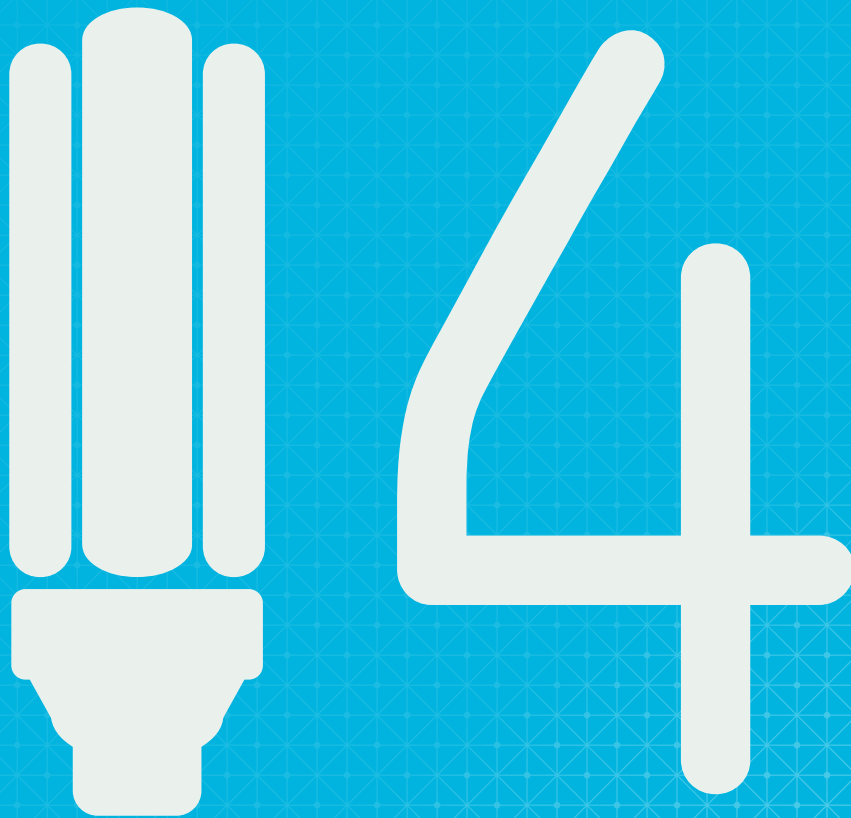




Le réseau de l'intelligence électrique



Bilan électrique 2014

Edition du 29/01/2015

© 2015 RTE Réseau de transport d'électricité

RTE Réseau de transport d'électricité se réserve le droit de revendiquer les droits attachés à sa qualité d'auteur et propriétaire des documents, données et informations contenus dans le « Bilan électrique 2014 », et notamment :

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

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des documents, données et informations contenus dans le « Bilan électrique 2014 », et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale.

PARTIE 1

LES TEMPÉRATURES DOUCES INDUISENT UNE CONSOMMATION PLUS FAIBLE 6

La consommation brute 2014 est en forte baisse sous l'effet de températures clémentes	7
La consommation corrigée reste stable	8
La consommation du secteur industriel se stabilise	9
La consommation des PMI/PME, des particuliers et des professionnels est en légère baisse	10
Le pic de consommation est le plus faible observé depuis 2004	11
La consommation électrique reste fortement impactée par sa sensibilité à la température	12
Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation se développent	13

PARTIE 2

LES INSTALLATIONS DE CENTRALES ÉOLIENNES ET PHOTOVOLTAÏQUES REPARTENT À LA HAUSSE 14

La part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité progresse	15
La part du nucléaire se maintient et la production thermique classique est en net recul	21
Le réseau de transport permet de compenser les déséquilibres entre production et consommation	24

PARTIE 3

LA CONSOMMATION BAISSÉ EN EUROPE 25

Une baisse de la consommation brute dans la plupart des pays	26
La France, l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie et la Grande-Bretagne représentent 60% de la production européenne	26
La France reste le pays le plus exportateur d'Europe	28
La France est le pays le plus thermosensible d'Europe	29

PARTIE 4

LES PRIX DE MARCHÉ SONT EN BAISSÉ DANS TOUTE L'EUROPE 31

Les exportations sont en nette hausse	33
De nouvelles capacités d'effacement se développent	41
RTE met en place de nouveaux mécanismes de marché	43

PARTIE 5

RTE INVESTIT POUR PRÉPARER AUJOURD'HUI LE RÉSEAU DE DEMAIN 44

RTE améliore la qualité d'électricité	45
RTE agit pour l'environnement et le développement de la biodiversité	46
Le taux de pertes en 2014 est stable	46
RTE a investi près de 1,4 milliard d'euros en 2014	46
Le réseau souterrain se développe en 2014	47
RTE élabore dès maintenant le réseau de demain	49

DES ÉMISSIONS DE CO₂ EN BAISSÉ SOUS L'EFFET CONJOINT D'UNE MOINDRE CONSOMMATION ET DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

À l'heure où la 21^{ème} conférence internationale sur le climat sera prochainement accueillie par la France, l'édition 2014 du Bilan électrique publiée par RTE met à nouveau en relief la forte dépendance de la consommation d'électricité aux conditions climatiques. En 2014, année la plus chaude depuis le début du XX^e siècle selon Météo France, la consommation brute d'électricité est en recul de 6% par rapport à 2013. Elle s'établit à 465,3 TWh soit le niveau le plus bas observé depuis 2002.

Cette baisse s'explique en grande partie par les conditions météorologiques. Avec des températures supérieures de 0,5°C à la température de référence et très rarement inférieures à 5°C durant les mois d'hiver, les besoins de chauffage électrique ont été modérés.

En l'absence de période de froid marquée, la puissance électrique consommée à la pointe s'est établie à 82,5 GW le 9 décembre 2014. Il faut remonter à l'année 2004 pour observer une consommation de pointe aussi peu élevée. Cependant, la sensibilité de la consommation à la température demeure de l'ordre de 2 400 MW/°C en hiver.

Cette grande variabilité des niveaux de consommation d'électricité d'une année sur l'autre, tant en énergie annuelle qu'en puissance de pointe, montre que le système électrique doit s'adapter à des conditions climatiques dont l'incertitude s'accroît. Malgré une tendance de fond allant probablement dans le sens d'un réchauffement moyen, l'évolution future de la fréquence et de la profondeur des vagues de froid est à ce jour inconnue, de même que la variabilité géographique régionale des évolutions en cours. Ces facteurs d'incertitude nécessitent une grande flexibilité de l'offre face aux variations de la demande.

En particulier, afin de faire face aux pointes de consommation auxquelles le système électrique demeure exposé, RTE met en place les mécanismes de marché permettant d'en sécuriser la couverture, tels les dispositifs d'effacement et le mécanisme de capacité.

Dans le contexte de consommation modérée de 2014, on constate que les émissions de CO₂ du secteur électrique diminuent de 40% par rapport à l'année passée. Elles s'établissent à 19 MteqCO₂.

Une première explication tient au moindre recours aux centrales thermiques à combustible fossile (charbon, gaz et fioul), qui jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité. Leur production a ainsi baissé de 40% par rapport à l'an passé. L'effet conjoncturel de la baisse de consommation sur la réduction des émissions de CO₂ a déjà été observé ces dernières années. Par exemple, la baisse de consommation de 6% observée entre les années 2010 et 2011, malgré sa compensation partielle par une hausse des exportations, s'était accompagnée d'une réduction des émissions de CO₂ de 20%. Ce phénomène confirme l'intérêt environnemental des mesures en faveur de la maîtrise de la demande en France.

Plus structurellement, la réduction des émissions de CO₂ tient à l'évolution du parc de production qui intègre une part toujours croissante d'énergies renouvelables. Après le ralentissement de ces dernières années, le développement de l'éolien et du photovoltaïque s'améliore avec près de 1 900 MW supplémentaires installés en 2014. La France comprend maintenant plus de 9 100 MW d'éolien et près de 5 300 MW de photovoltaïque. Combinés au retrait de 1 300 MW de production thermique fossile, la composition du mix énergétique français confirme ainsi son évolution dans le sens d'une transition énergétique permettant de réduire les émissions de carbone.

Ainsi, pour la première fois en 2014, l'énergie électrique produite par les énergies renouvelables autres qu'hydraulique (27,9 TWh) dépasse en niveau

celle produite par le parc thermique à combustible fossile. Plus de la moitié est issue de la production éolienne, le reste se répartit entre photovoltaïque, bois-énergie et autres biocombustibles solides. Le maximum de production éolienne a été atteint le 27 décembre 2014 pour une puissance d'un peu plus de 7 000 MW et un facteur de charge de 80%. Le maximum de production photovoltaïque a été atteint le 17 mai 2014 pour une puissance de 3 700 MW et un facteur de charge de 80%. De tels niveaux n'avaient jamais été atteints auparavant.

À cela s'ajoute une hydraulité plutôt élevée cette année : avec 68,2 TWh, le niveau de la production hydraulique demeure le deuxième plus élevé de la décennie après celui de 2013, qui avait été tout à fait exceptionnel.

Toutes ces conditions favorables ont permis à la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables de couvrir près de 20% de la consommation d'électricité française. Cela a contribué à la réduction des émissions de carbone.

HORS EFFET MÉTÉOROLOGIQUE, LA CONSOMMATION CONFIRME SA STABILISATION, EN RAISON DE LA CRISE ÉCONOMIQUE MAIS AUSSI GRÂCE AUX MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le contexte de crise économique et les mesures d'efficacité énergétique concourent également à limiter la consommation. Ainsi, après correction climatique visant à se ramener à des conditions météorologiques dites normales, on constate que la consommation électrique annuelle de la France recule de 0,4% en 2014. Cela confirme l'inflexion observée depuis maintenant quatre années : la consommation française d'électricité a cessé de croître.

Ce phénomène se retrouve à l'échelle européenne, où la consommation d'électricité stagne voire régresse. Entre mi-2013 et mi-2014, la consommation européenne d'électricité est en recul de 1,5% par rapport à la période précédente. Cette baisse est supérieure à 4% en Allemagne, à 2% en Italie et en Suisse, de l'ordre de 0,7% en Espagne. Bien qu'il s'agisse ici de consommations non corrigées de l'effet météorologique, beaucoup moins sensible dans le reste de l'Europe qu'il ne l'est en France, ce recul reflète probablement une tendance structurelle.

En France, après trois années de baisse, la consommation du secteur de la grande industrie se stabilise à 67,4 TWh. Les différents secteurs d'activité économique présentent cependant des dynamiques contrastées. On observe par exemple des baisses dans les secteurs du papier carton (-7,1%), de la construction automobile (-4%), du transport ferroviaire (-2,6%), et des hausses dans les secteurs de la chimie (+2,1%) et de la sidérurgie (+2,2%), ainsi que de la métallurgie (+6,2%).

L'inflexion observée sur la consommation française globale est en pratique portée par la baisse de la consommation électrique (autoconsommation comprise) des consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution – PMI/PME, professionnels, particuliers – au demeurant largement prépondérante par rapport à celle de la grande industrie. Après des années de hausse puis une tendance à la stabilisation observée l'an passé, 2014 enregistre pour la première fois une baisse, de l'ordre de 0,5% par rapport à 2013. Cette évolution est le reflet d'une activité économique ralentie qui tend à modérer la consommation des PMI/PME et des professionnels, et peut-être également celle des ménages. Les mesures prises en faveur de l'efficacité énergétique des équipements et bâtiments, et la baisse de la part de marché du chauffage électrique dans le bâtiment neuf suite à l'application de la réglementation thermique 2012, ont certainement aussi leur part d'effet.

Le contexte est également difficile pour la filière thermique à combustible fossile, globalement en recul. Cette année, la filière à charbon est la plus affectée avec une production en baisse de 58% contre 28% pour le gaz. La production des centrales à charbon, dont plusieurs ont été fermées, est inférieure de 6 TWh à celle des centrales au gaz.

Ce rééquilibrage du charbon vers le gaz, moins émetteur de CO₂, concourt aussi à la diminution importante des émissions de CO₂. Toutefois les conditions économiques restent préoccupantes pour les cycles combinés gaz (CCG) en France. Comme l'an dernier, des groupes ont été placés à l'arrêt durant la période estivale.

Face à une demande en retrait et grâce à la chute des cours des combustibles fossiles, la moyenne annuelle des prix spot recule dans toute l'Europe, et se situe à 34,6 €/MWh en France. Comparés aux pays voisins, les prix spots français sont parmi les moins élevés, seule l'Allemagne ayant des prix inférieurs sur les marchés de gros. Les moyennes annuelles des prix spot des pays de la zone Allemagne, France, Benelux (zone Central West Europe) restent contenues dans une plage comprise entre 32,4 et 41,2 €/MWh sur cinq ans.

DANS LE CONTEXTE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, L'UTILISATION ACCRUE DES INTERCONNEXIONS CONFIRME LA NÉCESSITÉ D'ADAPTER DÈS AUJOURD'HUI LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE AUX FUTURS ENJEUX

Le niveau modéré de la consommation intérieure et les prix relativement faibles sur le marché français ont offert l'opportunité de contribuer à la couverture des besoins de nos voisins européens par des exports redynamisés. Le solde exportateur de la France

s'établit à 65,1 TWh en 2014, soit le niveau le plus élevé depuis 2002. La somme des imports et exports atteint 119,8 TWh, soit 7,4% de plus qu'en 2013.

Les soldes exportateurs sont supérieurs à 5 GW de puissance moyenne mensuelle tous les mois, y compris l'hiver. La France est en situation d'import une trentaine d'heures dans l'année et aucune journée n'est importatrice nette en énergie.

L'analyse des échanges frontière par frontière met en évidence l'impact croissant de l'évolution du mix énergétique européen qui intègre de plus en plus d'énergies renouvelables. La variabilité de la production éolienne au fil des saisons et des semaines, celle de la production photovoltaïque avec son cycle journalier, se traduisent par une fluctuation croissante des échanges d'électricité entre pays européens.

Si la France reste globalement importatrice vis-à-vis de l'Allemagne, les échanges se rééquilibrent avec un solde importateur de 5,9 TWh contre près de 10 TWh en 2013, en raison de la compétitivité relative des prix français. Ce solde en baisse ne traduit pas une réduction des volumes d'échanges mais un équilibre entre situations alternativement importatrices et exportatrices, avec des fluctuations toujours plus fortes. Les interconnexions entre la France et l'Allemagne sont d'ailleurs saturées, dans un sens ou dans l'autre, pendant près de la moitié du temps.

Les échanges avec la Belgique sont fortement influencés par les indisponibilités de près de la moitié du parc nucléaire belge. Le solde exportateur de la France vers la Belgique augmente (16,5 TWh). Les capacités d'échanges de la France vers la Belgique sont saturées la plupart du temps.

Les soldes exportateurs vers les autres pays frontaliers sont tous en hausse. Vis-à-vis de l'Espagne, la France est exportatrice les deux tiers du temps et importe uniquement lorsque la production renouvelable espagnole est élevée, les prix devenant

alors inférieurs aux prix français. L'interconnexion France-Angleterre bénéficie d'une bonne disponibilité en 2014. Elle est utilisée à l'export plus de 99% des heures de l'année et est saturée 90% du temps. La situation est toujours fortement exportatrice vis-à-vis de l'Italie, vers laquelle la capacité d'export a augmenté de 400 MW depuis octobre 2014 grâce au renforcement des réseaux transalpins.

Cette tendance à l'utilisation croissante des interconnexions afin de mutualiser et optimiser l'appel aux différentes sources d'énergie, en fonction du lieu et du moment où elles sont disponibles et économiquement compétitives en Europe, conforte l'engagement de RTE à adapter le réseau pour répondre à ces enjeux.

LE PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS DE RTE PERMET DE PÉRENNISER LA QUALITÉ DE SERVICE AUX CLIENTS ET D'AMÉLIORER L'INTÉGRATION DU RÉSEAU

En 2014, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'élève à 1 374 M€, dont 1 243 M€ pour les ouvrages de réseau. Les principaux investissements ont porté sur l'accueil des énergies renouvelables, la poursuite des travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'est des Pyrénées, les remplacements de conducteurs permettant de sécuriser les flux sur l'axe 400 kV Montélimar-Lyon, ou la sécurisation de l'alimentation de territoires (PACA, Vendée). Le dernier trimestre de l'année 2014 est marqué par la phase d'essais du « filet de sécurité PACA », dernière étape avant sa mise en service prévue début 2015.

Ces développements visent également à maintenir la qualité de l'électricité dans les standards de référence. En 2014, le temps de coupure équivalent (TCE) des consommateurs raccordés au réseau de transport s'établit à 2mn 46s. Ce résultat est inférieur à la moyenne des dix dernières années.

Depuis août 2013 la fréquence de coupure est également intégrée dans la régulation incitative. Le nombre moyen de coupures brèves ou longues que subissent dans l'année les clients distributeurs et industriels de RTE (hors secteurs énergie et ferroviaire) s'élève à 0,46 en 2014, inférieur à la moyenne des dix dernières années et respectant le seuil de 0,6 fixé par la régulation incitative.

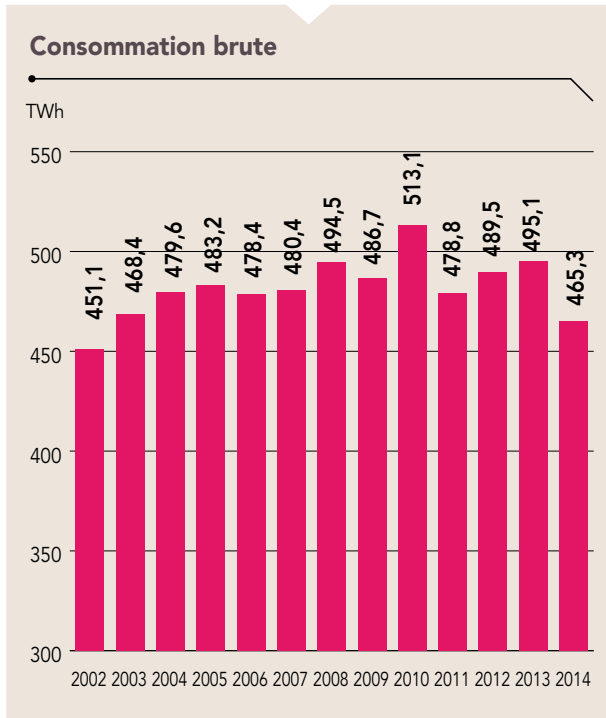
Enfin, l'intégration des ouvrages continue à être une préoccupation permanente de RTE, notamment par le recours toujours plus important aux technologies de mise en souterrain. À fin 2014, le Réseau Public de Transport compte 105 331 km de circuits en exploitation. La longueur de circuits souterrains augmente de manière continue tandis que la longueur des circuits aériens est stable cette année, après une année 2013 marquée par la mise en service de la ligne THT Cotentin-Maine. Par ailleurs, le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV se stabilise à 92% en moyenne sur les trois dernières années.



