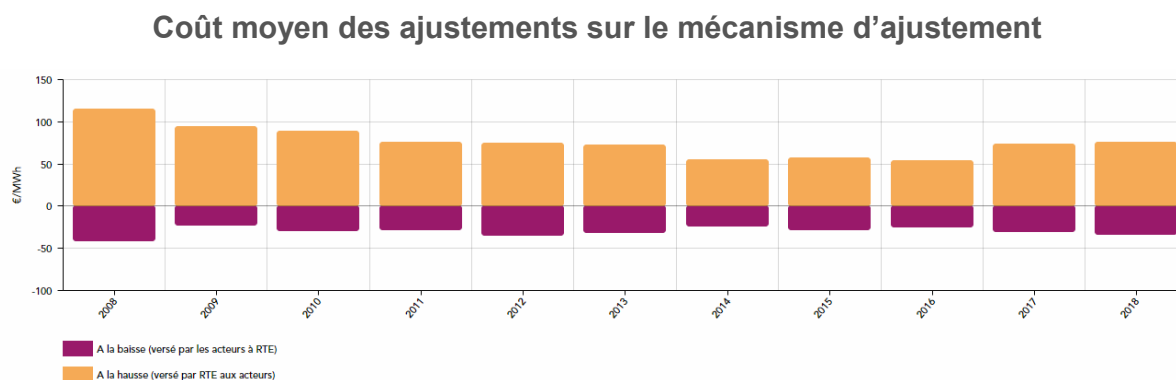
### Situations tendues de l'équilibre offre-demande (en nombre de demi-journées)



*NB : 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.*



## Coût moyen des ajustements sur le mécanisme d'ajustement



*NB : ce coût moyen inclut les éventuels coûts de démarrage.*

## RTE fait évoluer ses publications en temps réel sur l'état du système

Afin d'améliorer la compréhension de son action pour préserver la sécurité d'approvisionnement et laisser le marché se réguler au maximum, RTE fait évoluer ses publications sur les marges du système et les messages envoyés aux acteurs, dans l'imminence d'une action de RTE.

Pour chaque journée, RTE publiera ainsi la veille au soir, avec une actualisation en cours de journée, les informations suivantes sur le portail Clients de RTE :

- L'écart entre la production et les importations programmées par les acteurs du marché et déclarées à RTE, d'une part, et la consommation prévue par RTE et les exportations programmées par les acteurs du marché, d'autre part
- La marge du système aux pointes de consommation à 13h et 19h qui, si elle est inférieure au niveau requis, conduira RTE à informer les marchés d'un besoin d'offres complémentaires de production ou d'effacement
- La marge à deux heures du temps réel (lorsque seul RTE pourra agir) qui, si elle est inférieure au niveau requis, conduira RTE à informer les marchés de l'activation d'offres complémentaires.

# Effacements



## Pour mieux comprendre

Un effacement de consommation d'électricité se définit comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement ou un fournisseur d'électricité, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'un ou de plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée (article L 271-1 du code de l'énergie).

Les effacements peuvent être utilisés par les acteurs de marché pour optimiser leur propre portefeuille ou pour vendre de l'énergie directement à d'autres acteurs ou à RTE. Deux grandes catégories d'effacement participent ainsi 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 ou d'un fournisseur.
- 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 ou d'un fournisseur.

Plus d'informations sur les effacements à lire sur le [Mag RTE & Vous](#)

## Des effacements valorisés au travers de nombreux mécanismes

---

La France est le premier pays en Europe à avoir ouvert l'ensemble de ses structures de marché nationales à tous les consommateurs, y compris ceux raccordés aux réseaux de distribution :

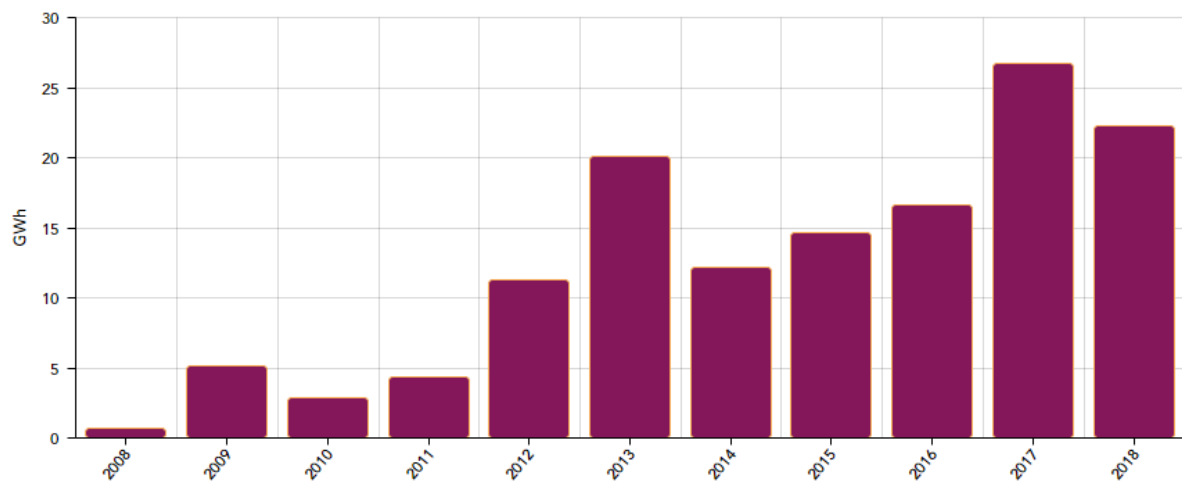
- Depuis 2003, les effacements industriels peuvent être proposés sur le mécanisme d'ajustement.
- Depuis 2008, RTE contractualise des capacités d'effacement auprès des acteurs d'ajustement afin de garantir la disponibilité de ces offres sur le mécanisme d'ajustement.
- Depuis 2011, RTE contractualise des capacités d'effacement mobilisables dans des délais très courts au titre des réserves rapides et complémentaires. En 2018, plus du tiers des réserves rapides et complémentaires est fournie par des capacités d'effacement.
- Depuis janvier 2014, les effacements activés peuvent être vendus directement sur les marchés de l'énergie via le mécanisme NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement).
- Depuis juillet 2014, les consommateurs industriels peuvent participer aux services système fréquence en proposant des effacements (1 MW minimum). Ces réserves, qui peuvent être activées automatiquement dans un délai qui va de quelques secondes à quelques minutes, sont indispensables à l'équilibre offre-demande. Auparavant, seuls les groupes de production pouvaient y contribuer. En 2018, les effacements contribuent à hauteur de 10% de la réserve primaire.
- En 2018, l'appel d'offres effacement devient un mécanisme de soutien à la filière effacement. Organisé par le ministère de l'énergie, il porte sur le développement de l'effacement de consommation d'électricité en vue d'atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

## Les effacements sur le mécanisme d'ajustement

Le volume moyen d'effacement offert sur le mécanisme d'ajustement est de 727 MW, un niveau équivalent à celui de 2017.

Le volume total d'effacement réalisé s'établit à 22 GWh. Les effacements sont principalement enregistrés l'hiver, notamment lors de la vague de froid en semaine 9. La journée du 1<sup>er</sup> mars représente à elle seule 6 GWh, ce qui constitue un record pour une journée.

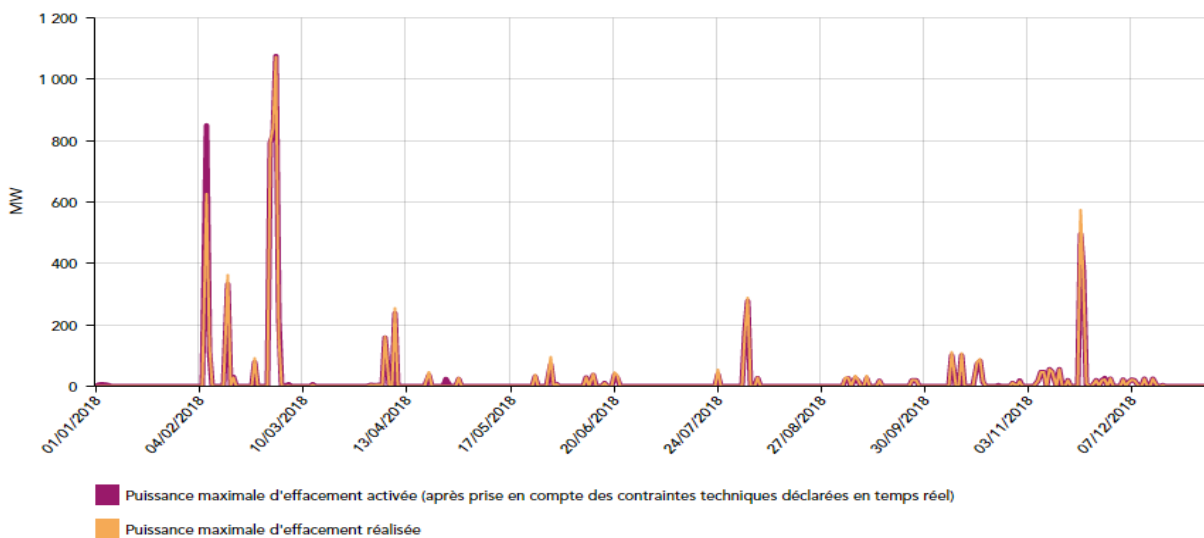
### Volumes des effacements sur le mécanisme d'ajustement



Le 1<sup>er</sup> mars, plus de 1 000 MW d'effacement sont sollicités sur le mécanisme d'ajustement, une valeur qui n'avait encore jamais été atteinte.

Des effacements de plus de 100 MW sont enregistrés sur 15 journées en 2018.