Partie 1

**Les températures
douces induisent
une consommation
plus faible**

LA CONSOMMATION BRUTE 2014 EST EN FORTE BAISSÉ SOUS L'EFFET DE TEMPÉRATURES CLÉMENTES

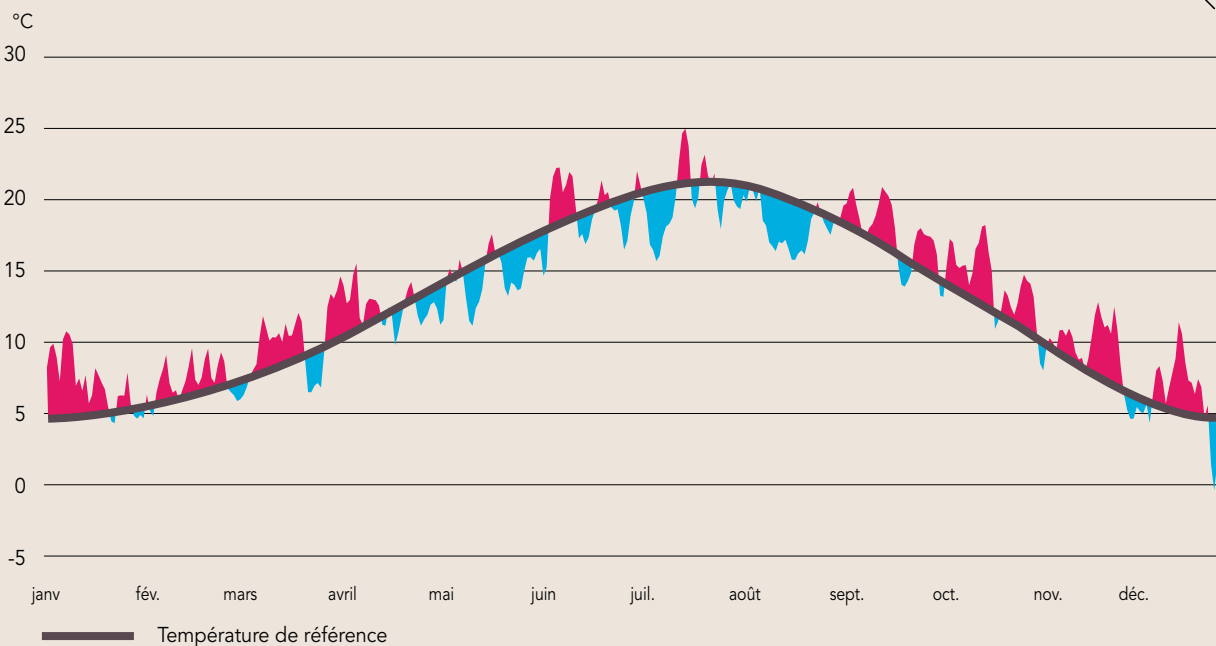


La consommation brute en France métropolitaine s'établit à 465,3 TWh, en baisse de 29,8 TWh, soit 6% de moins qu'en 2013. Il s'agit du niveau le plus bas constaté depuis l'année 2002.

Cette évolution est liée aux températures particulièrement douces observées durant toute l'année.

Si en moyenne sur l'année 2014, la température réalisée est supérieure de 0,5°C à la température de référence, elle est presque systématiquement supérieure à 5°C durant les mois d'hiver, ce qui contribue à une consommation modérée en période hivernale en limitant l'utilisation du chauffage. À l'inverse, les températures relativement fraîches des mois estivaux ont conduit à limiter le recours aux dispositifs de génération de froid et donc à modérer la consommation électrique nationale. Les différences de température entre l'année 2013 froide et l'année 2014 très clémente ont généré une économie de consommation de 27,6 TWh.

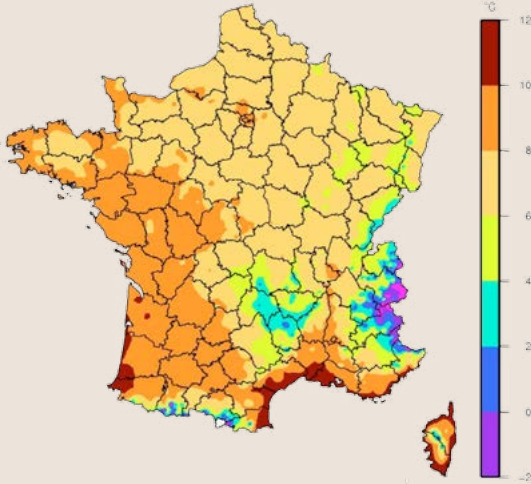
Évolution de la température en France* par rapport à la température de référence



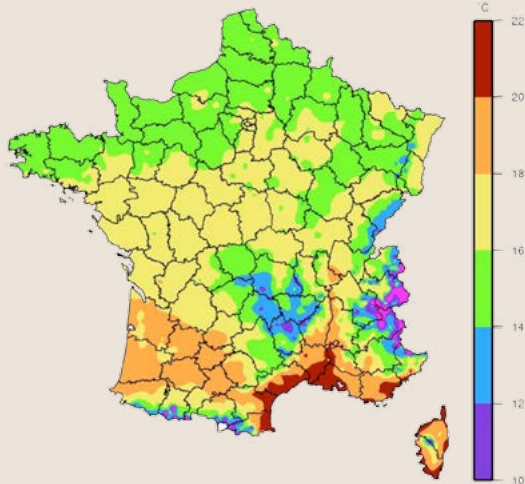
* Température calculée à partir de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire français.

Températures moyennes en 2014

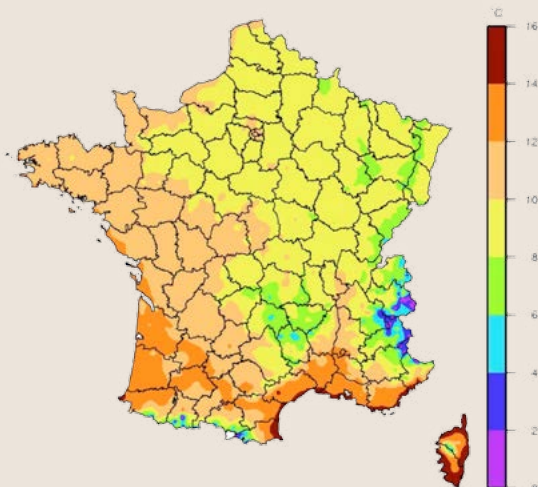
Janvier à mars



Avril à septembre



Octobre à décembre



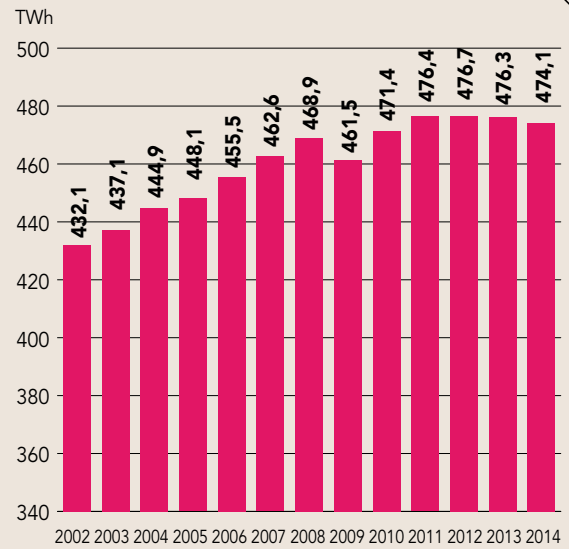
Source Météo France

LA CONSOMMATION CORRIGÉE RESTE STABLE

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation est en baisse de 0,4% et atteint 478,4 TWh.

L'étude de l'évolution de la consommation ainsi corrigée nécessite d'exclure du périmètre le secteur de l'énergie. Ce dernier est fortement impacté en 2012 par le changement de procédé d'enrichissement de l'uranium d'Eu-rodif, entraînant une forte réduction de consommation.

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

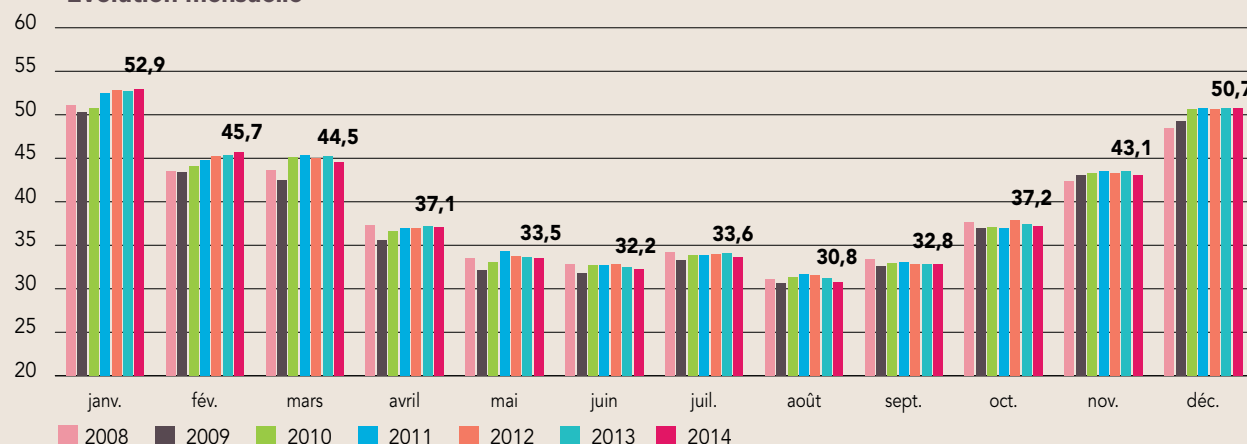


Corrigée de l'aléa climatique et du secteur de l'énergie, la consommation est en baisse de 0,5%. La tendance à la stabilisation globale de la consommation annuelle française d'électricité est constatée pour la quatrième année consécutive.

La répartition mensuelle de la consommation corrigée hors secteur énergie est similaire à celle des cinq dernières années.

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

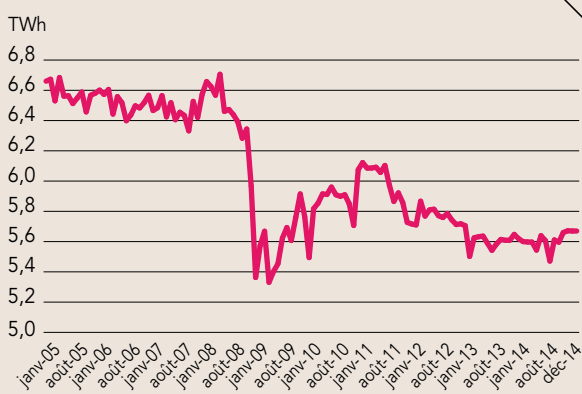
Évolution mensuelle



LA CONSOMMATION DU SECTEUR INDUSTRIEL SE STABILISE

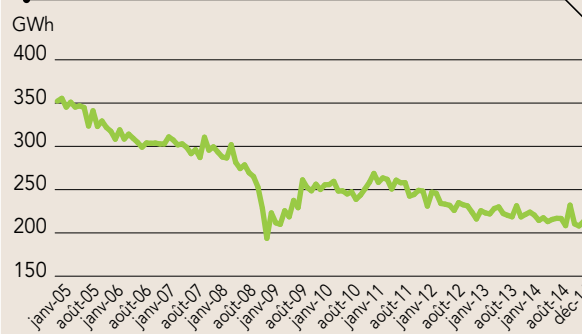
La consommation industrielle des clients directement raccordés au réseau public de transport, autoconsommation incluse, hors pertes et hors secteur énergie, s'élève à 67,4 TWh. Ce volume est stable par rapport à l'année 2013, après trois années consécutives de baisse. Cette évolution est retranscrite dans la série corrigée des variations saisonnières de la grande industrie, hors secteur énergie.

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



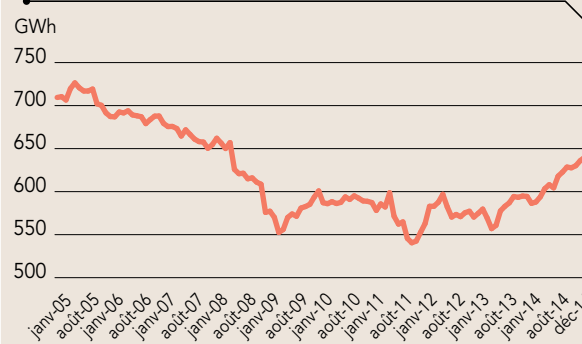
Cette stabilité est le fruit d'un équilibre entre les dynamiques contrastées des différents secteurs industriels. Certains secteurs voient leur consommation reculer. C'est le cas des secteurs papier carton (-7,1%) et construction automobile (-4%), touchés par la crise économique, ainsi que le transport ferroviaire (-2,6%) suite aux mouvements sociaux du mois de juin.

Consommation de la construction automobile (corrigée des variations saisonnières)



À l'inverse, d'autres secteurs affichent une dynamique positive : la chimie (+2,1%), toujours portée par des exportations importantes, la sidérurgie (+2,2%) qui se rétablit après plusieurs années de baisse et enfin la métallurgie (+6,2%), qui profite notamment de la bonne dynamique de la filière aéronautique.

Consommation de la métallurgie (corrigée des variations saisonnières)

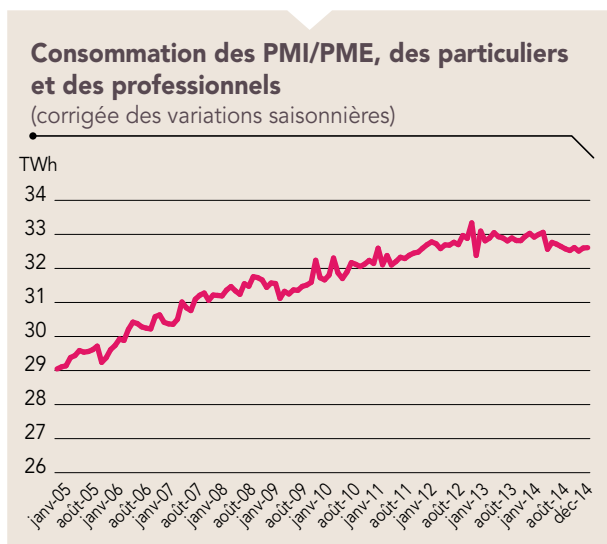


Le [Bilan prévisionnel 2014](#) propose une analyse plus détaillée de ces dynamiques sectorielles.

LA CONSOMMATION DES PMI/PME, DES PARTICULIERS ET DES PROFESSIONNELS EST EN LÉGÈRE BAISSÉ

La consommation des clients raccordés aux réseaux de distribution, qui regroupe la consommation des PMI/PME et des particuliers et professionnels, et les pertes associées à leurs soutirages, enregistre une légère baisse de 0,5% par rapport à 2013.

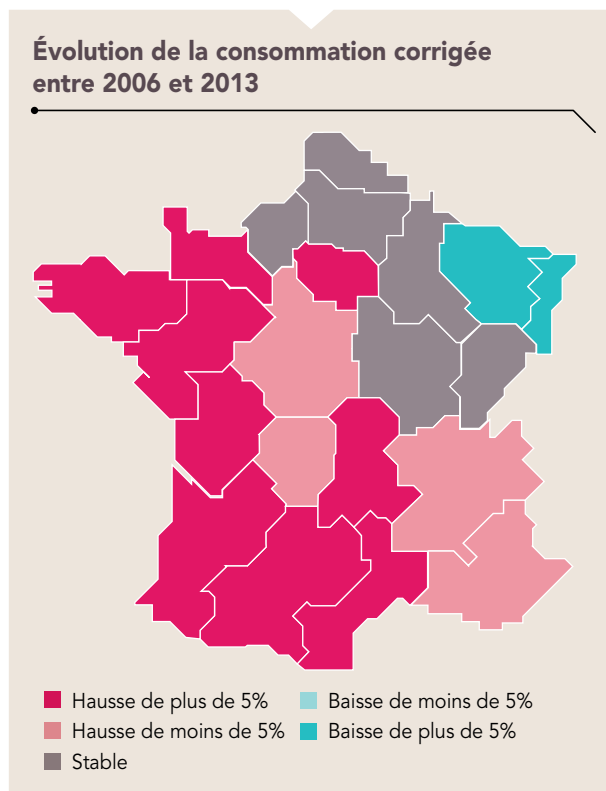
Cette baisse fait suite au ralentissement de la croissance observé en 2013 après quatre années de hausse à un taux moyen de 1%, comme l'indique la série corrigée des variations saisonnières de la consommation sur les réseaux de distribution.



Cette évolution s'explique par un contexte économique morose sur l'activité des PMI/PME et des professionnels, et dans une moindre mesure sur la consommation des ménages. Les directives et réglementations sur l'efficacité énergétique des équipements et bâtiments commencent à porter leurs fruits. À ces effets s'ajoute la baisse de la part de marché du chauffage électrique dans le bâtiment neuf suite à l'application de la Réglementation Thermique 2012, amplifiée par la diminution du nombre de nouvelles constructions (voir également le [Bilan prévisionnel 2014](#)).

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION RÉGIONALE CORRIGÉE

La consommation nationale d'électricité corrigée de l'aléa météorologique croît en moyenne de 3% entre 2006 et 2013. L'analyse régionale sur la période 2006-2013 met en évidence des évolutions contrastées.