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

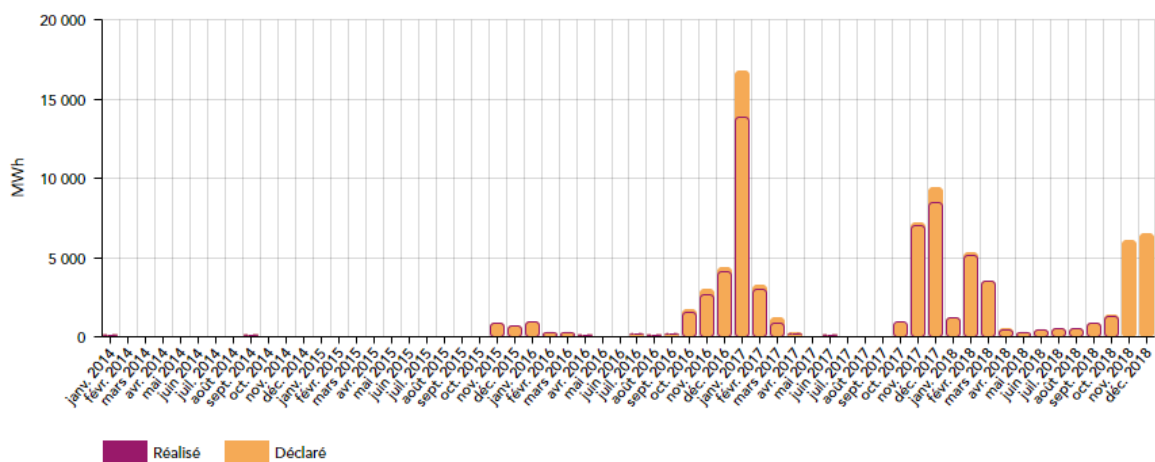


# Le dispositif NEBEF

Le dispositif « NEBEF », ou Notification d'Échange 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. A ce jour, 23 opérateurs d'effacement ont contractualisé avec RTE pour participer à ce dispositif.

Le volume d'effacement retenu s'élève à 27 GWh, en recul par rapport à 2017 mais en progression par rapport à 2016. Un écart important est notamment observé entre les mois de janvier 2018 et 2017, où les marchés étaient plus tendus, avec des prix plus élevés. Par rapport à l'année précédente, il y a peu d'effacements de forte puissance (supérieur à 100 MW) enregistrés mais le volume d'effacement diffus est en hausse.

## Volumes des effacements sur NEBEF



*NB : le contrôle du réalisé pour les effacements de novembre et décembre n'est pas encore disponible.*

# Les effacements tarifaires

## 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.

Depuis leur création dans les années 1980, les tarifs EJP (Effacement Jour de Pointe) consistent à imposer des prix de fourniture 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 ont dû être résiliés. Chaque client concerné a souscrit un nouveau contrat en offre de marché qui peut 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 pour le marché de masse (professionnels et particuliers) dans les années 1990 grâce au signal Tempo. Depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2014, le signal Tempo est géré par RTE et relayé via [éCO<sub>2</sub>mix](#) afin de permettre à tous les fournisseurs de proposer des offres de fourniture d'électricité à effacements. Enfin, les fournisseurs élaborent et proposent à leurs clients télérelevés des offres commerciales qui peuvent comporter des clauses relatives à l'effacement de la consommation, suivant des modalités spécifiques.

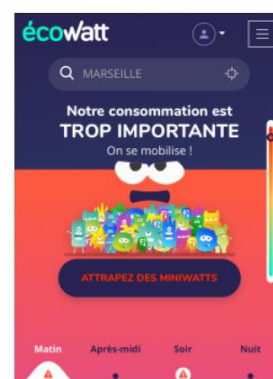
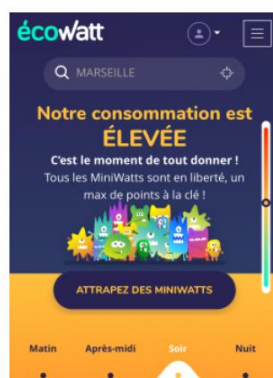
La puissance d'effacement disponible liée à ces différentes offres d'effacements tarifaires a été estimée par les fournisseurs à environ 700 MW pour l'année 2018.

## EcoWatt, une démarche éco-citoyenne au service des territoires

Dispositif éco-citoyen, EcoWatt est né en Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Bretagne à la fin des années 2000, dans un contexte de fragilité électrique des deux régions. Depuis la mise en service des « filets de sécurité » et le déploiement des réseaux électriques intelligents SMILE (Bretagne-Pays de la Loire) et FLEXGRID (PACA), le dispositif EcoWatt est devenu un outil au service de la transition énergétique et de l'accompagnement des territoires. Menée en partenariat avec l'Etat, l'Ademe, Enedis et des collectivités territoriales, la démarche EcoWatt totalise aujourd'hui près de 90 000 abonnés dans les deux régions.

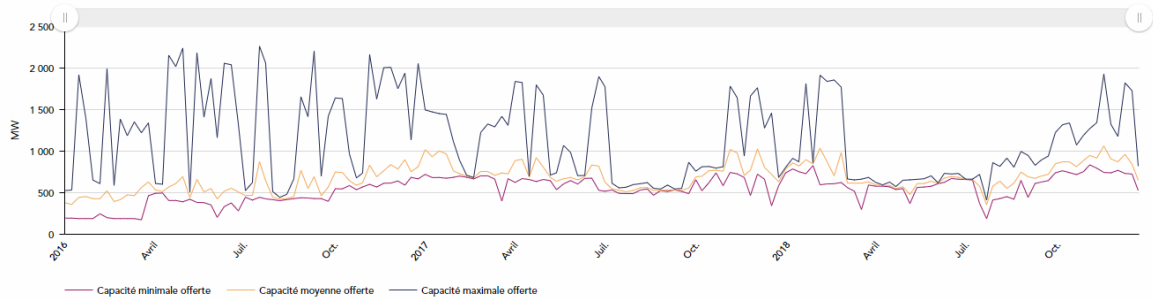
EcoWatt met à disposition des citoyens un baromètre de l'électricité pour accéder – à tout moment de la journée et selon sa géolocalisation – aux prévisions de consommation de leur territoire. Ces prévisions de consommation sont traduites par un signal de couleur, qui est vert pour une consommation raisonnable, orange pour une consommation élevée et rouge pour une consommation très importante. Au travers d'un dispositif ludique, EcoWatt invite les citoyens à relever des challenges autour des éco-gestes, pour réduire leur consommation électrique.

Découvrez le dispositif ici : [www.monecowatt.fr](http://www.monecowatt.fr).



# Evolution des capacités d'effacement

## Evolution des capacités d'effacement offertes chaque semaine sur le mécanisme d'ajustement

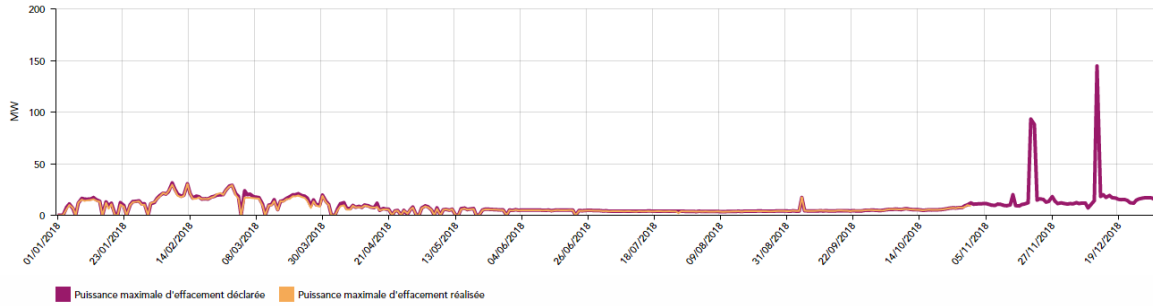


*NB : La capacité minimale (respectivement maximale) offerte correspond au pas demi-horaire de la semaine où la somme des capacités offertes est la plus basse (respectivement la plus haute)*



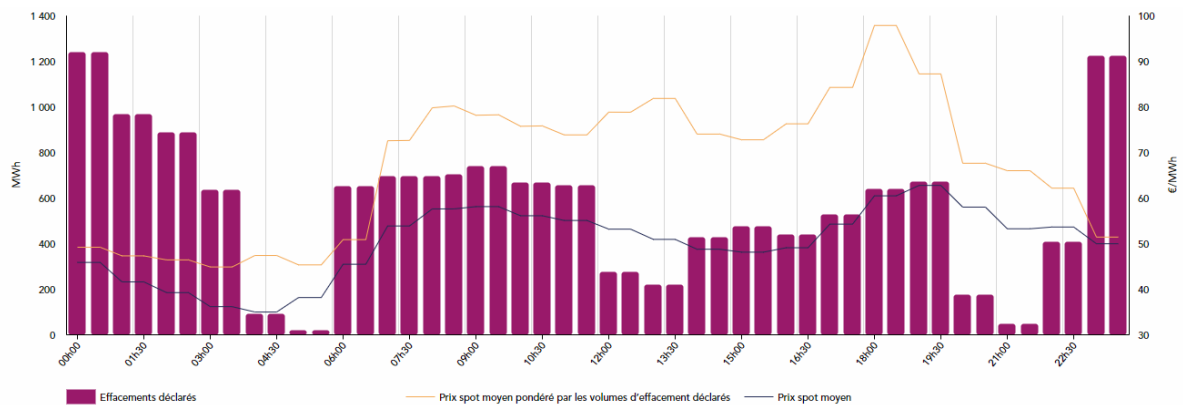
# Indicateurs NEBEF détaillés

Puissance maximale effacée chaque jour sur NEBEF



NB : le contrôle du réalisé pour les effacements de novembre et décembre n'est pas encore disponible.

Cumul sur l'année des effacements retenus par pas demi-horaire et valorisation moyenne au prix Spot



# Mécanisme de capacité

## Mise en place du mécanisme de capacité en France

---

Le mécanisme de capacité vise à sécuriser l'alimentation électrique française à moyen-terme en couvrant le risque lors des pointes hivernales. Il a été approuvé sous condition par la Commission Européenne le 8 novembre 2016 puis par la Ministre en charge de l'énergie et la Commission de régulation de l'énergie le 29 novembre 2016.

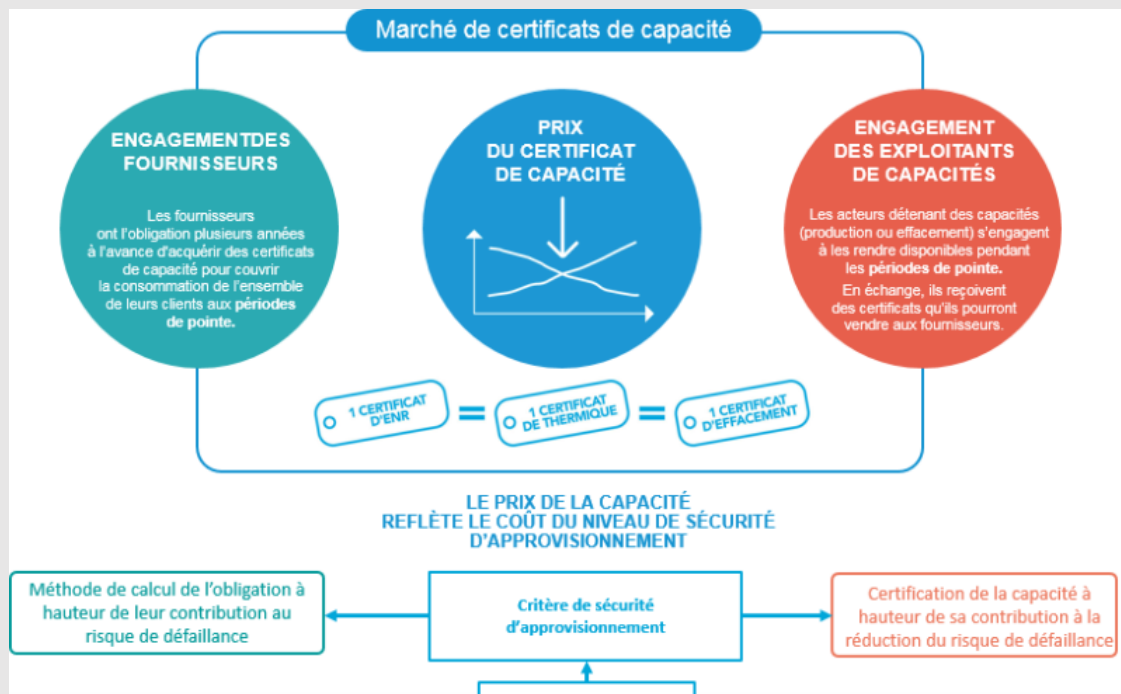
2018 marque la deuxième année de livraison du **mécanisme**.

## Fonctionnement

Le mécanisme de capacité repose sur deux piliers. D'une part, les acteurs obligés – principalement les fournisseurs – ont désormais l'obligation de détenir des garanties de capacité pour contribuer à la sécurité d'alimentation 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

D'autre part, RTE certifie les capacités des exploitants qui s'engagent à rendre disponible leurs moyens lors des périodes de pointes hivernales. Le mécanisme de capacité leur permet ainsi de valoriser la disponibilité de l'offre de production et d'effacement au travers de la vente de certificats de capacité.

Les acteurs échangent les garanties de capacité via des enchères ou de gré-à-gré. L'année de livraison, RTE signale les jours de pointe durant lesquels les acteurs devront remplir leurs engagements respectifs. Après l'année de livraison, RTE notifie aux fournisseurs leur niveau d'obligation final et calcule la disponibilité réelle des capacités. Les écarts donnent lieu à des règlements financiers.



## Indicateurs prévisionnels sur l'obligation de capacité

Pour l'année 2019, la prévision de l'obligation de capacité faite par RTE est présentée dans le tableau ci-dessous :

<b>Variante de consommation du Bilan Prévisionnel</b>	<b>Prévision de l'obligation de capacité France pour 2019 (GW)</b>
<b>Trajectoire Haute</b>	94,2
<b>Trajectoire Intermédiaire 3</b>	93,7
<b>Trajectoire Intermédiaire 2</b>	93
<b>Trajectoire Basse</b>	92,7

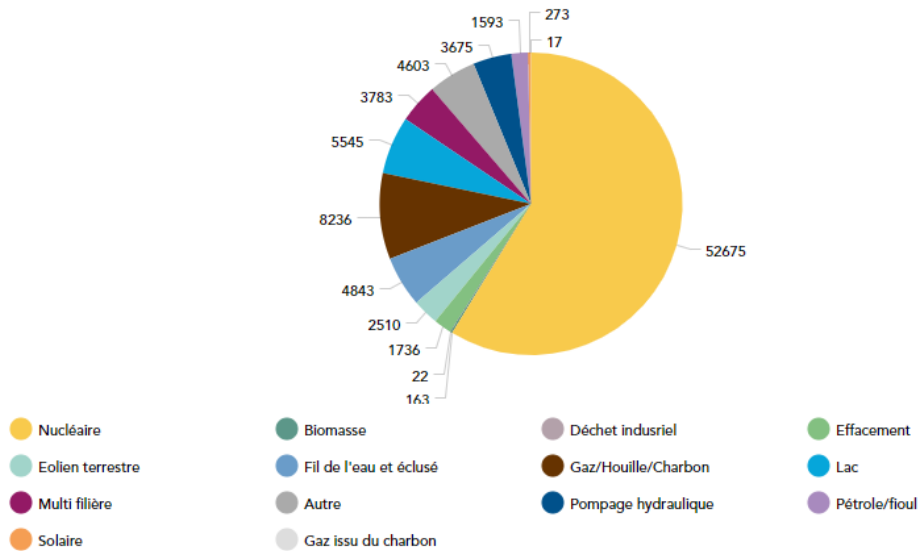
Les fournisseurs peuvent mettre en place des mesures visant à maîtriser la consommation de leurs clients. Le niveau global d'actions de maîtrise de la demande est publié sur le [Registre des mesures visant à maîtriser la consommation](#).

# Répartition et niveau de capacité certifiée total

en 2018

en 2019

Répartition des capacités certifiées par filière pour l'année de livraison 2019 (en MW)  
Au 31 janvier 2019 : 89 673 MW au total



N.B : Les chiffres pour 2018 sont différents du graphique présent dans le Bilan Electrique 2017 car les acteurs peuvent redéclarer leurs capacités certifiées disponibles tout au long de l'année de livraison.

Les entités certifiées et leurs filières sont définies à la maille d'un site.

Les volumes certifiés pour 2019 s'établissent à 89,7 GW. Les volumes échangés et les prix (€/garantie) sont publiés, en toute transparence, sur le site [d'EPEX SPOT](https://www.epeexspot.com).

Le prix de référence marché pour l'année de livraison (AL) est déterminé en application de la méthodologie définie par la CRE comme la moyenne arithmétique simple des prix révélés par les enchères réalisées sur les plateformes d'échange organisées entre le 1<sup>er</sup> janvier AL-4 et le 31 décembre AL-1.

Année de livraison	Prix de référence marché
2017	9999,8 €/MW
2018	9342,7 €/MW

Le détail des transactions est publié dans [le registre des garanties de capacité](#).

## Evolution du mécanisme de capacité

---

La révision des règles achève le processus de mise en conformité du mécanisme avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 relative aux aides d'Etat. Les nouvelles règles du mécanisme de capacité sont entrées en vigueur le 29 décembre 2018, suite à leur approbation par l'arrêté du 21 décembre 2018 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie et à l'avis de la Commission de Régulation de l'Energie du 20 décembre 2018.

Concernant la mise en conformité du mécanisme avec la décision de la Commission européenne, les évolutions sont les suivantes :

- la prise en compte explicite des capacités transfrontalières
- un appel d'offres long terme pour les nouvelles capacités

Par ailleurs, des mesures de simplification et d'amélioration du fonctionnement du mécanisme sont mises en place sur les volets :

- obligation de capacité
- certification
- nouvelles flexibilités
- fonctionnement du marché de la capacité

# Réseau de transport

## Evolution du réseau en 2018



### Longueur de circuits

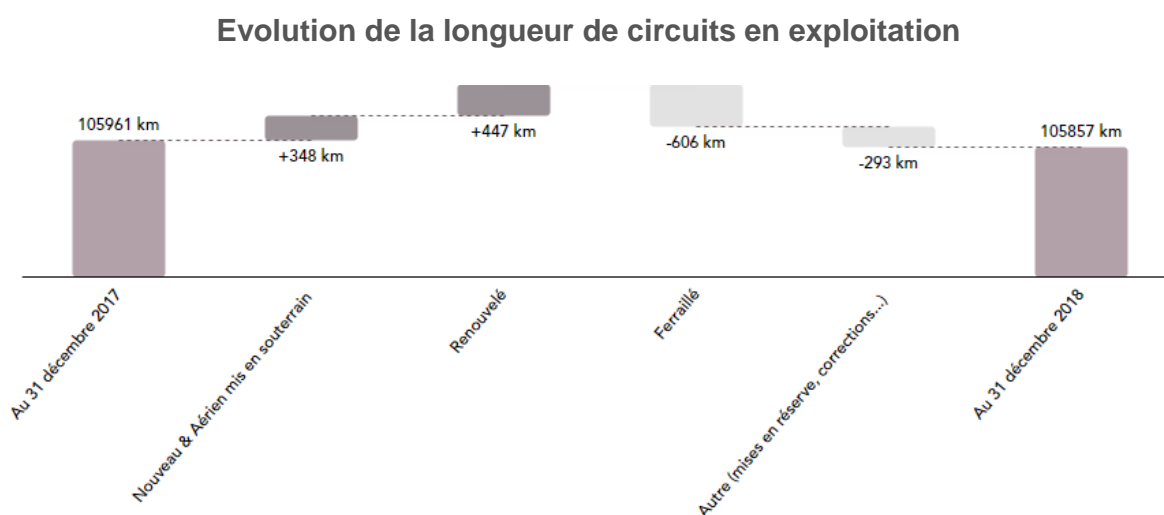
Avec 105 857 km de lignes en exploitation, le réseau de transport continue d'assurer la sécurité de l'alimentation des territoires et des régions, tout en favorisant et en accompagnant l'accueil des énergies renouvelables.

Cette année a notamment été marquée par l'achèvement du projet « 2 Loires » (restructuration de l'alimentation électrique entre Le Puy-en-Velay et St-Etienne), la création d'un poste 225/63 kV à Saône (sécurisation de l'alimentation électrique de l'agglomération de Besançon), ainsi que par le début des travaux terrestres pour « IFA 2 » (nouvelle interconnexion France – Angleterre).

Les nouvelles liaisons souterraines (liaisons neuves et liaisons aériennes mises en souterrain) représentent 223 km, tandis que 588 km de liaisons aériennes ont été déposées (définitivement ou pour renouvellement) au cours de cette année.

Au final, la longueur du réseau en exploitation diminue de 104 km en 2018 par rapport à l'an dernier.