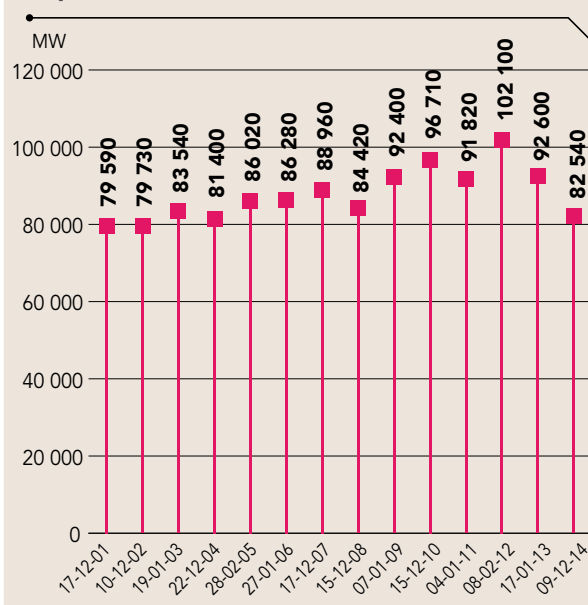
Avec près de 10% d'augmentation entre 2006 et 2013, la consommation corrigée augmente trois fois plus rapidement en Bretagne, Basse-Normandie, Poitou-Charentes, Pays de la Loire et en Languedoc-Roussillon qu'en France. Ce contraste entre la consommation de ces régions et celle du territoire français s'explique principalement par leur dynamisme démographique, et leur proportion de particuliers/professionnels.

A *contrario*, la consommation corrigée en Alsace et en Lorraine diminue très fortement (respectivement -6% et -11%). Cette évolution reflète le fort impact de la crise économique sur la grande industrie dans ces deux régions. La consommation du secteur de la grande industrie en Alsace et en Lorraine est ainsi en retrait de 36% et 28% depuis 2006, une baisse plus marquée que le rythme constaté au niveau national (-14%). Ces éléments sont détaillés dans les [Bilans régionaux](#) et leur synthèse.

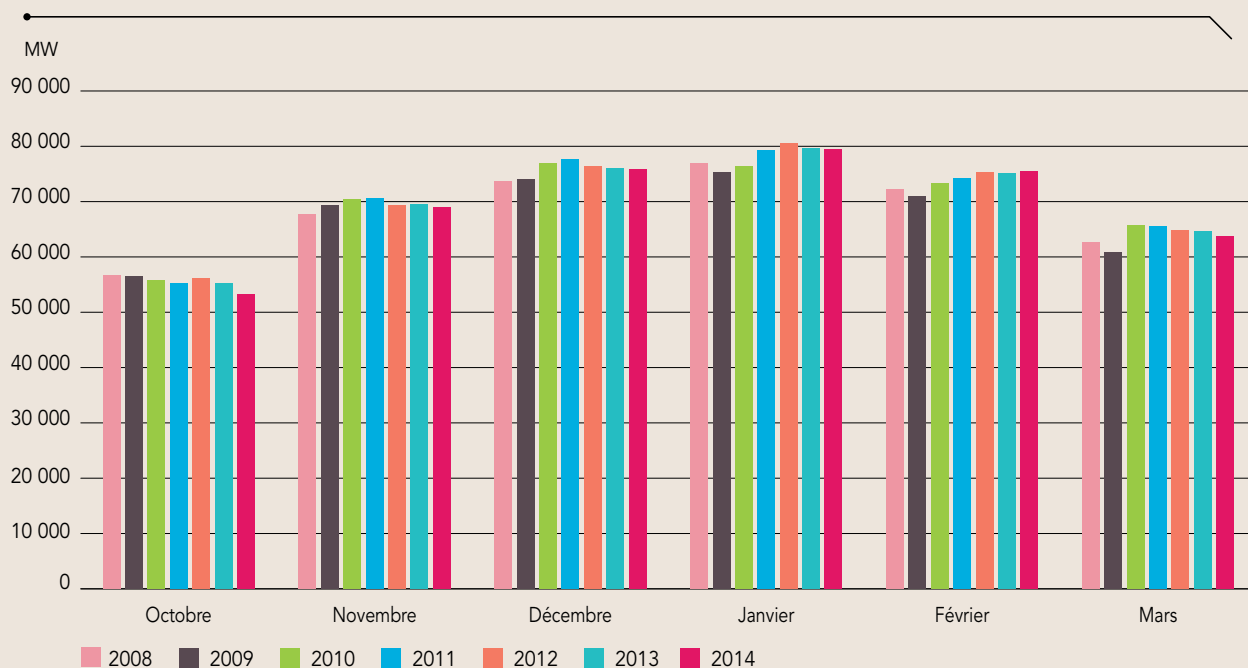
LE PIC DE CONSOMMATION EST LE PLUS FAIBLE OBSERVÉ DEPUIS 2004

Le maximum de consommation est enregistré le 9 décembre 2014 à 19h, avec une puissance de 82 540 MW pour une température de 4,3°C, inférieure de 1,4°C par rapport aux températures de référence. Cette pointe de consommation, la plus faible depuis 2004, s'explique par la douceur des températures de l'année.

Historique des pointes de consommation depuis 2001



Estimation de la puissance consommée corrigée à la pointe du soir (19h) durant les mois d'hiver



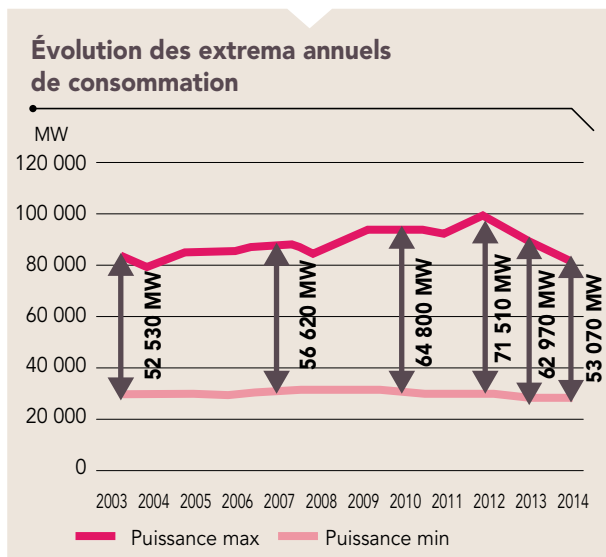
Ces estimations sont réalisées pour des températures de référence.

On constate que la puissance consommée à conditions de référence à la pointe du soir est stable depuis 2008.

La pointe de consommation autour de 19h est le résultat des activités tertiaires encore présentes, du pic d'activité des transports ferroviaires et du démarrage des activités domestiques de la soirée. Les températures hivernales entraînent chaque année une augmentation de la consommation qui répond au besoin de chauffage. Pour autant, cette surconsommation n'a pas la même ampleur si l'hiver est doux ou si l'hiver est rigoureux.

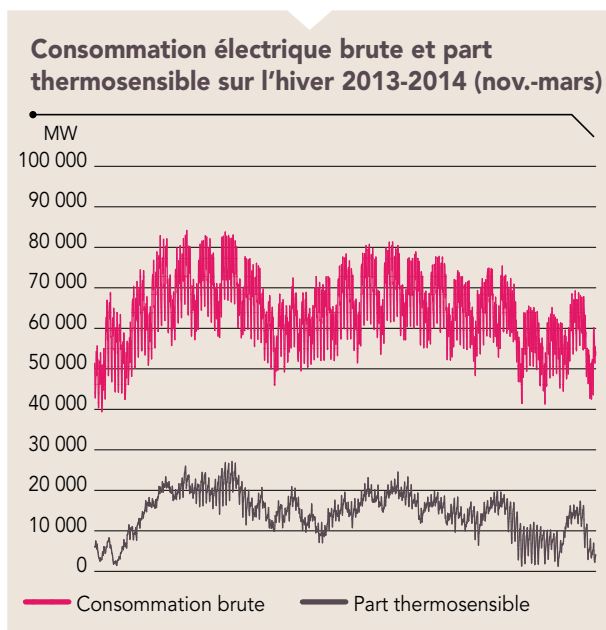
Les températures douces induisent une consommation plus faible

Le minimum de consommation observé le 17 août reste stable depuis 10 ans et atteint 29 500 MW.



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

La consommation d'électricité en France dépend fortement de la température, notamment pendant les mois d'hiver en raison du parc important de convecteurs électriques. C'est pour cette raison que les températures douces de 2014 ont entraîné une consommation aussi faible.



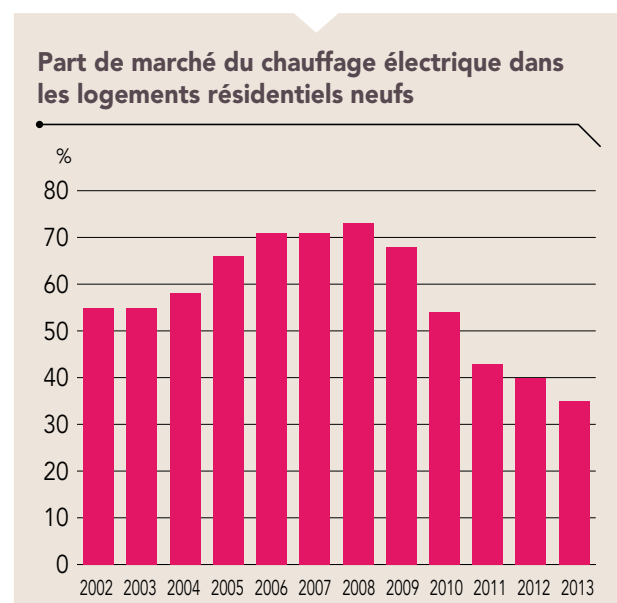
Pour établir les chiffres de consommation corrigée de l'aléa de température, RTE utilise un modèle qui vise à séparer la consommation en une part thermosensible et une part non thermosensible. On observe alors que c'est la composante thermosensible qui impose sa forme à la consommation totale.

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.

Comme cette thermosensibilité est principalement le fruit du chauffage électrique, le type de chauffage installé dans les logements neufs peut moduler sa forme. Depuis la Réglementation thermique de l'année 2012, on observe une chute de la part de chauffage électrique dans le neuf. Cela est de nature à modérer l'accroissement de la thermosensibilité dans le futur. Cependant, les logements neufs ne représentant qu'une très faible partie du parc de logements existant, cette évolution ne peut être visible qu'à long terme.

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

L'été, le phénomène est inversé, ce sont les températures chaudes qui tendent à augmenter la consommation d'électricité, notamment en raison de l'usage de la climatisation. Cependant, en France, cette thermosensibilité d'été est très peu marquée par rapport à celle d'hiver.



Source BatiEtude

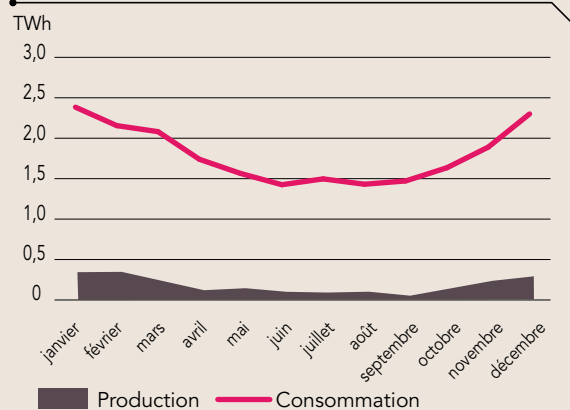
LES DISPOSITIFS D'EFFACEMENT ET DE MODÉRATION DE LA CONSOMMATION SE DÉVELOPPENT

EcoWatt en Bretagne et en Provence-Côte d'Azur

RTE poursuit le développement des dispositifs [EcoWatt Bretagne](#) et [EcoWatt Provence Azur](#) en partenariat avec les collectivités territoriales. Ces dispositifs invitent les consommateurs, particuliers, collectivités et entreprises, de Bretagne et de la région PACA, à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité en hiver, aux heures où sont constatés des pics de consommation. Ces dispositifs ont démontré leur efficacité lors d'hiver plus rigoureux avec un impact sur la pointe de consommation de l'ordre de 3%.

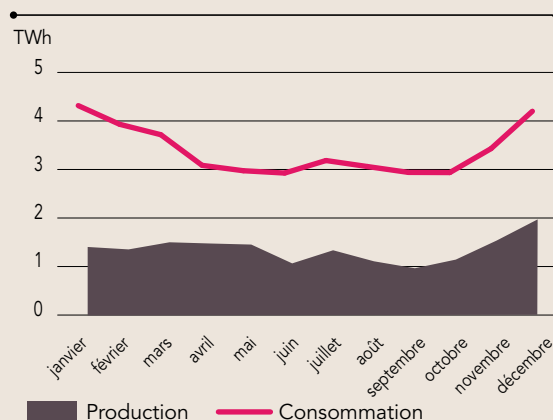
La saison 2013-2014 d'EcoWatt a connu un hiver sans alerte en raison de conditions climatiques tout à fait exceptionnelles ainsi qu'une bonne disponibilité des moyens de production et du réseau. Le dispositif maintient sa dynamique, avec 52 400 EcoW'acteurs pour la Bretagne et 26 000 pour PACA.

Évolution de la consommation et production électrique en Bretagne en 2014



En 2014, la production en Bretagne couvre 13% de l'électricité consommée. La part restante provient d'une production acheminée par le réseau. En période hivernale, aux heures de pointe de consommation, le réseau peut atteindre sa capacité limite de transport. Le risque de coupure électrique sur le territoire breton est alors élevé, notamment en cas d'incident sur le réseau ou sur un site de production.

Évolution de la consommation et production électrique en PACA en 2014



La production électrique en région PACA est en baisse de 16% en raison de plus faibles productions hydraulique et thermique. En 2014, la région importe plus de la moitié de sa consommation pour satisfaire sa demande d'électricité. Le déficit de réseau local en haute tension et la forte croissance des pics de consommation ces dix dernières années fragilisent actuellement l'alimentation de la région PACA. La mise en service du filet de sécurité PACA en 2015 détaillé dans la partie 5, permettra de renforcer le réseau de transport.

Enfin, depuis le 1^{er} novembre 2014, RTE gère le signal Tempo et le relaie sur [éCO₂mix](#). Les offres de fourniture d'électricité de type Tempo comportent différents niveaux de prix, variables en fonction de l'heure et des jours de l'année. Les jours rouges correspondent aux périodes de l'année où la consommation est forte, les jours blancs à un niveau intermédiaire, et les jours bleus sont ceux de plus faible consommation. Le prix correspondant à chaque type de jour est propre à chacun des fournisseurs qui proposent ce type d'offres. Des messages d'information indiquant les jours rouges ou blancs apparaîtront désormais sur les supports mobiles. Sur le web, une [page dédiée](#) à ces signaux tarifaires a été créée.



Partie 2

**Les installations de
centrales éoliennes
et photovoltaïques
repartent à
la hausse**

LA PART DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PROGRESSE

En 2014, la puissance installée du parc de production d'électricité en France progresse légèrement avec une hausse de 0,5% soit 662 MW.

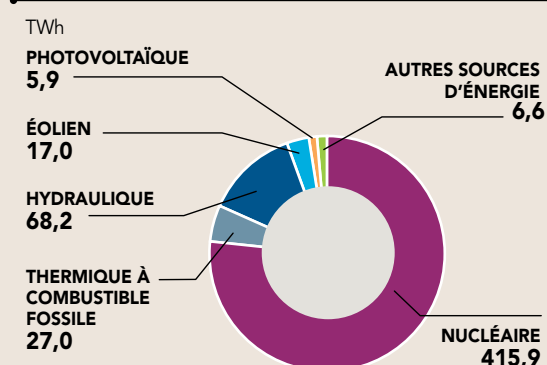
La composition du parc continue d'évoluer en faveur des énergies renouvelables avec l'arrivée de 1 889 MW de production éolienne ou photovoltaïque et le retrait de 1 296 MW de production thermique fossile.

Puissance installée au 31/12/2014 (MW)	Ensemble France			
	Puissance (MW)	Évolution par rapport au 31/12/2013	Évolution (MW)	Part du parc installé
Nucléaire	63 130	+0,0%	+0	48,9%
Thermique à combustible fossile	24 411	-5,0%	-1 296	18,9%
<i>dont charbon</i>	5 119	-19,5%	-1 240	4,0%
<i>fioul</i>	8 883	-0,7%	-65	6,9%
<i>gaz</i>	10 409	+0,1%	+9	8,0%
Hydraulique	25 411	-0,1%	-23	19,7%
Éolien	9 120	+11,8%	+963	7,2%
Photovoltaïque	5 292	+21,2%	+926	4,1%
Autres Sources d'énergie	1 579	+6,2%	+92	1,2%
Total	128 943	+0,5%	+662	100%

La production totale d'électricité en France s'établit pour l'année 2014 à 540,6 TWh, ce qui correspond à une baisse de 1,8% par rapport à 2013. Cette évolution de la production, liée à la baisse de la consommation d'électricité, conduit cette année à une forte hausse du solde exportateur.

Énergie produite	TWh	Variation 2014/2013	Part de la production
Production nette	540,6	-1,8%	100%
Nucléaire	415,9	3,0%	77,0%
Thermique à combustible fossile	27,0	-39,6%	5,0%
<i>dont charbon</i>	8,3	-58,2%	1,5%
<i>fioul</i>	4,4	-10,5%	0,8%
<i>gaz</i>	14,3	-28,2%	2,7%
Hydraulique	68,2	-9,7%	12,6%
Éolien	17,0	+6,7%	3,1%
Photovoltaïque	5,9	+27,2%	1,1%
Autres Sources d'énergie	6,6	+6,7%	1,2%
<i>dont renouvelable</i>	5,1	+8,4%	0,9%

Énergie produite

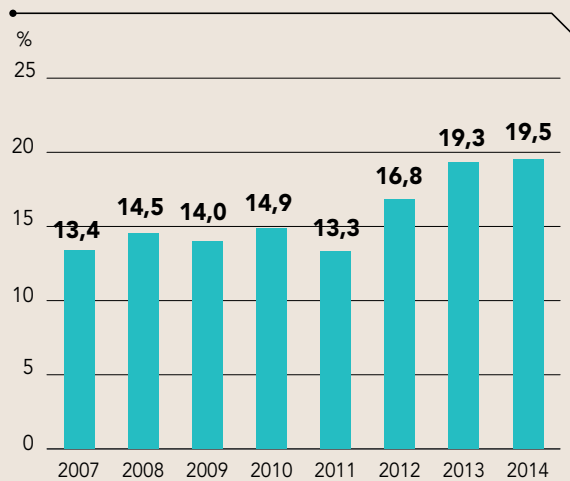


PART RENOUVELABLE

En 2014, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables¹ atteint 19,5% de la consommation d'électricité française. Ce niveau est en légère augmentation par rapport à l'année 2013.