Longueur de circuits en exploitation (km)	Aérien	Souterrain	Total
<b>Au 31 décembre 2017</b>	99 964	5 997	105 961
<b>Neuf</b>	546	249	795
<i>nouveau</i>	125	204	329
<i>renouvelé</i>	421	26	447
<i>aérien mis en souterrain</i>	0	19	19
<b>Ferraillé</b>	-588	-18	-606
<b>Autre (mises en réserve, corrections de longueur...)</b>	-267	-26	-293
<b>Au 31 décembre 2018</b>	<b>99 655</b>	<b>6 202</b>	<b>105 857</b>
<b>Evolution 2018/2017</b>	-309	205	-104

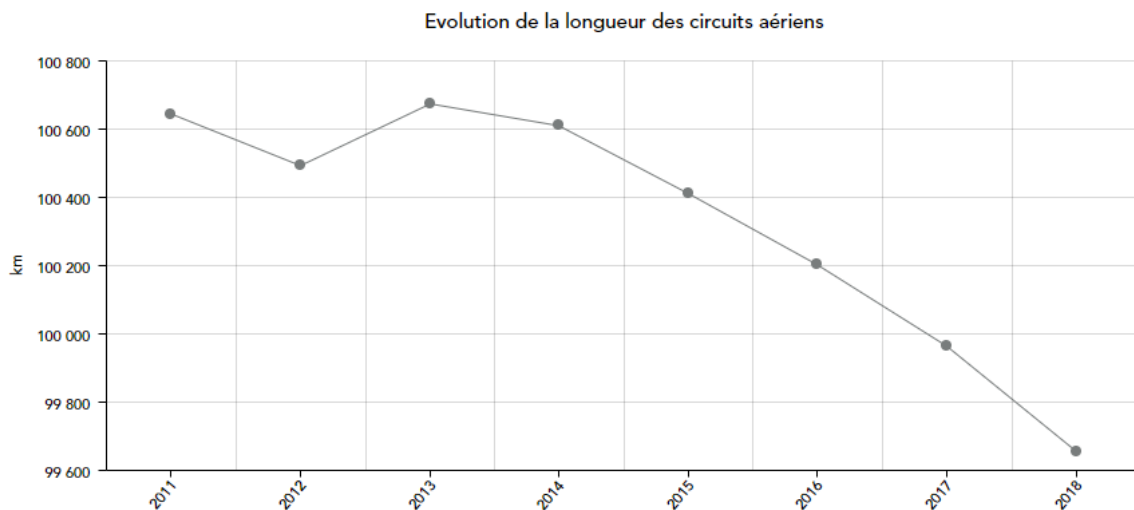


Avec 6 202 km la longueur totale des circuits souterrains en exploitation franchit pour la première fois la barre des 6 000 km.

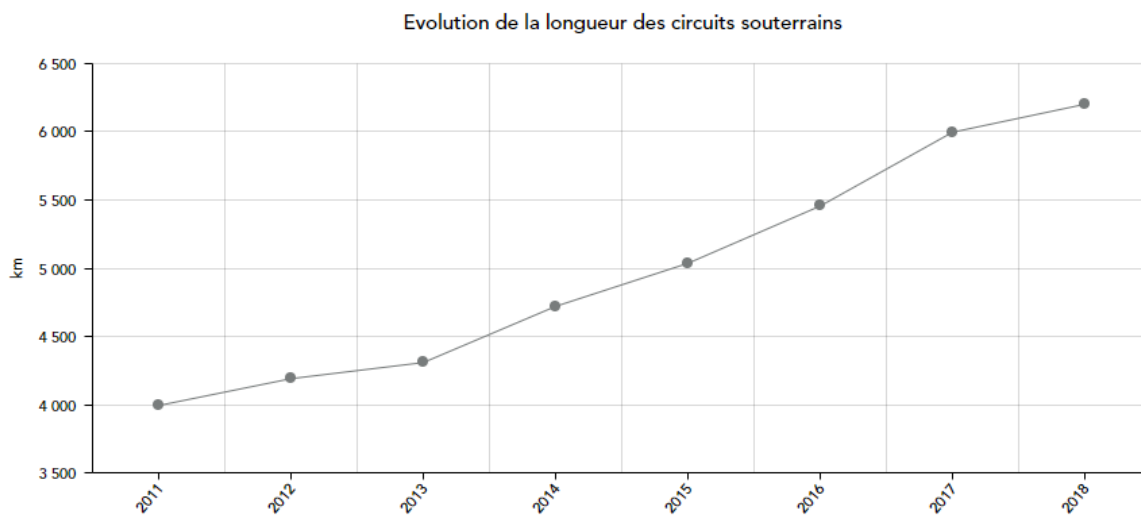


Dans le même temps, la longueur totale des circuits aériens sur le réseau de transport poursuit sa diminution en atteignant 99 655 km.

Circuits aériens    Circuits souterrains



Circuits aériens    Circuits souterrains



## Raccordement des postes électriques

---

24 nouveaux postes ont été raccordés au réseau public de transport en 2018, dont 16 en très haute tension. En particulier, la création du poste 225/63 kV de *Saône*, dans le Doubs, contribue à la sécurisation de l'alimentation électrique de Besançon. Notons également le raccordement du poste 225/90 kV *Hérie-la-Viéville*, dans l'Aisne, qui vise à faciliter l'accueil de production EnR.

# Liaisons nouvelles et renouvelées



795 km

Longueur des liaisons électriques neuves en 2018

348 km

Nouvelles liaisons

447 km

Liaisons renouvelées

## Un réseau développé de plus en plus en souterrain

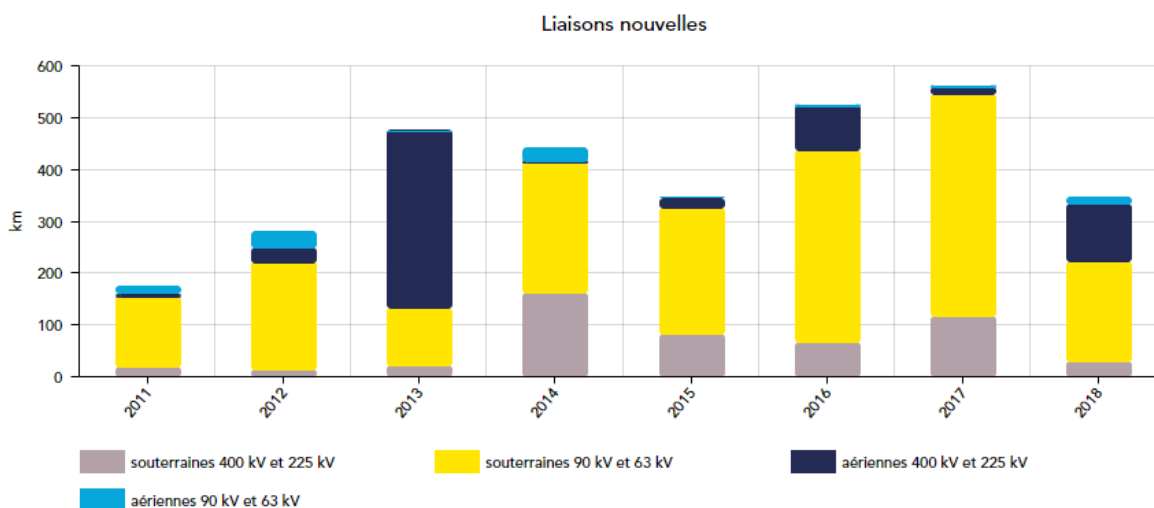
En 2018, le réseau public de transport compte plus de 348 km de nouvelles liaisons (incluant les mises en souterrain de liaisons existantes).

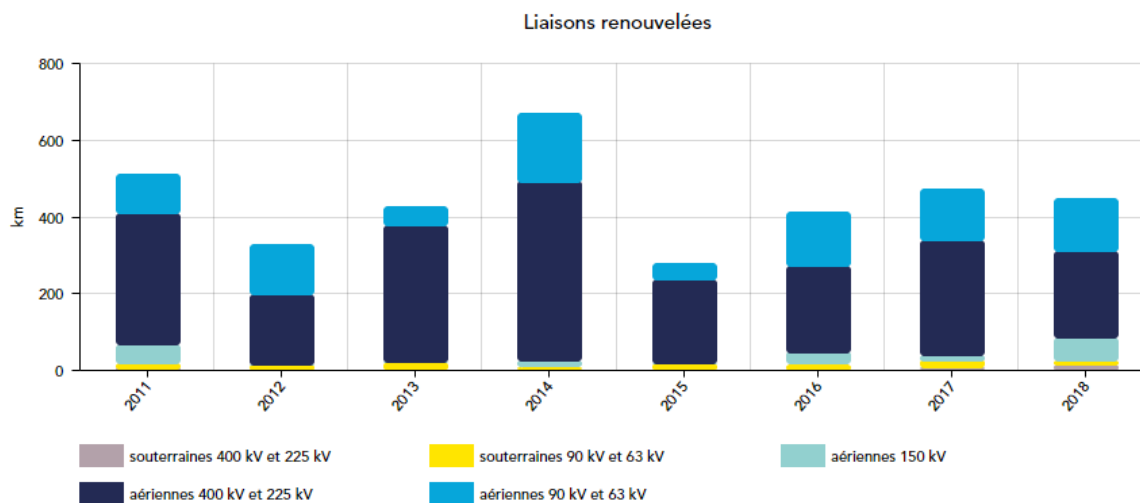
Comme en 2013 (avec la liaison 400 kV *Cotentin – Maine*) et en 2016 (liaison 400 kV *Lonny – Vesle*), l'année 2018 se différencie des autres par l'aboutissement d'un projet en aérien très haute tension (à savoir le projet 2 Loire, et la mise en service des liaisons 225kV *Rivière – Sanssac* et *Pratclaux – Trevas*, pour 75 km cumulés). En dehors de ce projet, la technologie souterraine représente la grande majorité des nouvelles liaisons en 2018, comme cela est le cas depuis une dizaine d'années.

Par ailleurs RTE a renouvelé plus de 447 km de liaisons aériennes et souterraines sur son réseau.

Liaisons nouvelles

Liaisons renouvelées





## Pour mieux comprendre

### Liaisons aériennes et souterraines : deux technologies complémentaires

Le développement du réseau de transport d'électricité s'appuie sur des solutions variées, tenant compte de critères techniques, économiques, environnementaux et sociétaux. Elles se divisent en deux familles : les techniques de liaisons aériennes ou souterraines.