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

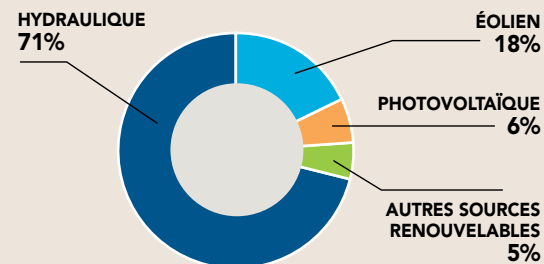
Part annuelle de la production issue des sources d'énergies renouvelables par rapport à la consommation d'électricité



Dans la continuité de 2013, plus de la moitié de la production des énergies renouvelables hors hydraulique est issue de la production éolienne. Les conditions de vent ont été particulièrement favorables pour la filière éolienne en début d'année et durant l'été. La production photovoltaïque augmente de plus de 27% par rapport à 2013 et atteint 5,9 TWh. La production issue des centrales à combustible renouvelable (déchets ménagers, déchets de papeterie, biogaz, bois-énergie et autres biocombustibles solides) atteint 5,0 TWh, soit une augmentation de 8,4%.

Au global, la production renouvelable hors hydraulique augmente en 2014 avec une part totale de 5,2%, soit 28,0 TWh, dépassant la part du thermique fossile. Si on ajoute la totalité de la production hydraulique, la production issue des énergies renouvelables atteint 96,1 TWh.

Répartition de la production renouvelable

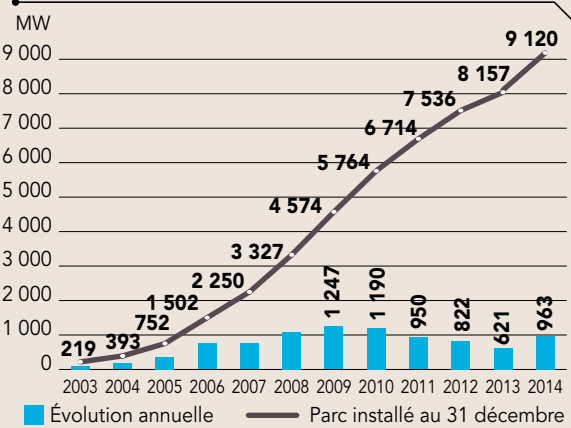


ÉOLIEN

Parc éolien

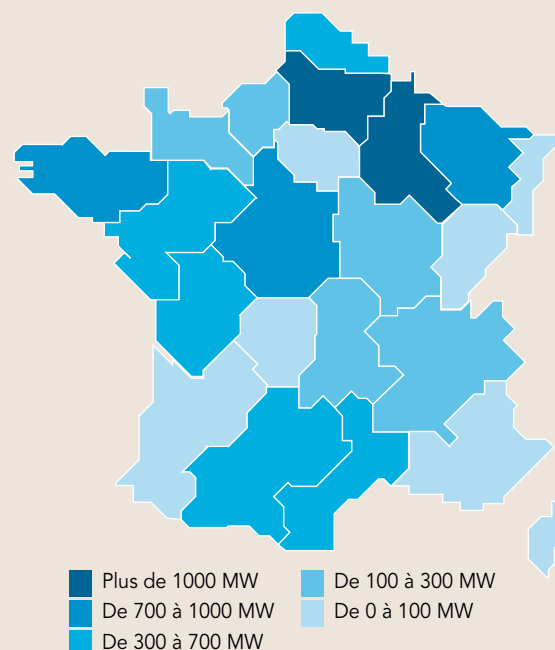
L'éolien terrestre s'est développé en 2014 avec 963 MW de puissance supplémentaire raccordée. Ce volume représente une progression de 11,8% par rapport à 2013. Le parc éolien représente une puissance de 9 120 MW dont 414 MW raccordés sur le réseau RTE et 8 706 MW sur les réseaux d'ERDF et des ELD.

Parc éolien



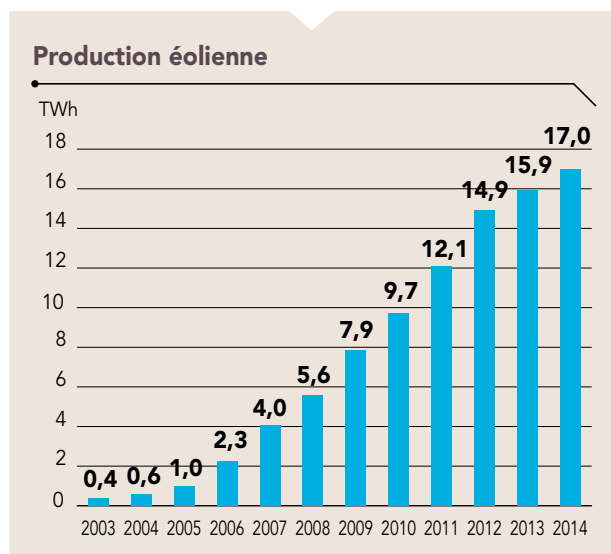
La puissance installée est supérieure à 700 MW dans cinq régions : Champagne-Ardenne, Picardie, Bretagne, Centre et Lorraine. Elle dépasse même 1 300 MW en Picardie et 1 500 MW en Champagne-Ardenne.

Parc installé éolien



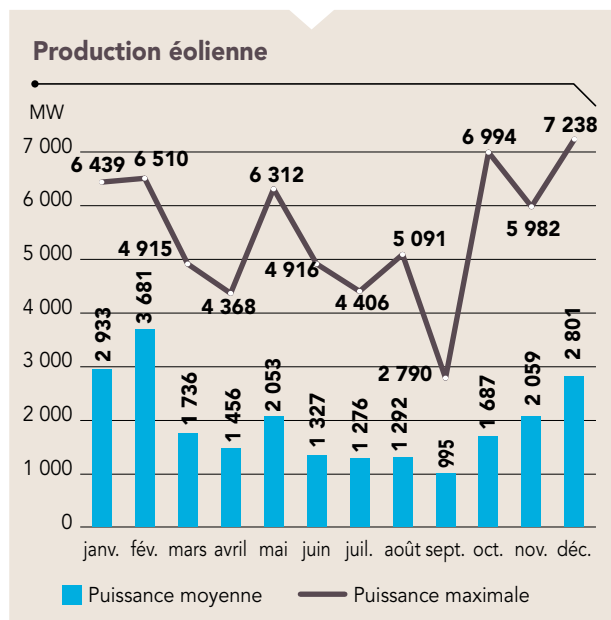
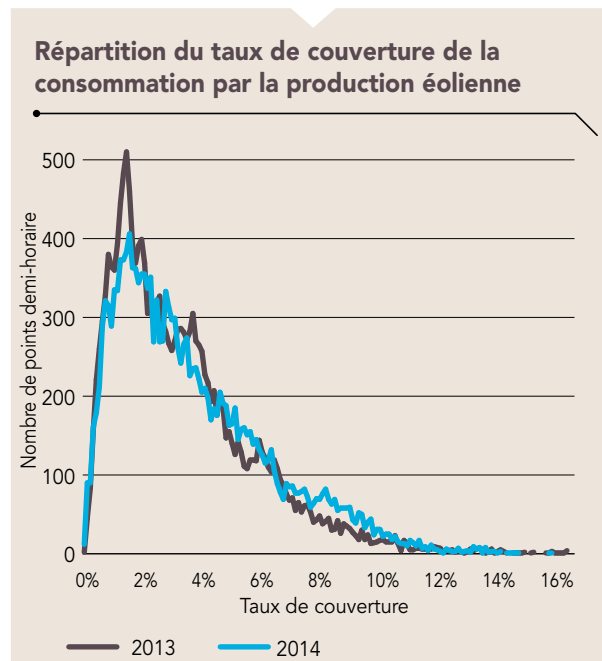
Production éolienne

La production éolienne progresse de 6,7% par rapport à fin décembre 2013, pour atteindre 17,0 TWh.



Le maximum de production éolienne sur l'année 2014 est atteint le samedi 27 décembre à 4h du matin avec une puissance de 7 238 MW, soit le plus haut niveau jamais enregistré jusqu'ici. Lors de ce maximum, le facteur de charge de 79,8% est proche du niveau observé le 23 décembre 2013 (6 529 MW, pour un facteur de charge de 80,2%).

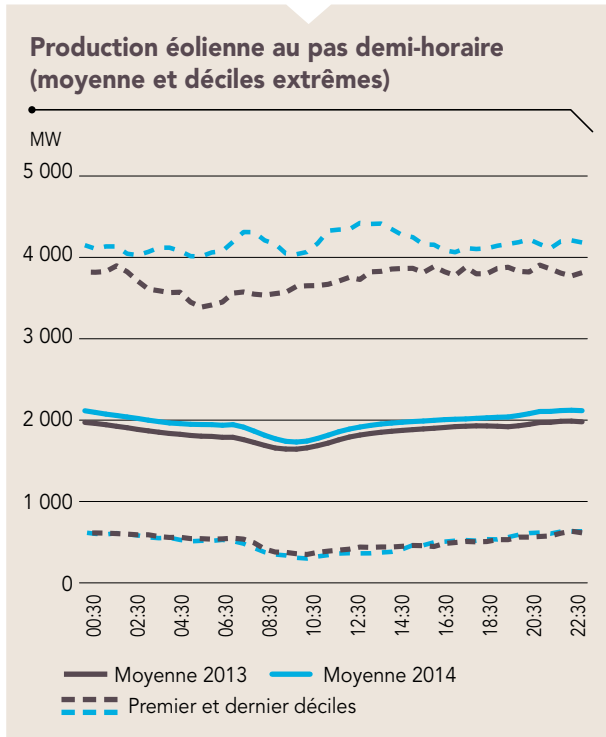
Le taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne à fin décembre 2014 est de 3,6%, contre 3,3% à fin décembre 2013. Il atteint 16,0% le dimanche 11 mai à 16h, ce qui reste toutefois inférieur au pic historique de 16,2% observé le 27 octobre 2013.



Répartition de la production éolienne sur une année

La production éolienne étant dépendante du vent, son rendement peut varier aussi bien d'un jour à l'autre que dans une même journée. En observant la répartition de la production éolienne sur l'année 2014 en fonction de l'heure de la journée, on constate que 10% des valeurs observées à 19h sont inférieures à 509 MW. Ce niveau a peu évolué par rapport à 2013. Cependant, à la même heure, 10% des valeurs sont supérieures à 4 027 MW en 2014, soit une progression de presque 300 MW de ce seuil par rapport à 2013.

Le graphe des déciles², qui illustre cette variabilité de la production de l'énergie éolienne, indique ainsi que le décile inférieur a peu évolué entre 2013 et 2014, alors que le décile supérieur a progressé nettement sur toutes les heures de la journée.

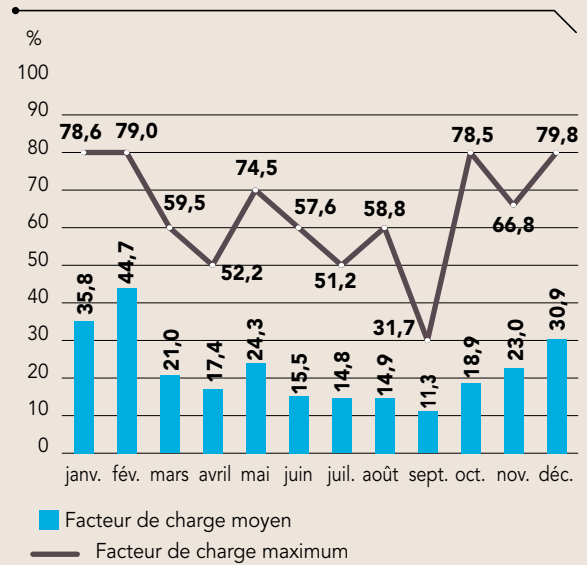


Facteur de charge éolien

Le parc éolien a produit en moyenne sur l'année 2014 à 22,6% de sa capacité contre 23,2% à fin 2013.

² Le premier décile correspond à la valeur qui sépare les données entre les 10% les plus faibles et les 90% les plus fortes. Le dernier décile sépare les 90% des valeurs les plus faibles des 10% les plus fortes.

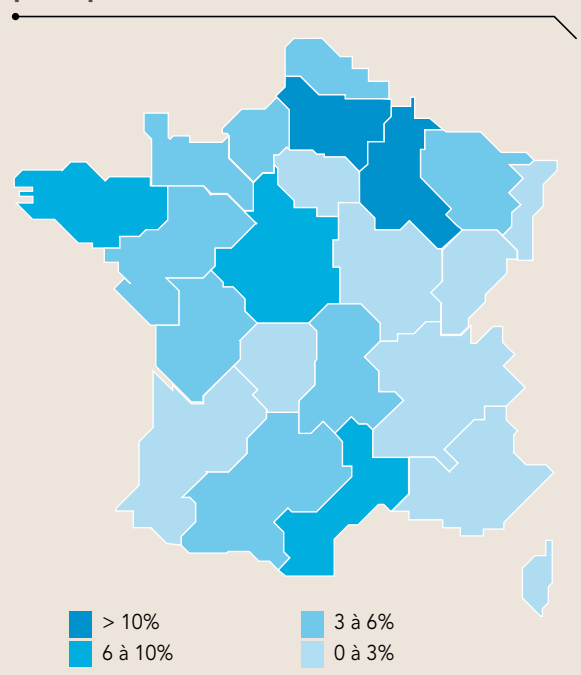
Facteur de charge éolien mensuel



Répartition régionale de la couverture de la consommation électrique par la production éolienne

RTE publie en collaboration avec le SER, ERDF et l'ADEE le [Panorama de l'électricité renouvelable](#). Cette publication propose notamment une analyse détaillée du développement de la filière éolienne à la maille des régions administratives. Les régions ayant développé les plus grands parcs éoliens affichent les plus hauts taux de couverture de leur consommation par cette filière. Pour les régions Picardie et Champagne-Ardenne, ce taux atteint respectivement 16 et 19%.

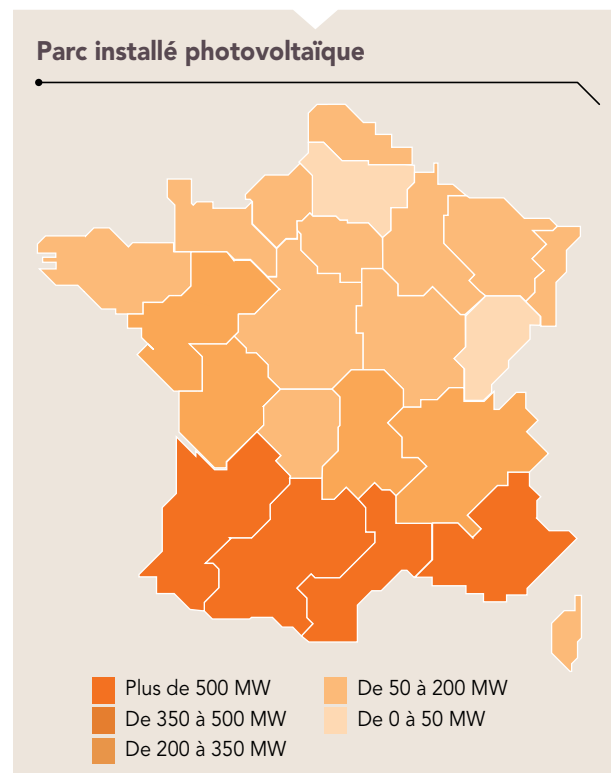
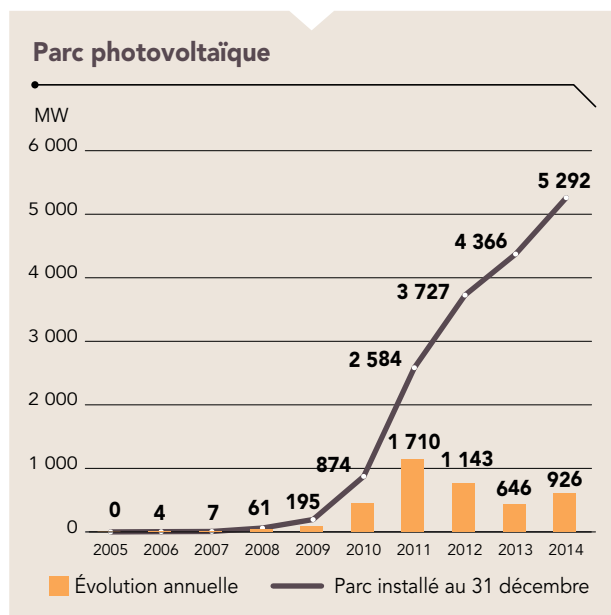
Taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne



PHOTOVOLTAÏQUE

Parc photovoltaïque

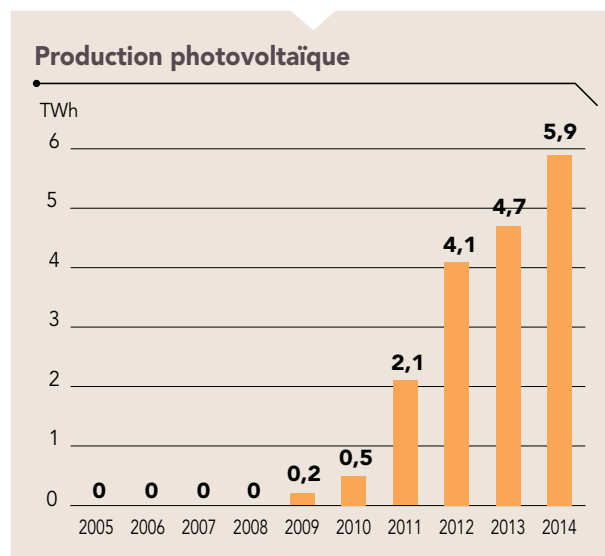
La croissance du parc photovoltaïque repart à la hausse après deux années consécutives de baisse. Avec 926 MW installés, il atteint 5 292 MW de puissance totale dont 338 MW sur le réseau de RTE et 4 955 MW sur les réseaux d'ERDF et des ELD.