RTE s'est engagé dans le cadre de son Contrat de Service Public à ne pas augmenter le linéaire aérien (les déposes compensant les créations) et à réaliser a minima 50% des nouvelles liaisons HT en technique souterraine.

La différence de coûts d'investissement entre aérien et souterrain dépend du niveau de tension : ils sont équivalents pour les ouvrages 63 et 90 kV, mais ceux du souterrain sont environ deux fois plus élevés que l'aérien en tension 225 kV, et huit fois plus élevés en tension 400 kV (\*).

Aujourd'hui le réseau est souterrain à :

- 8,3% en 63/90 kV,
- 5,5% en 225 kV
- de façon négligeable en 400 kV (0,02%).

(\* En 400 kV alternatif, les câbles souterrains sont très onéreux et il est nécessaire de construire tous les 20 km des postes pour compenser l'effet capacitif des câbles. A ce niveau de tension, la technologie à courant continu souterraine peut être envisagée. Elle présente un coût équivalent à une ligne aérienne en alternatif mais la capacité de transit est 3 à 5 fois moindre.

## Tensions 400 kV et 225 kV

---

### Souterrain

30 km de nouvelles liaisons souterraines ont été mises en exploitation en 400 et 225 kV en 2018. Cela concerne principalement :

- la mise en service de la liaison 225 kV à double circuit *Château-Gombert – Enco-de-Botte*, dans les Bouches-du-Rhône, dans le cadre du raccordement du poste client distributeur de *Château-Gombert*, destiné notamment à renforcer l'alimentation électrique de l'agglomération marseillaise,
- une partie (près de 8 km) de la liaison aéro-souterraine 225 kV *La Rivière – Sanssac*, dans le cadre du projet 2 Loirees ([cf. Faits marquants](#)).

### Aérien

RTE a renouvelé près de 224 km de conducteurs aériens en 2018 pour les tensions 400 kV et 225 kV, dont une très grande partie concerne :

- la réhabilitation des liaisons 225 kV *St-Auban – Ste-Tulle* et *Oraison – Sisteron*, dans les Alpes-de-Haute-Provence, afin d'augmenter leurs capacités de transit pour l'accueil de nouvelles productions d'énergies renouvelables à venir,
- le renouvellement des supports et des conducteurs de la liaison 225 kV *Niort – Val-de-Sèvre*, dans les Deux-Sèvres,
- le renouvellement d'une partie des conducteurs de la liaison à double circuit 400 kV *Le Havre – Rougemontier*.

# Tensions 63 kV et 90 kV

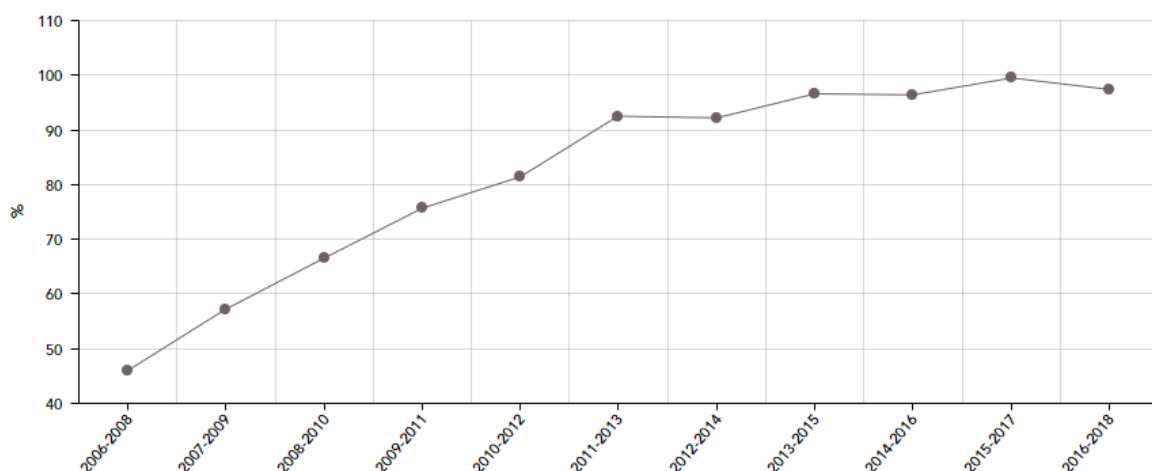
## Souterrain

Avec 193 km de nouvelles liaisons mises en exploitation, la longueur des câbles souterrains en tensions 63 kV et 90 kV augmente en 2018. RTE a procédé en particulier à la mise en service de :

- la liaison 90 kV *Le Laitier – Rom*, dans les Deux-Sèvres (pour répondre à la croissance diffuse de la charge, et à la levée des contraintes de transit observées sur le réseau Poitiers-sud),
- la liaison 90 kV *Herie-la-Vieville – Marle*, dans l’Aisne (renforcement du réseau pour l’accueil de nouvelles capacités de production d’énergies renouvelables),
- la liaison 63 kV *Boutre – Cadarache*, dans le Var (sécurisation de l’alimentation électrique du site client CEA de Cadarache),
- la liaison 63 kV *Scheer – Selestat*, dans le Bas-Rhin (dans le cadre du projet de renforcement du réseau en centre-Alsace)
- la liaison 63 kV *Athélia – le Castellet*, dans les Bouches-du-Rhône et le Var (renforcement de l’alimentation électrique de la zone littorale entre Marseille et Toulon),
- la liaison 63 kV *Breteil – Hargicourt – Valescourt*, dans l’Oise (restructuration de l’alimentation électrique du centre de l’Oise)

Le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV est de 93,2% en 2018 avec une moyenne de 97,4% sur les trois dernières années (période 2016 – 2018).

Taux de mise en souterrain en 63 kV et 90 kV



## Aérien

Certains ouvrages aériens de tension 63 kV et 90 kV ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs pour un total de 138 km. On peut citer :

- la liaison à double circuit 90 kV *Juine – St-Evrault* dans l'Essonne,
- la liaison 90 kV *Cerizay – Mauleon* dans les Deux-Sèvres,
- la liaison 90 kV *la Farradière – le Thou* en Charente-Maritime,
- la liaison 63 kV *Betting – St-Avoid* en Moselle,
- la liaison 63 kV *la Chapelle-du-Châtelard – Cize – Servas* dans l'Ain,
- la liaison 63 kV *Bagatelle – Bram – Castelnaudary – Valgros* dans l'Aude.

A noter que près de 14 km de circuits neufs ont été mis en service au cours de cette année, dont 10 km concernant la liaison *Argentière – Briançon*, dans les Hautes-Alpes, dans le cadre du projet de renforcement de l'alimentation électrique de la Haute-Durance.

# Faits marquants 2018

## Achèvement du projet "2 Loires"

Avec la mise en service des nouvelles liaisons 225 kV *Rivière – Sanssac* et *Pratclaux – Trevas*, l'année 2018 marque l'aboutissement du projet « 2 Loires », dont le chantier avait débuté en 2015.

Construit en 1941, l'axe 225 kV qui reliait le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Etienne concentrait 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 avait atteint ses limites techniques. Le projet « 2 Loires » consistait alors à 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.



Pour aller plus loin, voici le dossier consacré au projet [sur le MAG RTE&Vous](#).



## Création d'un poste 225/63 kV pour sécuriser l'alimentation électrique de Besançon

---

Parmi les nouveaux postes raccordés sur le réseau de transport en 2018, celui de *Saône*, dans le Doubs, illustre la mission de RTE de renforcer le réseau et contribuer au développement du territoire. Après trois années de travaux, le poste a été mis en service au mois de septembre 2018. Cette création est accompagnée de l'aménagement des lignes 63 kV et 225 kV attenantes.

Particularité de ce poste : il est le premier dans la région à intégrer, dès sa conception, le principe du « zéro-phyto ». Cette démarche comprend, par exemple, l'absence d'usage de produits phytosanitaires, la programmation de travaux à moindre impact carbone, le suivi du projet par un écologue, et le choix de paillages innovants et de revêtements végétaux qui réduisent l'entretien du site.

## Début des travaux de la nouvelle interconnexion France-Angleterre (IFA 2)

---

Au mois de juin 2018 a eu lieu la pose de la première pierre de la station de conversion de la nouvelle interconnexion entre la France et l'Angleterre. Ce grand projet (IFA 2) est mené en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport britannique National Grid. Les travaux de la liaison souterraine sont en cours avec la fin de la partie génie civil, le déroulage des câbles prévue en 2019, et la mise en service de la liaison en 2020.

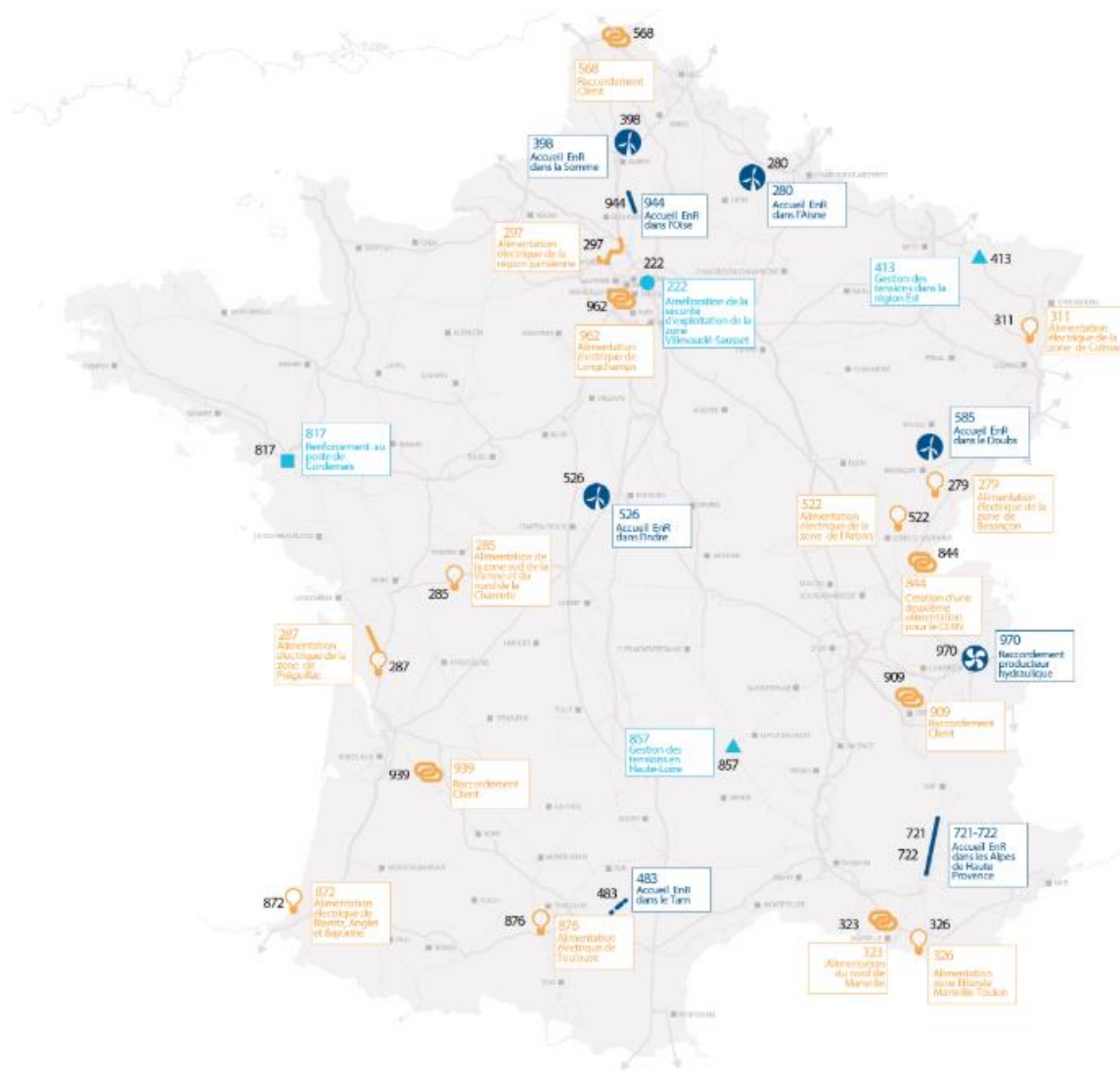
# Carte des principales mises en service