La puissance installée dépasse 500 MW dans les quatre régions méridionales de la France continentale : Aquitaine, Midi-Pyrénées, Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Toutes les régions possèdent au moins 30 MW de parc photovoltaïque installé.

Production photovoltaïque

La production photovoltaïque augmente fortement en 2014, atteignant 5,9 TWh, soit une augmentation de 27% en 2014 par rapport à 2013. Le niveau de production mensuelle est supérieur sur chaque mois de l'année par rapport à 2013, sauf en décembre. Cette progression est liée aux bonnes conditions d'ensoleillement de l'année 2014 ainsi qu'à l'augmentation des nouveaux parcs photovoltaïques installés. Intermittente, la production photovoltaïque fluctue à la fois quotidiennement, en fonction de l'ensoleillement, mais aussi de manière saisonnière, en fonction des heures de lever et de coucher du soleil, et de la nébulosité.

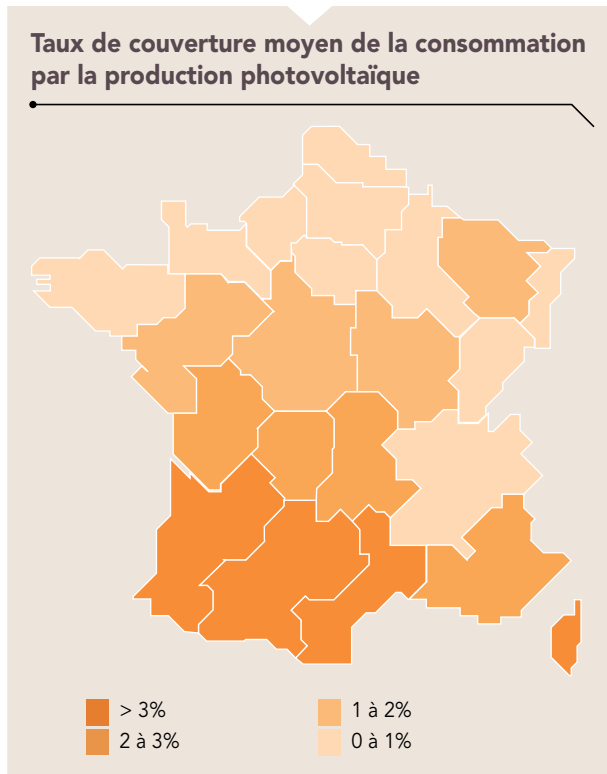


Le maximum de production a été atteint le samedi 17 mai à 13h30 pour une puissance de 3 700 MW soit un facteur de charge de 80,3%, une valeur jamais atteinte auparavant.

Couverture de la consommation par la filière photovoltaïque

En moyenne sur l'année 2014, le parc photovoltaïque permet de couvrir 1,3% de la consommation, contre 1,0% en 2013. Le 18 mai 2014 à 14h, la production photovoltaïque a couvert 8,5% de la consommation, le maximum de couverture en 2013 était de 7,0%.

Le [Panorama de l'électricité renouvelable](#) propose une analyse plus détaillée du développement de la filière photovoltaïque, notamment à la maille des régions administratives. On y constate que quatre régions (Aquitaine, Corse, Languedoc-Roussillon et Midi-Pyrénées) ont une couverture de leur consommation par la filière photovoltaïque supérieure en moyenne à 3%, tandis que les régions Auvergne, Limousin, PACA et Poitou-Charentes ont un taux supérieur à 2%.

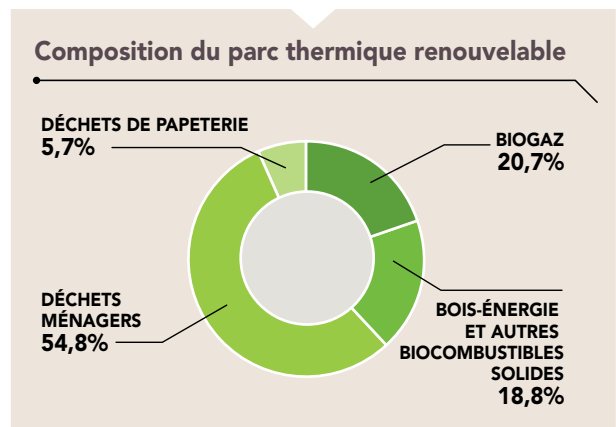
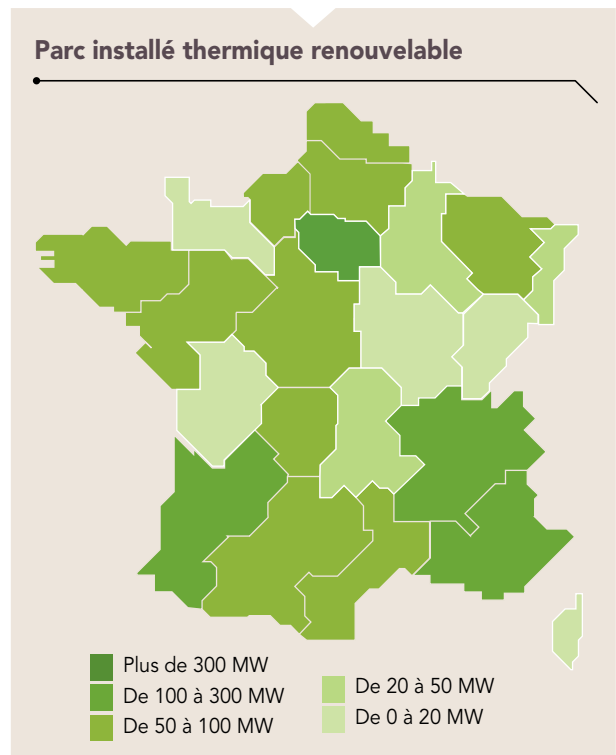
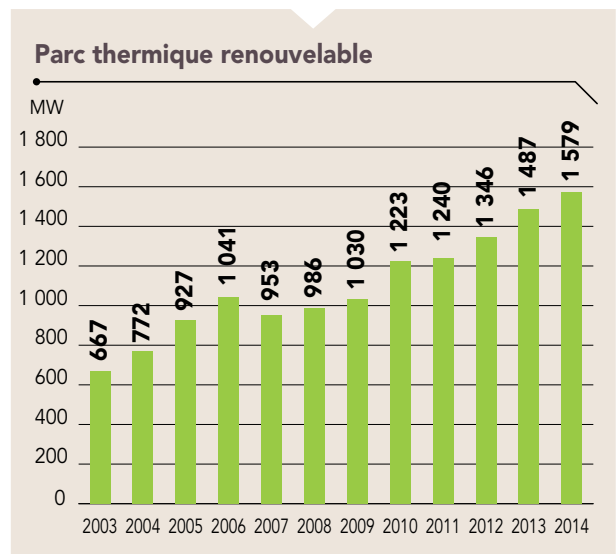


THERMIQUE RENOUVELABLE

Le parc de la filière augmente de 92 MW en 2014 pour atteindre 1 579 MW. Toutes les nouvelles centrales sont situées sur le réseau de distribution cette année.

Les capacités installées dépassent 100 MW dans quatre régions : Aquitaine, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Rhône-Alpes et Île-de-France qui possède plus de 300 MW.

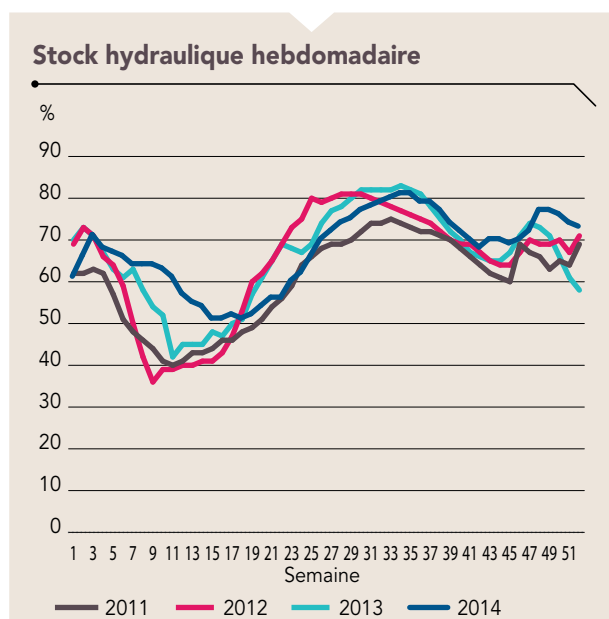
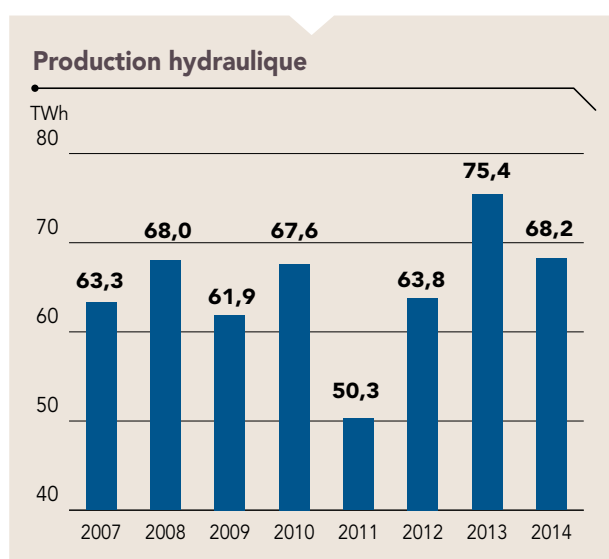
Plus de la moitié des centrales thermiques à combustible renouvelable utilisent des déchets ménagers (54,8%). Les autres combustibles utilisés sont le biogaz, les déchets papetiers, le bois-énergie et les autres biocombustibles solides. La part des déchets ménagers, bois-énergie et autres biocombustibles solides augmente par rapport à 2013.



HYDRAULIQUE

Le parc hydraulique est stable en 2014.

La production hydraulique reste élevée cette année et atteint 68,2 TWh. Ce volume annuel est le deuxième plus élevé de la décennie avec une production importante notamment en début d'année de janvier à mars. Toutefois la production hydraulique connaît une baisse de 9,7% par rapport à 2013, année exceptionnelle en termes de précipitations avec une pluviométrie plus élevée que la normale sur la totalité du territoire français.

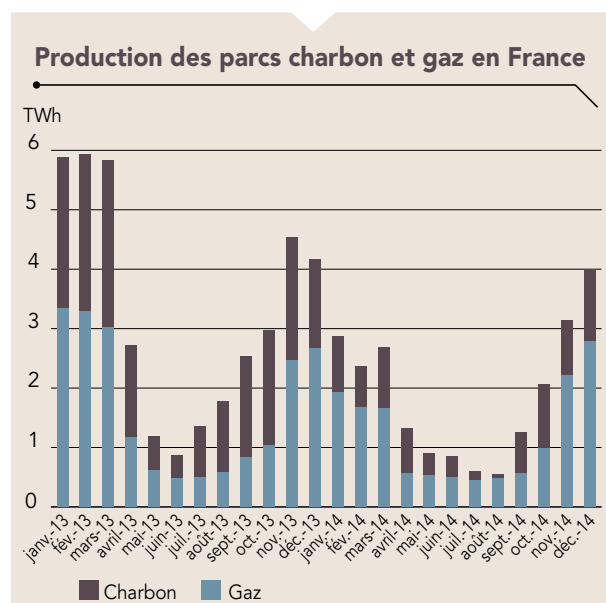


LA PART DU NUCLÉAIRE SE MAINTIENT ET LA PRODUCTION THERMIQUE CLASSIQUE EST EN NET RECU

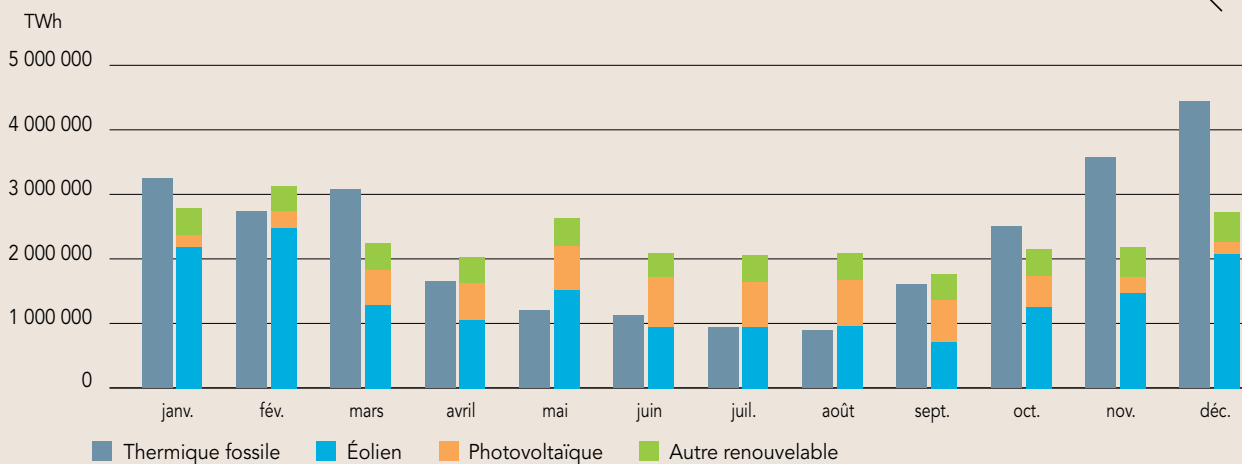
La capacité de production nucléaire n'évolue pas en 2014. La disponibilité du parc nucléaire bénéficie d'un taux très élevé et en particulier depuis l'été 2014, ce qui conduit à une production de la filière en augmentation de 3,0%.

Les centrales thermiques à combustible fossile ont une puissance installée de 24 411 MW soit un peu moins de 19% de la puissance du parc national. Le parc installé est en baisse de 1 296 MW. Cette baisse provient principalement de la fermeture des centrales au charbon de Blénod et Cordemais 1.

Les centrales thermiques à combustible fossile jouent un rôle d'appoint dans la production d'électricité. En 2014, plusieurs facteurs contribuent à une production en forte baisse : les productions hydraulique et nucléaire élevées, la progression des productions éolienne et photovoltaïque ainsi que la baisse de la consommation. La production issue des centrales thermiques à combustible fossile se retrouve ainsi en baisse de 39,6% en 2014. Les centrales à charbon sont les plus affectées avec une production en recul de 58% tandis que la production des centrales à gaz ne diminue que de 28%. La production des centrales à gaz dépasse largement cette année celle des centrales à charbon (6,0 TWh de plus), contrairement à ce qui était observé en 2012 et en 2013. Les conditions économiques restent toutefois difficiles pour les cycles combinés gaz (CCG) en France et comme l'an dernier des groupes sont placés à l'arrêt durant la période estivale.



Production mensuelle 2014 fossile et renouvelable



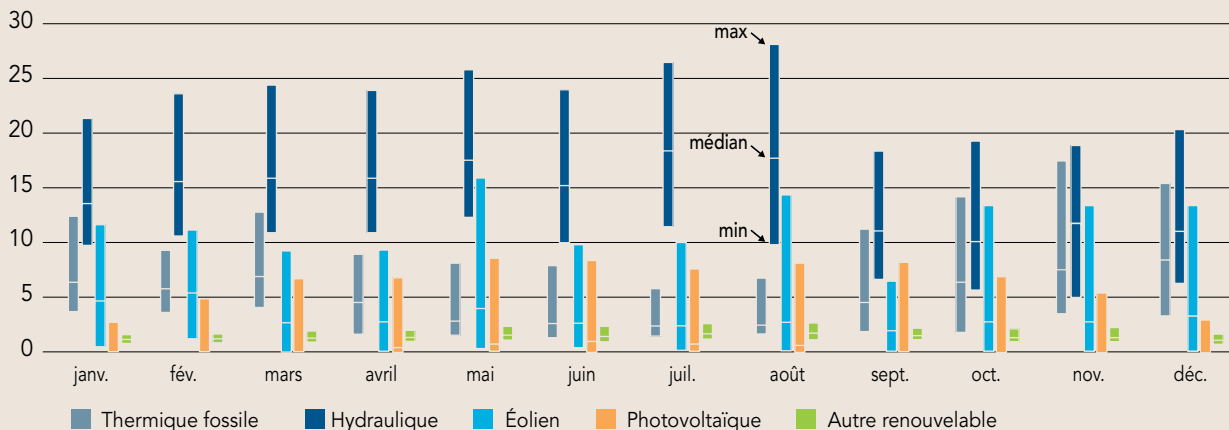
En Europe, plus de 35 GW de centrales à gaz sont actuellement « sous cocon » et le nombre de projets de centrales CCG est au plus bas depuis 10 ans.³

Sur plus de la moitié de l'année, la production mensuelle issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique est supérieure à la production des centrales thermiques à combustible fossile. Le niveau de production issue des sources d'énergies renouvelables est resté élevé cette année durant les périodes de froid et de recours accru aux centrales thermiques à combustible fossile.

VARIABILITÉ DES MOYENS DE PRODUCTION

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

Note de lecture : on observe par exemple qu'au mois de mai, l'éolien a atteint son taux de couverture le plus élevé (16%). Sur ce même mois, pendant la moitié du temps, ce taux de couverture était supérieur à 4,4%.



Afin de répondre aux besoins de consommation et compte tenu de la variabilité de certains moyens de production, la couverture de la consommation française présente une composition différente selon les saisons mais également au cours de la journée.

Le caractère modulable et saisonnier de la production hydraulique permet de couvrir de 5 à 28% de la consommation française en fonction des périodes.

On constate également que la consommation a été davantage couverte par la production d'origine renouvelable hors hydraulique que par la production thermique d'origine fossile durant la moitié de l'année.

³ Source Platts.