Focus

## Schéma décennal

Pour en savoir plus sur le développement du réseau, consulter le [Schéma Décennal du Développement du Réseau](#)

# Principales mises en service en 2018



Les principales infrastructures mises en service en 2018

TYPE D'OUVRAGES RTE	RACCORDEMENT	FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS	FINALITÉ : PRÉSERVER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE
Renforcement de ligne existante	Cycle combiné gaz	Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires	Gestion des tensions basses
Création de nouvelle ligne	Éolien, photovoltaïque	Accueillir le nouveau mix énergétique	Gestion des tensions hautes
Renforcement à l'étude (besoins, nature et localisation à préciser)	Hydrolien, hydraulique	Préserver le système électrique	Maîtrise des intensités de court-circuit
Nouveau poste ou renforcement	Consommation, interconnexion	Développer les capacités d'échanges aux interconnexions	Stabilité du réseau

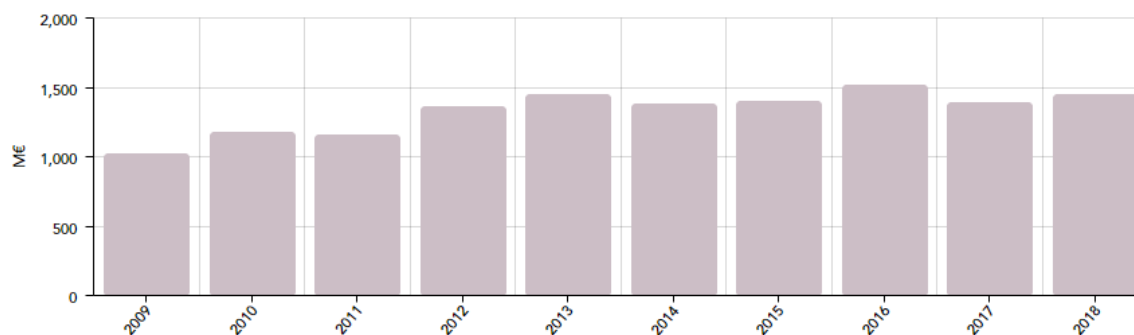
# Investissements de RTE



## RTE a investi près de 1,45 milliard d'euros en 2018

En 2018, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) s'élève à 1 447 M€. Les principaux investissements ont porté sur l'achèvement du passage en 400 kV de la liaison 225 kV entre Cergy et Persan; la sécurisation de la zone de Préguiillac (liaisons 225 kV Préguiillac-Saintes et Farradières-Saintes); la poursuite des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA2 ») et sur l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus (« Savoie – Piémont »); et la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance. Près de 60% des investissements réseaux ont été réalisés sur des ouvrages existants.

### Investissements de RTE



Le projet de programme d'investissement 2019 de RTE autorisé par le régulateur s'élève à 1 641,6 M€. La hausse par rapport aux investissements 2018 s'explique par la combinaison de plusieurs facteurs : accroissement des dépenses sur les interconnexions (montée en puissance d'IFA2, poursuite de Savoie-Piémont), développement de grands projets nationaux (dont Avelin-Gavrelle et le début des travaux de raccordement des parcs éoliens posés en mer), accélération de la numérisation du contrôle-commande des postes, stabilité des investissements destinés à garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires (en raison de la stabilité de la consommation), poursuite des investissements dans les systèmes d'information et l'immobilier.

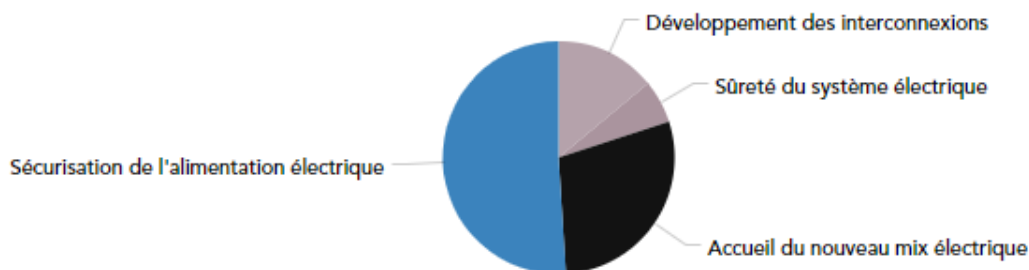
Les investissements de RTE s'inscrivent dans un contexte de besoins durablement élevés dans les années à venir afin de répondre aux enjeux de la transition énergétique. Le réseau français de transport d'électricité est en effet un maillon essentiel pour l'accueil de nouvelles productions dont les parcs éoliens en mer, et pour l'intégration énergétique européenne via le renforcement des capacités d'échanges transfrontalières.

RTE doit de plus préserver la sûreté d'exploitation des réseaux et garantir l'alimentation des zones de consommation et des territoires. RTE adapte sa stratégie d'investissement aux mutations en cours du système électrique, privilégiant les solutions numériques permettant une utilisation optimale des ouvrages existants.

Le déploiement de ces technologies numériques permettra à RTE d'optimiser ses décisions en termes de gestion, de maintenance et d'évolution du réseau. Le programme d'investissements des prochaines années vise à faire de RTE le premier réseau de transport européen couplant puissance et digital.

Sur la période 2017-2020, 51% des projets visent à améliorer la sécurisation de l'alimentation électrique et près de 30% des investissements ont pour finalité principale l'accueil du nouveau mix électrique. Le développement des nouvelles interconnexions représente 14% des investissements, et enfin 6% concernent des projets améliorant la sûreté du système électrique.

#### Répartition des investissements sur le réseau, par finalité(2017-2020)



Pour accompagner ces évolutions, RTE privilégie l'adaptation du réseau sur les ouvrages existants. En effet, près de 60% des investissements prévus concernent des projets destinés à rénover ou à adapter le réseau actuel.

RTE a également pour ambition de développer les technologies numériques qui lui permettront d'optimiser ses décisions en termes de gestion, maintenance et évolution du réseau. Leur déploiement est indissociable des infrastructures à haute tension.

## 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. Par exemple, 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. En effet, ce gaz est aujourd'hui utilisé pour isoler les appareils à haute tension. On en retrouve dans les disjoncteurs SF<sub>6</sub> (qui sont présents dans la plupart des postes aériens) et dans les PSEM (Poste Sous Enveloppe Métallique) qui peuvent être dans des bâtiments ou en extérieur. En 2018, ce sont 5,9 tonnes de SF<sub>6</sub> qui ont été émises. Des progrès sont attendus via la mise en œuvre d'une solution de récupération des fuites. Par rapport au niveau de 2008, la réduction des émissions atteint près de 15,7%.

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 23 000 km de couloirs de lignes traversent des espaces naturels protégés.

La préservation et le développement de la biodiversité constituent un 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 2018, RTE a aménagé 1043 hectares de superficie favorable à la biodiversité. Ces aménagements réalisés au travers de partenariats avec les acteurs locaux renforcent l'ancrage territorial de l'entreprise.

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

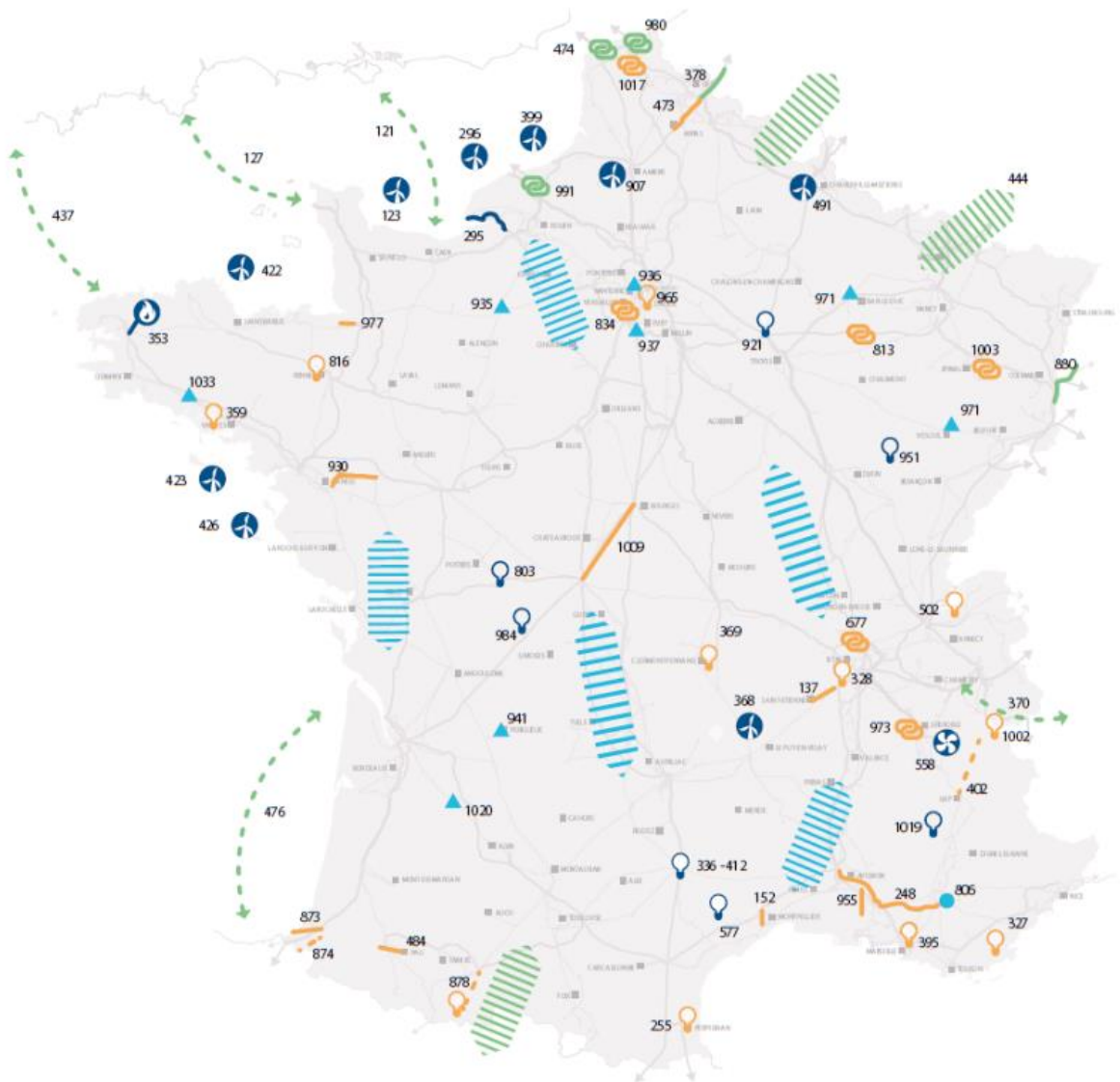
# Carte des principaux projets en cours

Focus

## Schéma décennal

Pour en savoir plus sur le développement du réseau, consulter le [Schéma Décennal du Développement du Réseau](#)

# Principaux projets en cours



## Les principales infrastructures envisagées

TYPE D'OUVRAGES RTE	RACCORDEMENT	FINALITÉ PRINCIPALE DES PROJETS	FINALITÉ : PRÉSERVER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE
Renforcement de ligne existante	Cycle combiné gaz	Garantir l'alimentation et faciliter les secours entre territoires	Gestion des tensions basses
Création de nouvelle ligne	Éolien, photovoltaïque	Accueillir le nouveau mix énergétique	Gestion des tensions hautes
Renforcement à l'étude (besoin, nature et localisation à préciser)	Hydrolien, hydraulique	Préserver le système électrique	Maîtrise des intensités de court-circuit
Nouveau poste ou renforcement	Consommation, interconnexion	Développer les capacités d'échanges aux interconnexions	Stabilité du réseau



## Golfe de Gascogne

Le projet Golfe de Gascogne vise à créer une nouvelle interconnexion électrique entre la France et l'Espagne. Prévue pour être mise en service à l'horizon 2025, cette liaison portera les capacités d'échanges d'électricité entre ces deux pays à près de 5 000 MW. Longue de 370 km, elle reliera le poste de *Cubnezais* (près de Bordeaux) au poste de *Gatika* (près de Bilbao). Il s'agira de la première interconnexion en partie sous-marine entre la France et l'Espagne.

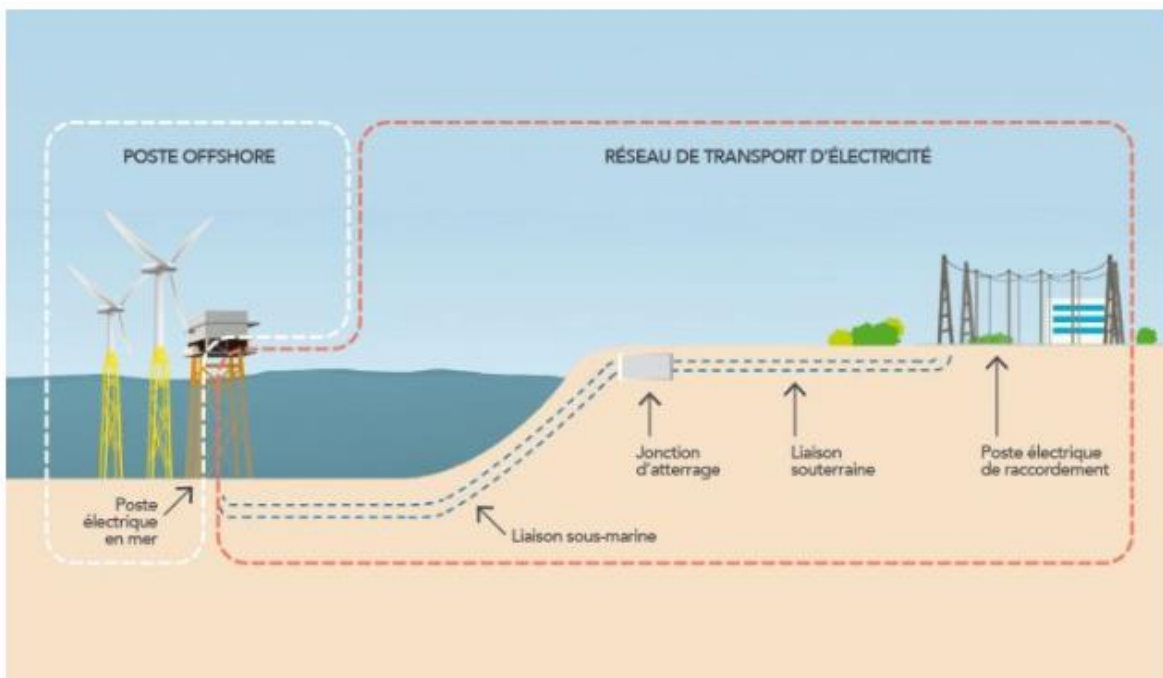


## Projet Haute-Durance

L'alimentation électrique de la région de la Haute-Durance repose essentiellement sur une ligne unique à 150 kV datant de 1936. Son alimentation électrique est aujourd'hui fragilisée, notamment lors des pointes 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. Ce projet se concrétise par 18 chantiers qui s'échelonnent jusqu'à la mise en service complète à l'horizon 2020.

## Raccordement de la production éolienne offshore

Dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) la France s'est fixé comme objectif l'installation d'une capacité de production électrique d'éolien en mer posé de 3 000 MW à l'horizon 2023. 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). Les zones à plus fort potentiel sont concentrées 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 des parcs éoliens offshore dans ces zones, un troisième a été lancé fin 2018 pour un projet au large des côtes de Dunkerque. RTE est en charge des études et de la réalisation de ces raccordements. 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 concertation avec les acteurs locaux, les services de l'État et les gestionnaires d'infrastructures, pour définir les tracés les plus appropriés d'un point de vue technico-économique 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 premières mises en service de ces sites de production ne sont pas prévues avant 2021.

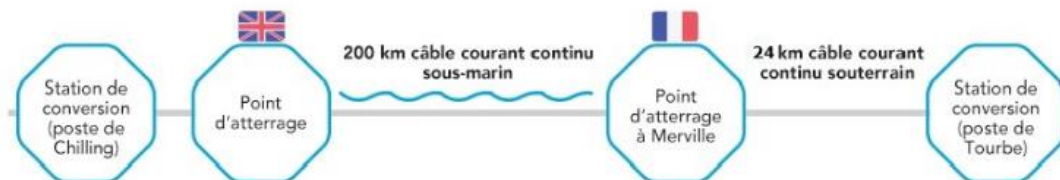
## Développement des solutions flexibles

Les innovations technologiques et numériques actuelles ouvrent de nouvelles possibilités pour développer le réseau public de transport autrement, et répondre aux nouveaux enjeux de la transition énergétique. En effet, les évolutions locales de consommation et de production présentent de fortes incertitudes, et le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable demande une gestion de ses intermittences.

RTE prend en compte ces nouveaux enjeux, en intégrant des solutions flexibles sur son réseau à travers par exemple des automates d'écrêtement/limitation de production, ou bien à travers l'expérimentation des Postes nouvelles générations (plus d'informations concernant ce projet [sur ce lien](#)).

## Projet IFA 2

Mené en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport britannique National Grid, le projet de la nouvelle interconnexion France – Angleterre (« IFA 2 ») s'inscrit dans le cadre de j en électricité des deux pays.



Ce projet consiste en la création d'une liaison à courant continu d'environ 225 km entre Tourbe, situé au Sud de Caen, et Fareham en Angleterre. Aux deux extrémités, des stations de conversion assurent la transformation du courant continu en courant alternatif afin de raccorder la liaison au réseau de transport d'électricité. La capacité de transit de la future liaison s'élèvera à 1 GW.

## Projet Savoie Piémont

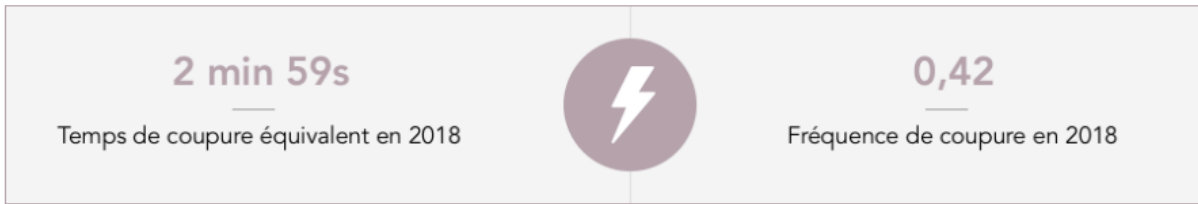
---

Le chantier, débuté au printemps 2015 et mené par RTE et son homologue italien TERNA, consiste à construire une nouvelle interconnexion entre la France et l'Italie qui reliera les postes de *Grande-Ile* (Sainte-Hélène du Lac) et de *Piosasco* (Turin), par l'intermédiaire d'une liaison souterraine à courant continu de près de 190 km. Véritable prouesse technologique, cette nouvelle liaison permet de développer la solidarité électrique européenne, en augmentant de 60% la capacité d'échange entre les deux pays.