Ce rapport s'est inversé au mois d'octobre : la production thermique fossile a couvert jusqu'à 17% de la consommation.

Enfin, la production éolienne peut varier fortement aussi bien d'un jour à l'autre que dans une même journée. Si elle a atteint au mois de mai un taux de couverture maximum de 16%, elle a également enregistré tous les mois un taux de couverture minimal de 0,1%.

ÉMISSIONS DE CO₂

La diminution des émissions de CO₂ en 2014⁴ est liée à la forte baisse de la production thermique fossile du fait de la douceur des températures hivernales et à la bonne disponibilité du parc nucléaire. Ainsi, sans prise en compte de l'autoconsommation, les émissions de CO₂ représentent 19,0 Mt soit une baisse de 41%. De plus, l'augmentation de la part de gaz par rapport au charbon compense les émissions liées à la hausse de la production thermique renouvelable.

Les émissions de CO₂ dues à l'autoconsommation ajoutent de l'ordre de 5,0 Mt aux émissions produites. Ces émissions sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels en question.

Emissions de CO ₂ (millions de tonnes)	2014	2013
Total	19,0	32,2
Nucléaire	-	-
Thermique à combustible fossile	13,6	27,2
<i>dont charbon</i>	8,0	19,0
<i>fioul</i>	0,7	0,8
<i>gaz</i>	4,9	7,4
<i>divers</i>	-	-
Hydraulique	-	-
Eolien	-	-
Photovoltaïque	-	-
Autres sources d'énergie	5,4	5,0
<i>dont renouvelable</i>	3,9	3,5

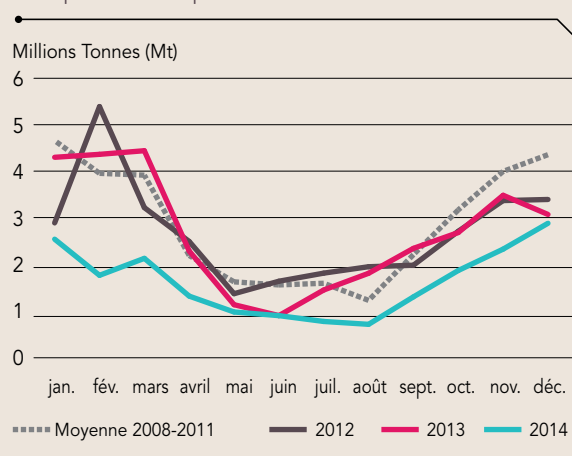
4 Les facteurs d'émissions de CO₂ ont été affinés et les historiques ont été réactualisés en conséquence. Ils représentent uniquement les émissions de CO₂ générées par la consommation du combustible primaire. La contribution de chaque filière de production aux émissions de CO₂ est la suivante :

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

Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission en g/CO₂ par kWh thermique diffusés par le Centre Interprofessionnel Technique d'Etude de la Pollution Atmosphérique (CITEPA) et une estimation faite par RTE du rendement entre les kWh thermiques et kWh électriques.

Émissions de CO₂ mensuelles

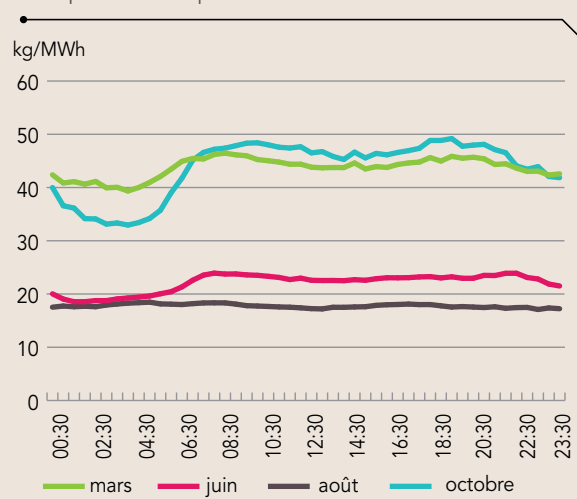
sans prise en compte de l'autoconsommation



En 2014, les émissions mensuelles de CO₂ sont toutes inférieures aux mêmes mois des années précédentes. Néanmoins, au cours d'un même mois, ces valeurs peuvent varier jusqu'à un facteur d'ordre de 7 ou 8. Par exemple au mois d'octobre, les émissions de CO₂ ont fluctué entre 12 kg/MWh et 91 kg/MWh. Le profil des émissions de CO₂ au cours d'une journée d'hiver est marqué par un plateau de 6h à 22h alors que les émissions en été sont relativement constantes.

Courbes journalières moyennes des taux d'émission de CO₂

sans prise en compte de l'autoconsommation

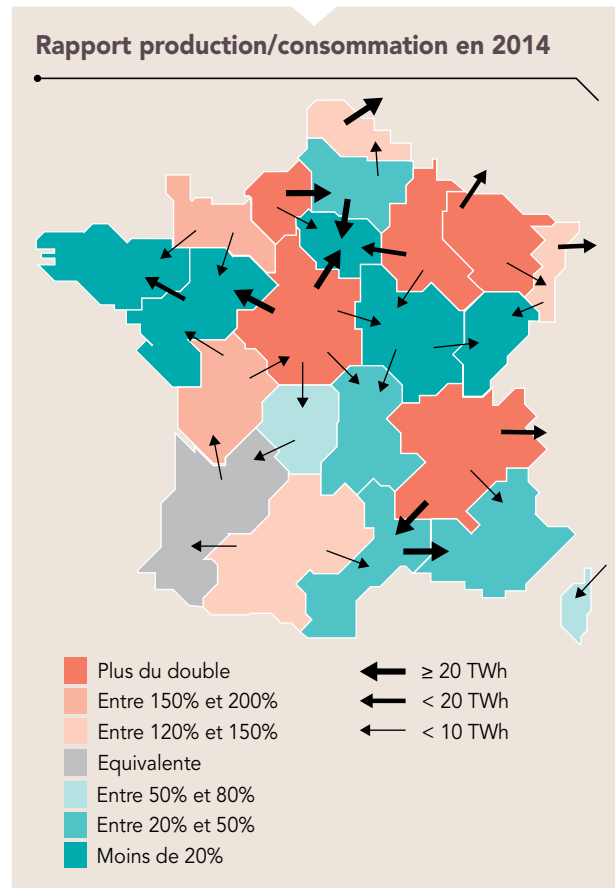


LE RÉSEAU DE TRANSPORT PERMET DE COMPENSER LES DÉSÉQUILIBRES ENTRE PRODUCTION ET CONSOMMATION

La carte met en regard les volumes de production et de consommation d'électricité dans chacune des régions françaises, pour l'année 2014. Comme les moyens de production sont rarement situés dans les zones géographiques où la consommation est la plus forte, il ressort une grande disparité entre les régions quant à leur aptitude à couvrir tout ou une partie de leur consommation par une production réputée « locale ». Certaines régions – Bretagne, Pays-de-la-Loire, Île-de-France, Bourgogne et Franche-Comté – affichent une consommation cinq fois supérieure à leur production alors que d'autres produisent deux fois plus que leur consommation – Centre, Champagne-Ardenne, Haute-Normandie, Rhône-Alpes et Lorraine. À elles seules, ces 5 régions possèdent 70% du parc nucléaire français.

Ces taux de couverture peuvent varier d'une année sur l'autre, en fonction des événements climatiques et de l'évolution du parc de production des régions. C'est notamment le cas des régions Pays-de-la-Loire et Franche-Comté qui ont vu leur taux de couverture de la consommation baisser entre 2013 et 2014. Cette évolution s'explique par la baisse du thermique fossile dans ces deux régions et elle est amplifiée par des conditions météorologiques défavorables à la production hydraulique en Franche-Comté.

Le réseau permet d'assurer la solidarité entre les régions pour garantir la sécurité et la sûreté du système électrique.





A satellite view of Europe at night, showing the continent illuminated by city lights against the dark blue of the night sky. The lights are concentrated in major urban centers and along coastlines. A white circle is overlaid on the image, containing the title text. In the top right corner, there is a thin orange line that starts with a small dot and extends horizontally across the page. In the bottom right corner, there is a red circular shape containing the page number.

Partie 3

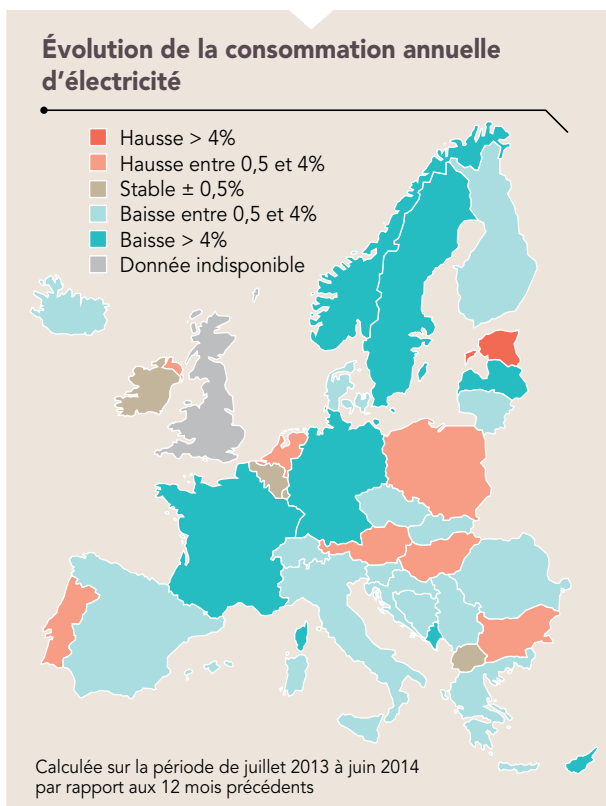
**La consommation
baisse en Europe**

Les données présentées dans ce chapitre proviennent intégralement de l'ENTSO-E⁵ et sont étudiées en année glissante. Les données portent sur la période de juillet 2013 à juin 2014 et les taux d'évolution sont calculés par rapport à la période de juillet 2012 à juin 2013.

UNE BAISSÉ DE LA CONSOMMATION BRUTE DANS LA PLUPART DES PAYS

Une large majorité des pays membres de l'ENTSO-E observent une diminution de leur consommation brute annuelle d'électricité. En particulier, la consommation en Allemagne est en recul de plus de 4%. Ce résultat est comparable à celui de la France. Si l'Espagne présente une légère baisse de la consommation de l'ordre de 0,7%, l'Italie et la Suisse voient leur consommation diminuer de plus de 2,4%.

Au final l'ensemble de la consommation électrique annuelle des pays appartenant à l'ENTSO-E est en recul de 1,5% par rapport à la période 2012-2013, soit une diminution de l'ordre de 50 TWh, ce qui équivaut à la consommation annuelle de la Grèce.

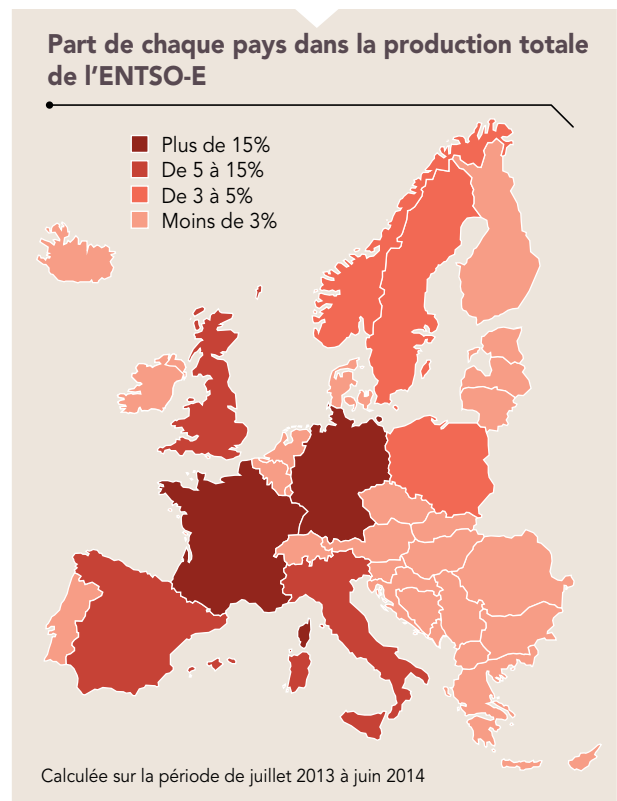


5 **ENTSO-E** : European Network of Transmission System Operators for Electricity. Il s'agit de l'association de 41 gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens, dont RTE fait partie. Au moment de la rédaction du document, les données de la Grande-Bretagne ne couvrent pas 100% du territoire.

Cette tendance à la baisse s'explique par les effets conjoints de la crise économique et des mesures d'efficacité énergétique, mais également par les conditions de températures plus favorables sur la période 2013-2014. C'est le cas notamment en France où la baisse importante de la consommation annuelle électrique provient de sa forte sensibilité aux variations de température.

LA FRANCE, L'ALLEMAGNE, L'ESPAGNE, L'ITALIE ET LA GRANDE-BRETAGNE REPRÉSENTENT 60% DE LA PRODUCTION EUROPÉENNE

Sur la période 2013-2014, la production européenne s'est établie à 3 304 TWh, soit une baisse de l'ordre de 1,4% par rapport à 2012-2013 qui résulte de la diminution de la consommation d'électricité. La France et l'Allemagne représentent à eux seuls près d'un tiers de la production totale des pays membres de l'ENTSO-E.

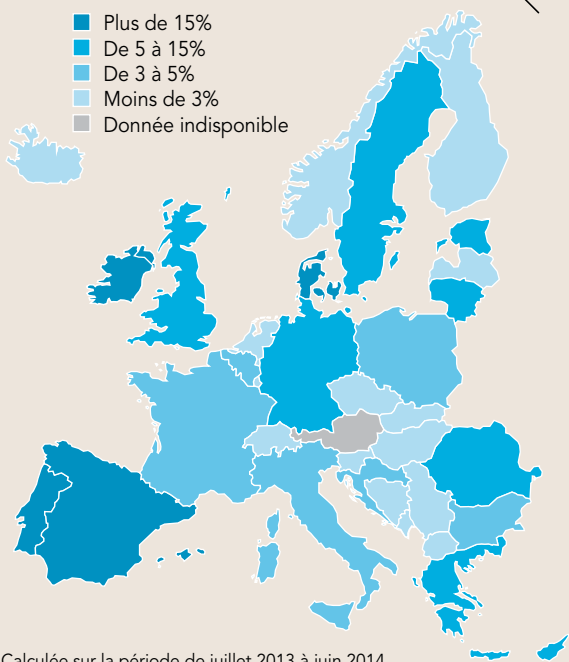


La production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, hors hydraulique, continue à croître. Sa part atteint 14,4% de la consommation annuelle à l'échelle de l'ENTSO-E sur la période 2013-2014.

La production photovoltaïque couvre entre 5 et 8% de la consommation en Allemagne, Espagne, Italie et Grèce. La moyenne sur le périmètre ENTSO-E est de l'ordre de 2,8%.

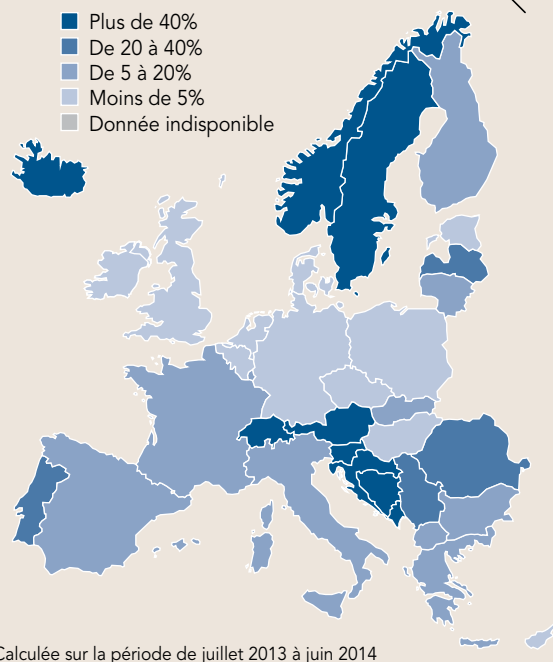
Part de la consommation couverte par la production éolienne

- Plus de 15%
- De 5 à 15%
- De 3 à 5%
- Moins de 3%
- Donnée indisponible



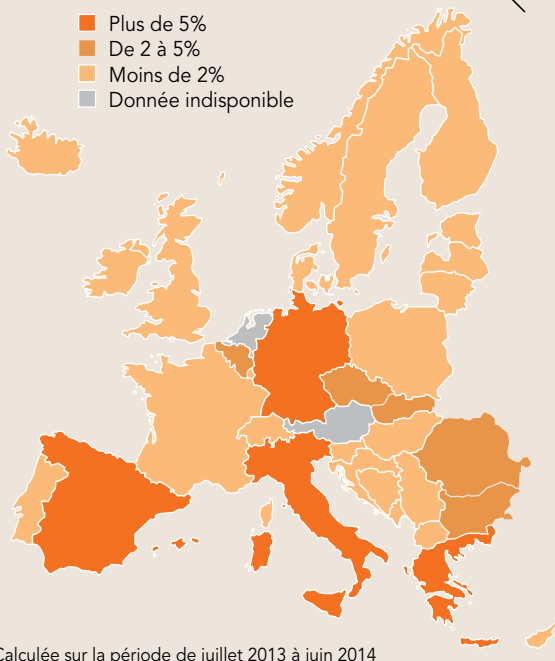
Part de la consommation couverte par la production hydraulique

- Plus de 40%
- De 20 à 40%
- De 5 à 20%
- Moins de 5%
- Donnée indisponible



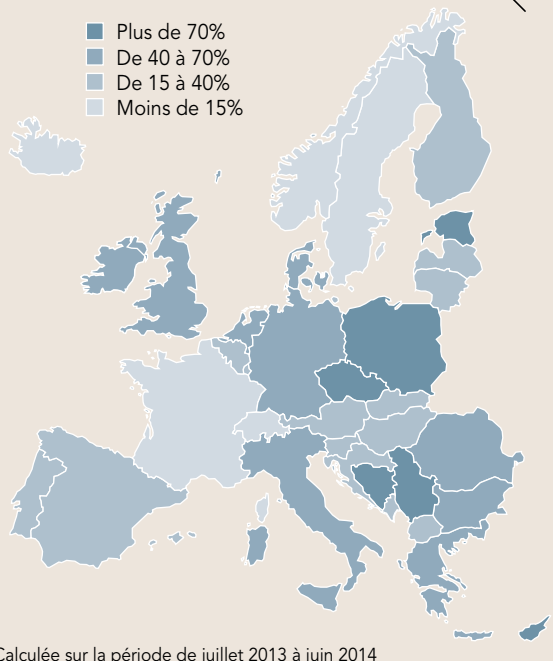
Part de la consommation couverte par la production photovoltaïque

- Plus de 5%
- De 2 à 5%
- Moins de 2%
- Donnée indisponible



Part de la consommation couverte par la production d'énergie fossile

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

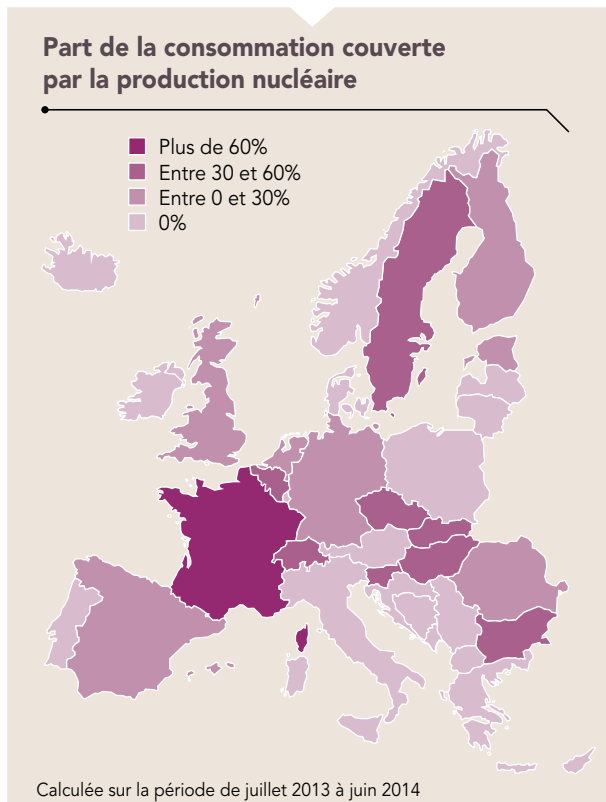


Trois pays possèdent une production éolienne qui couvre entre un cinquième et un tiers de leur consommation annuelle : le Danemark, l'Espagne et le Portugal. En Espagne, la production éolienne assure un taux de couverture de la consommation de l'ordre de 21%, pour un taux de couverture moyen de 7,7% pour la zone de l'ENTSO-E.

La production hydraulique couvre plus de 50% de la consommation annuelle en Autriche, Suisse, Islande et Monténégro. En Norvège elle est même supérieure à la consommation en 2013-2014, et permet d'exporter vers les pays limitrophes, même si d'autres types de production peuvent être sollicités pour garantir en continu la couverture de son besoin annuel en électricité.

Enfin, la consommation annuelle couverte par la production thermique fossile correspond en moyenne à près de 42% sur l'ensemble des pays de l'ENTSO-E. La part de cette production s'élève à plus de 61% en Allemagne. En France le taux de couverture s'établit autour de 7%, en raison notamment de la prépondérance du parc nucléaire.

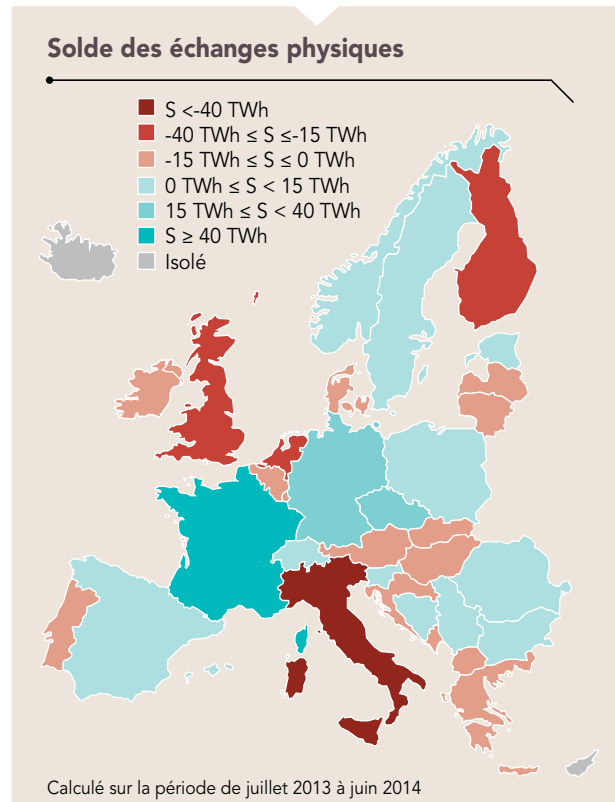
En effet la production nucléaire représente près de 85% de la consommation électrique française annuelle. La Belgique et la Slovaquie ont également un taux de couverture de production nucléaire élevé sur la période 2013-2014, de plus de 50%, tandis que près de la moitié des pays membres de l'ENTSO-E ne possèdent aucune centrale nucléaire.



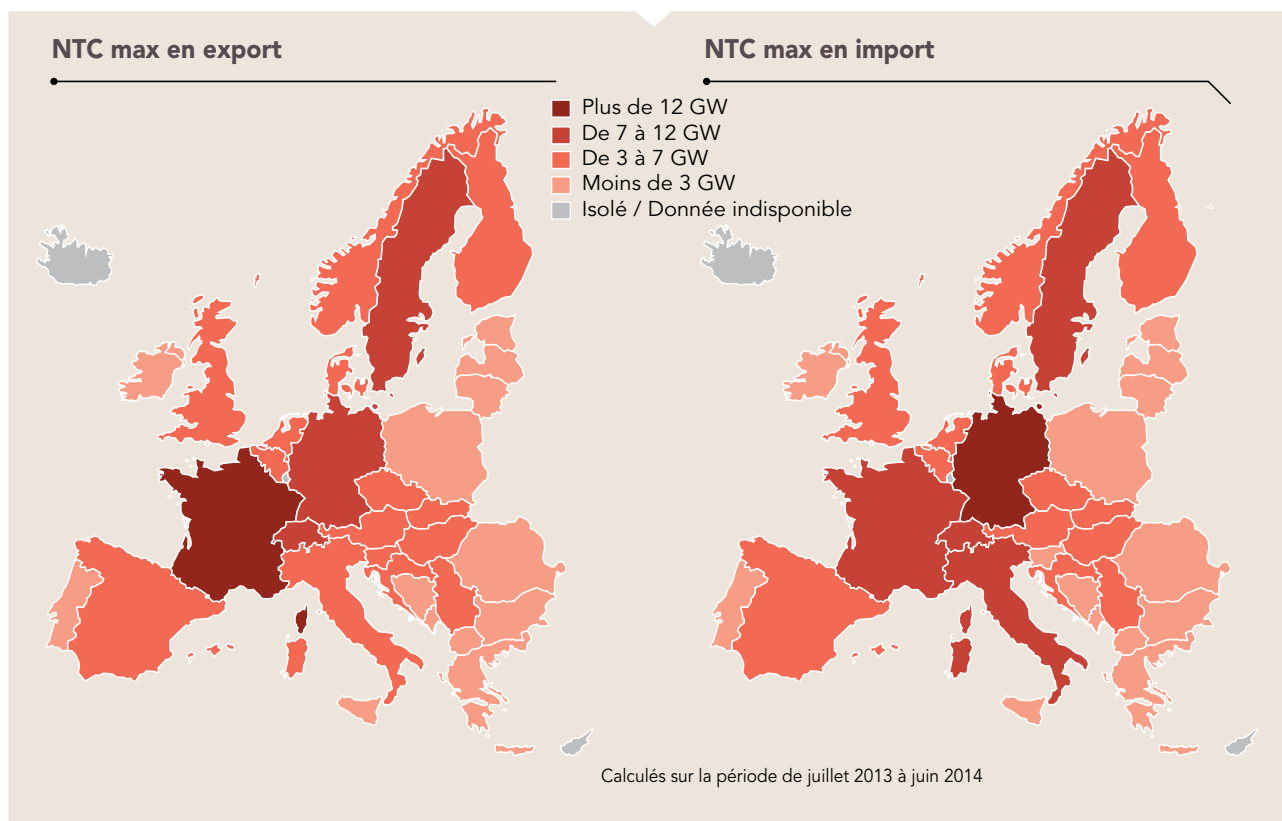
LA FRANCE RESTE LE PAYS LE PLUS EXPORTATEUR D'EUROPE

Sur la période 2013-2014, le bilan global des échanges physiques aux frontières de l'ENTSO-E est à l'équilibre. La France, l'Allemagne et la République Tchèque sont les pays les plus exportateurs et l'Italie le pays le plus importateur. Les deux premiers ont notamment vu leur solde exportateur augmenter de l'ordre de 10 TWh par rapport à 2012-2013.

Cette configuration des bilans par pays est stable par rapport à 2013 à l'exception de la Slovaquie, qui passe d'un solde exportateur en 2012-2013 à un solde importateur en 2013-2014.



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



Les pays centraux possèdent les valeurs maximales de NTC (NTC max) les plus élevées en import ou en export, car ils sont au cœur des échanges. C'est le cas par exemple de la France et de l'Allemagne avec une NTC max supérieure à 10 GW dans les deux sens. La Suède présente également une NTC max supérieure à 9 GW en import et en export.

Il peut cependant y avoir une différence de NTC max entre les imports et les exports pour un même pays. C'est le cas en Italie, où la NTC en import est deux fois plus importante qu'en export.

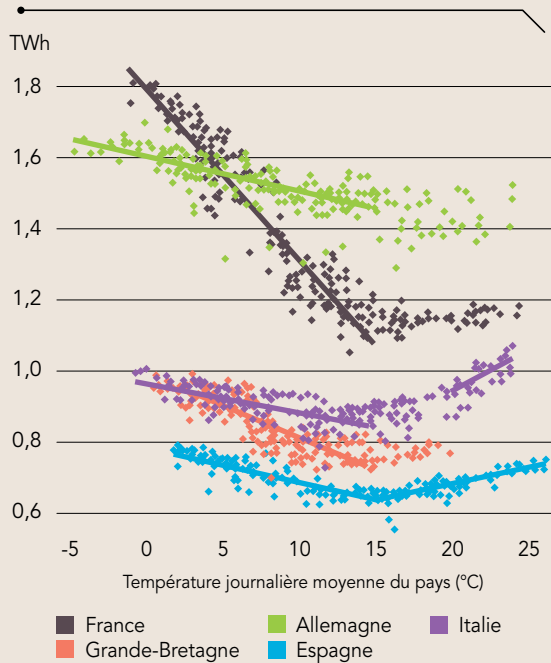
LA FRANCE EST LE PAYS LE PLUS THERMOSENSIBLE D'EUROPE

La consommation électrique d'un pays est une grandeur très sensible à la température. En hiver, du fait du chauffage électrique, la consommation est d'autant plus forte que les températures sont rigoureuses. En France, cette augmentation de consommation est estimée de l'ordre de 2 400 MW par degré Celsius. En été, la consommation peut augmenter avec les températures chaudes essentiellement via l'usage de la climatisation.

Cette sensibilité de la consommation d'électricité à la température peut être visualisée graphiquement en représentant la consommation journalière en fonction de la température journalière moyenne sur le pays. Les jours non ouvrés dans le pays, ainsi que les périodes de Noël et du mois d'août ont été supprimés, car ces jours présentent une consommation significativement plus faible pour des raisons évidentes autres que climatiques.

Les niveaux de consommation sont très différents selon les pays, mais le phénomène de thermosensibilité d'hiver est toujours visible : pour les températures froides, la consommation augmente lorsque la température diminue.

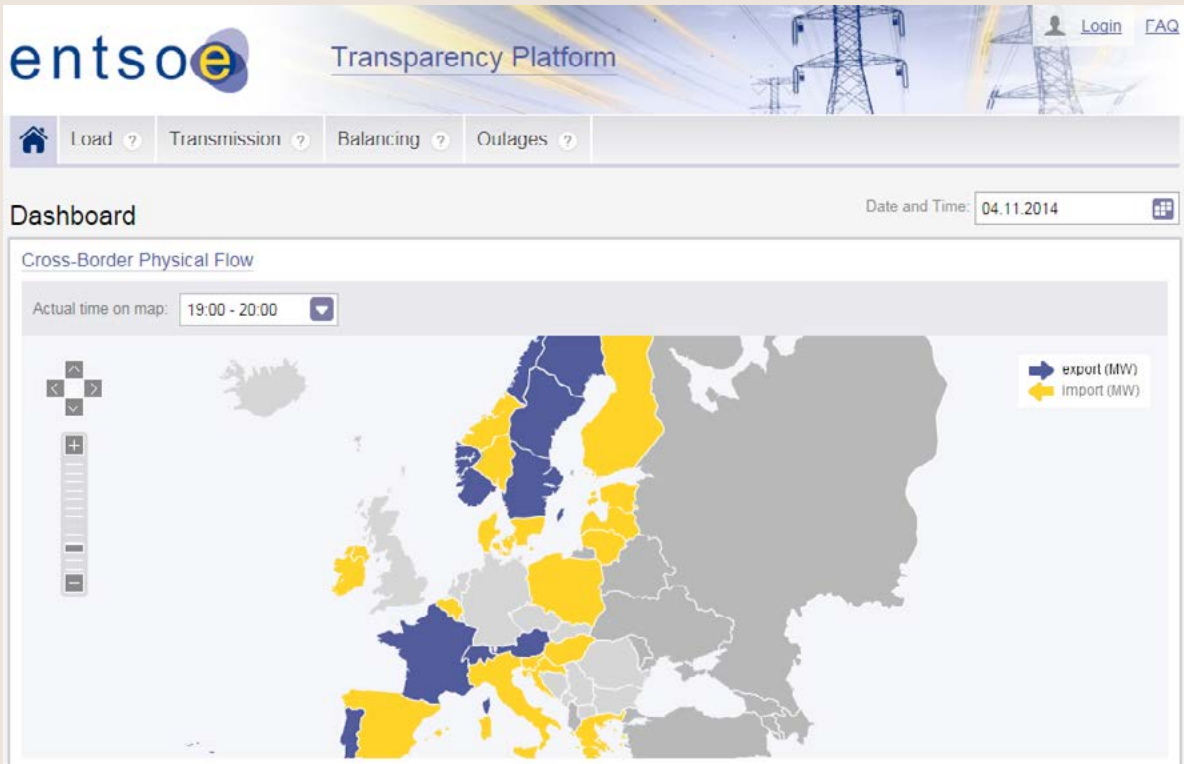
Consommation journalière en fonction de la température



La France est de loin le pays où ce phénomène est le plus marqué ; en première approximation, la thermosensibilité française est 2,5 fois plus élevée que celle de la Grande-Bretagne, 4,5 fois plus élevée que celle de l'Allemagne, et 5 fois plus élevée que celle de l'Italie ou de l'Espagne.

Pour les pays du sud (Italie et Espagne), l'usage de la climatisation lors de périodes à forte température est également visible.

Depuis le 5 janvier 2015, les données fondamentales du marché de l'électricité européen sont publiées par les GRT membres d'ENTSO-E, sur une plateforme de publication commune, Electricity Market Fundamental Data Information Platform (EMFIP). Cette nouvelle plateforme, qui répond au règlement européen Transparence, constitue une grande avancée dans l'harmonisation et la complétude des données publiées à l'échelle de l'Europe sur les données du système électrique.

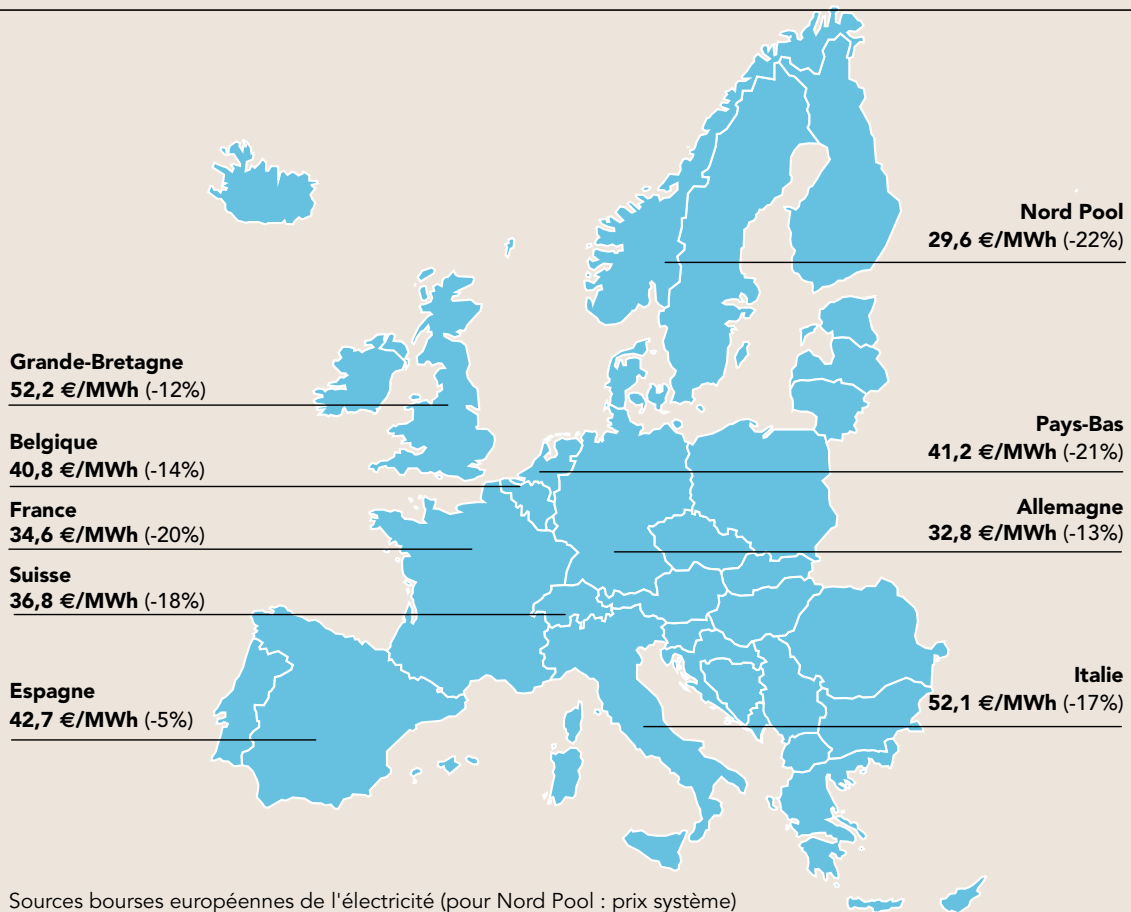




Partie 4

**Les prix de marché
sont en baisse
dans toute
l'Europe**

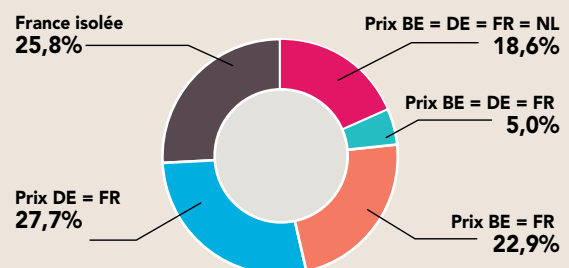
Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité en 2014 et évolution par rapport à 2013



La moyenne annuelle des prix spot sur les bourses de l'électricité recule fortement dans toute l'Europe occidentale en 2014. Cette baisse s'explique par une consommation en retrait dans tous ces pays, liée à une météo particulièrement clémente. La chute des cours des combustibles fossiles (pétrole, gaz et dans une moindre mesure charbon) contribue à cette tendance. En France, où le recours à ces combustibles pour la production d'électricité est plus modéré, la très bonne disponibilité du parc nucléaire amplifie la baisse des prix.