La mise en service est prévue pour 2019.

Voici le [dossier de presse 2018](#) associé à ce projet.

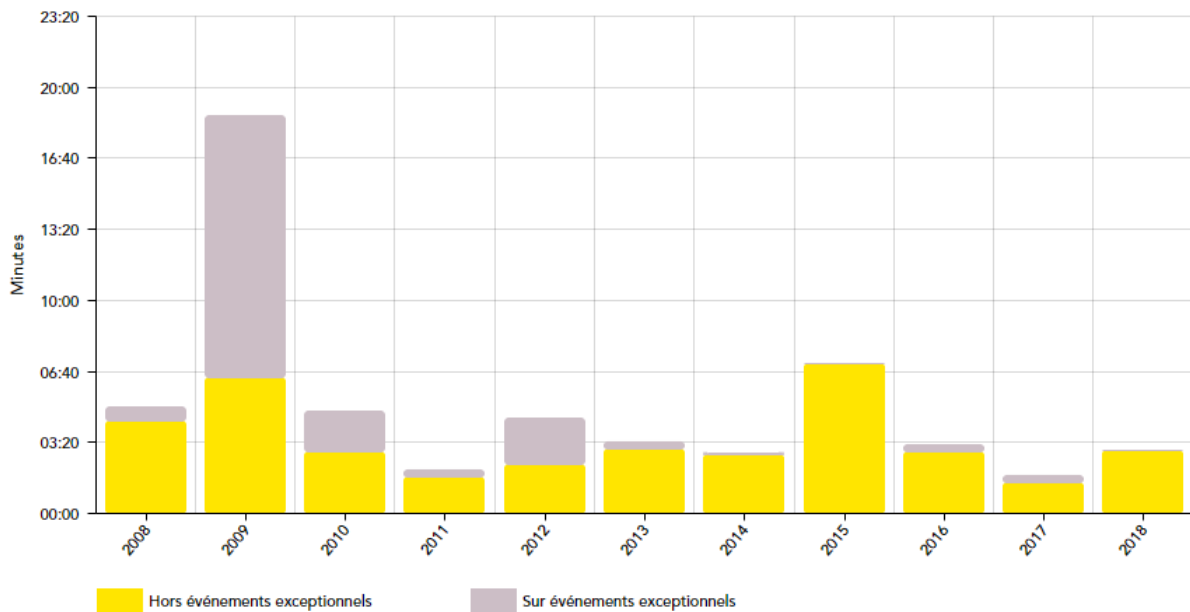
# Qualité de l'électricité



## Temps de coupure équivalent

Le temps de coupure équivalent (TCE) est un des indicateurs utilisés pour mesurer la qualité de l'électricité fournie par RTE. En 2018, celui-ci s'établit à 2mn 59s, hors événements exceptionnels. Ce résultat est dans la moyenne observée ces dix dernières années, bien que supérieur au seuil de 2mn 48s fixé par la régulation incitative.

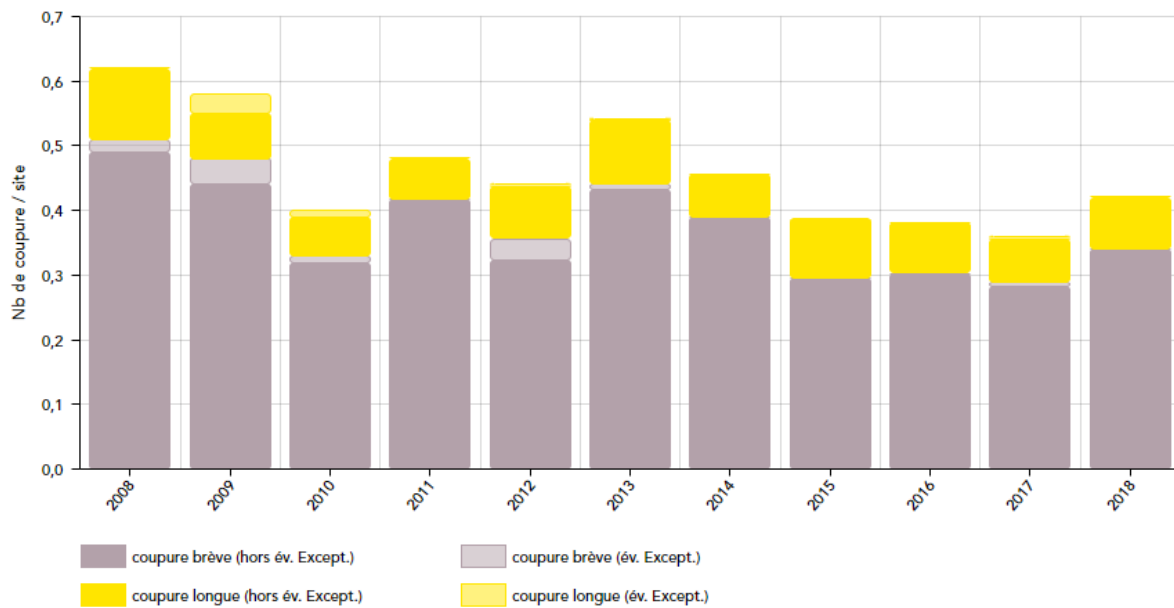
### Temps de coupure équivalent



## Fréquence de coupure

La fréquence de coupure est prise en compte depuis 2013 dans la régulation incitative fixée par la CRE concernant la continuité d'alimentation. En 2018, la fréquence de coupure s'élève à 0,42 coupure/site, hors événements exceptionnels. Ce résultat est inférieur au seuil de 0,46 fixé par la régulation incitative, et est également inférieur à la moyenne des dix dernières années.

Fréquence de coupure

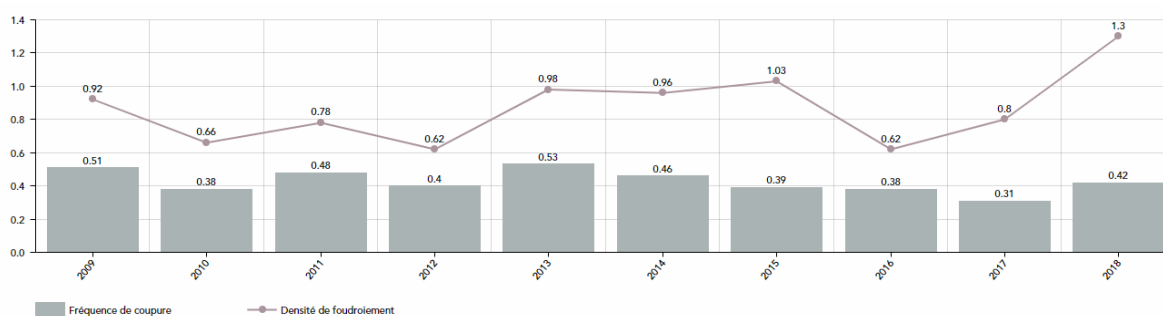


## Un réseau robuste malgré une année orageuse exceptionnelle en 2018

La densité de foudroiement est une des causes prépondérantes du nombre de coupures brèves observées dans l'année, ce qui influence de manière non négligeable l'indicateur de fréquence de coupure.

De ce point de vue, l'année 2018 constitue une année orageuse exceptionnelle. Avec près de 725 000 éclairs nuage-sol et 296 jours d'orage, le territoire national n'a jamais été aussi foudroyé depuis au moins 30 ans (source Météorage), avec une densité de foudroiement de 1,3 impact/km<sup>2</sup>. Malgré cela, le réseau de transport s'est révélé robuste, avec une fréquence de coupure dans la moyenne des dix dernières années.

### Densité de foudroiement et Fréquence de coupure

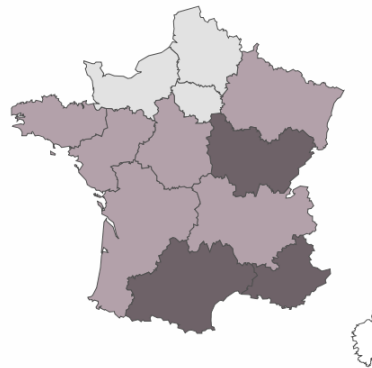


Les valeurs régionales ci-dessous montrent également que la plupart des régions les plus touchées par la foudre possèdent une fréquence de coupures brèves plus élevées que la moyenne, en particulier dans le quart sud-est de la France.

Fréquence de coupures brèves

Densité de foudroiement

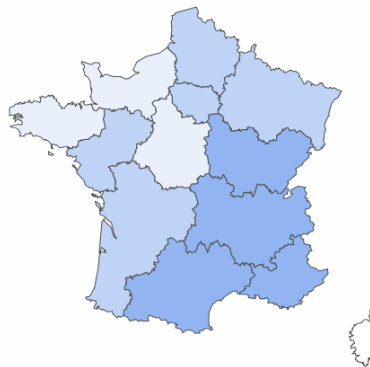
Fréquence de coupures brèves (par région)



Fréquence de coupures brèves

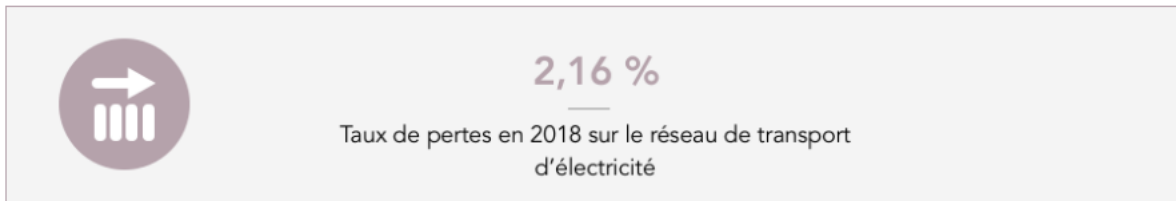
Densité de foudroiement

Densité de foudroiement (par région)





# Taux de pertes



## Le taux de pertes en 2018 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 couronnes 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 2018, les pertes du réseau de transport RTE se sont établies à 11 TWh, soit un taux de 2,16% par rapport aux injections totales (production et importations).