La France reste l'un des pays les moins chers d'Europe sur les marchés de gros de l'électricité. L'écart moyen avec les prix allemands se réduit et le taux de convergence entre les prix de la France et de l'Allemagne est du même ordre de grandeur qu'en 2013. Les prix français sont particulièrement bas cet été et restent alors la plupart du temps inférieurs à ceux de tous les autres pays. Les prix belges sont supérieurs aux prix français en raison des arrêts non programmés de plusieurs tranches nucléaires belges. Dans ces conditions, le taux de convergence des prix français avec ceux des pays voisins diminue.

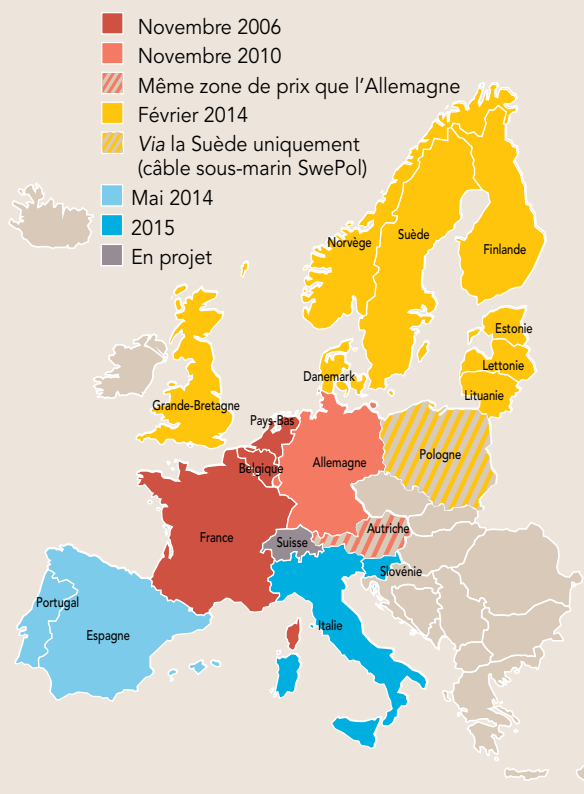
Convergence des prix de la zone CWE*



*Central West Europe, région comprenant la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas

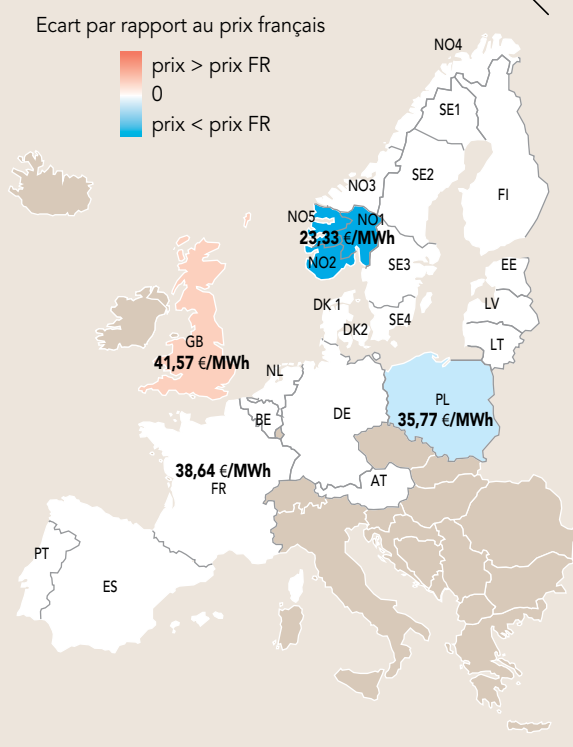
Deux nouvelles extensions du couplage des marchés en 2014

L'intégration des marchés européens de l'électricité connaît deux étapes majeures en 2014 avec l'extension du couplage par les prix aux pays de la zone North West Europe (NWE) le 5 février, puis à la péninsule ibérique le 14 mai. Le couplage journalier par les prix de marché contribue fortement à l'optimisation économique du système électrique européen.



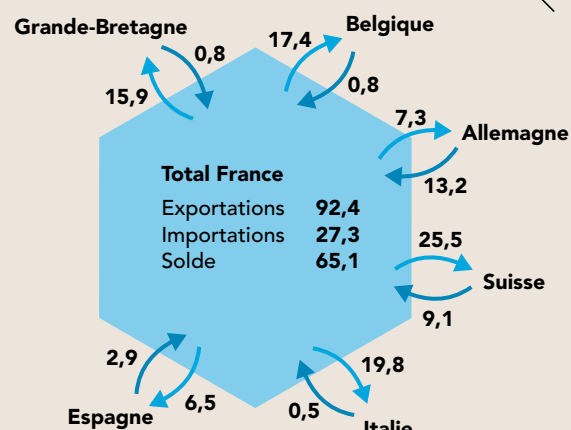
Il permet de créer une zone d'échange unique, et par conséquent des zones de prix identiques lorsque les capacités d'interconnexion ne limitent pas les échanges transfrontaliers. Ainsi, une convergence remarquable est observée le jeudi 15 mai au matin : les prix sont alors identiques du Portugal à la Finlande.

Prix dans la région couplée jeudi 15 mai 2014, 6h - 7h



LES EXPORTATIONS SONT EN NETTE HAUSSE

Bilan des échanges contractuels en 2014 (en TWh)

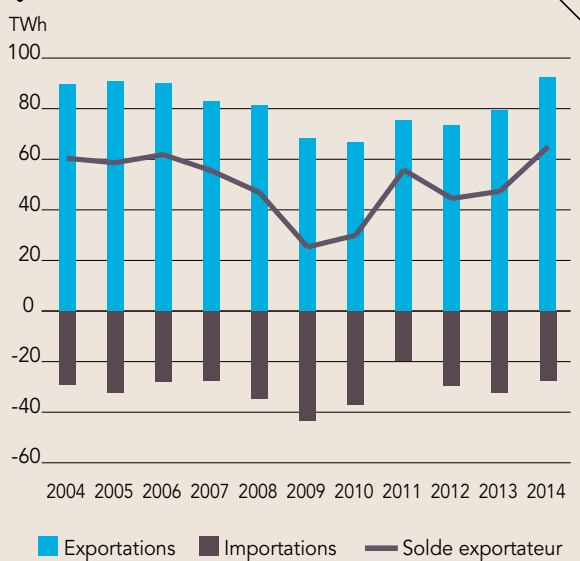


Quelle est la différence entre les échanges physiques et les échanges contractuels ?

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

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

Échanges contractuels annuels



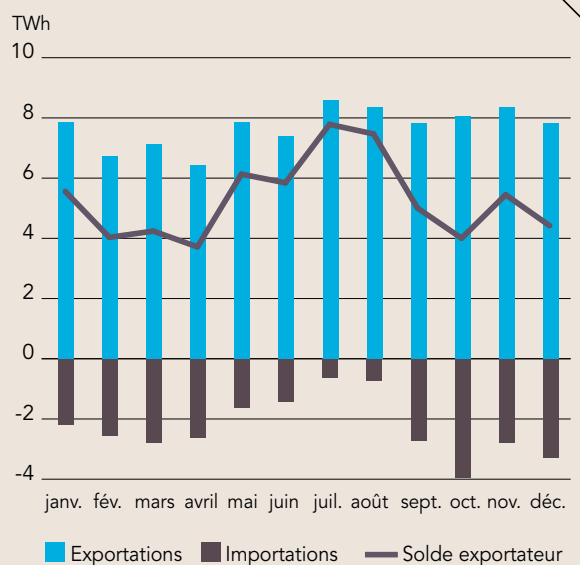
Le solde exportateur de la France s'établit à 65,1 TWh soit le niveau le plus élevé depuis 2002.

Les soldes exportateurs sont supérieurs à 5 GW en puissance moyenne tous les mois, y compris l'hiver, et ce grâce à la compétitivité des prix français.

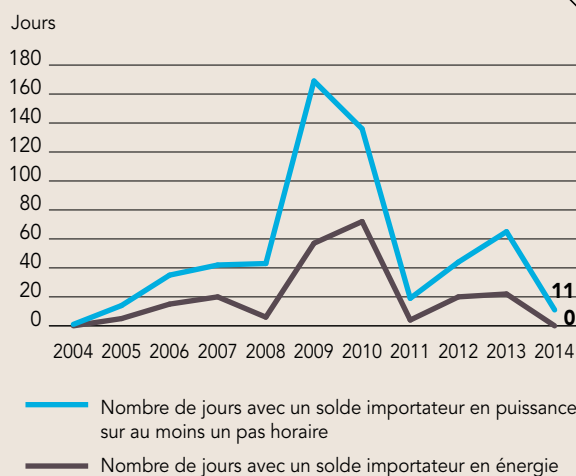
La France est en situation d'importer une trentaine d'heures dans l'année, réparties sur onze journées.

Aucune journée n'est importatrice nette en énergie.

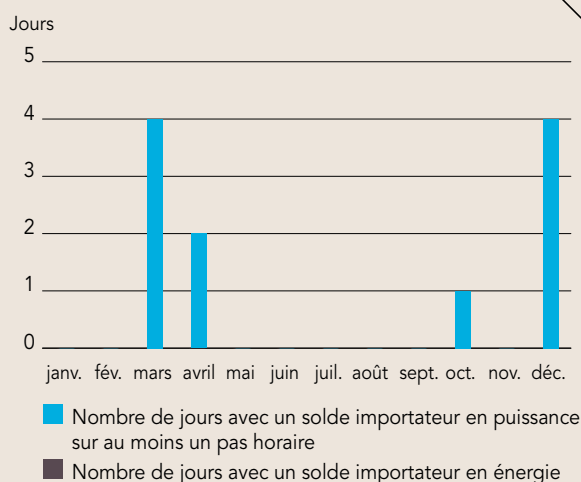
Échanges contractuels mensuels en 2014



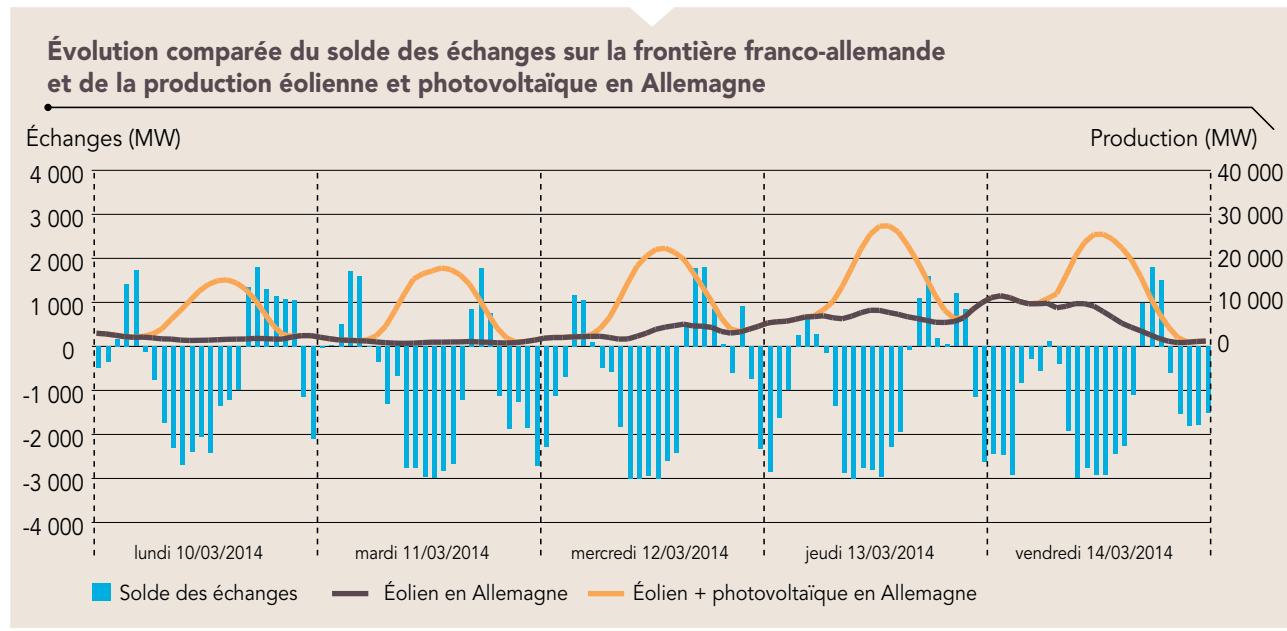
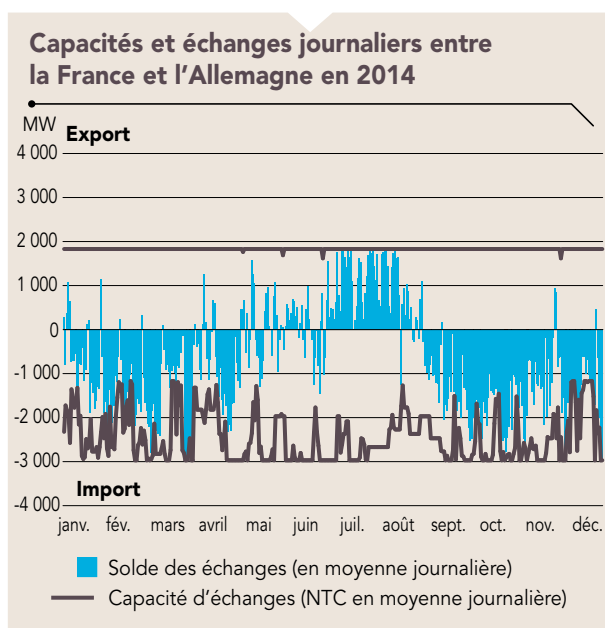
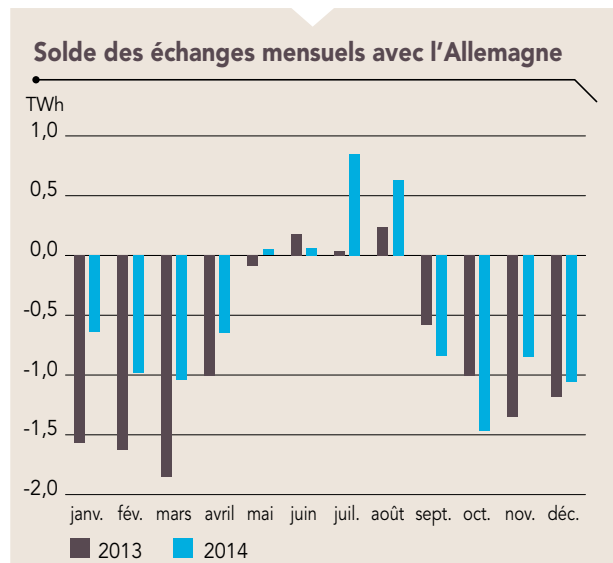
Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur



Nombre de jours avec un solde des échanges contractuels importateur par mois en 2014



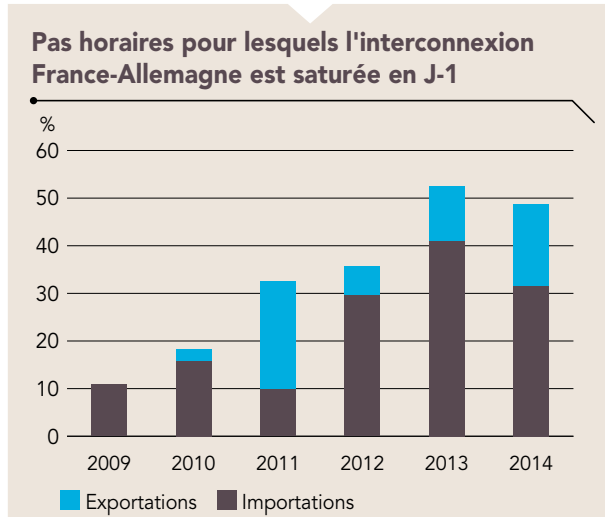
Allemagne



La France reste globalement importatrice vis-à-vis de l'Allemagne. Néanmoins, les échanges se rééquilibrent avec un solde importateur de 5,9 TWh contre 9,8 TWh en 2013 en raison de la faiblesse relative des prix français. En particulier on constate de forts exports en juillet et en août et moins d'imports les quatre premiers mois de l'année.

La production d'énergie renouvelable allemande a un impact significatif sur les changements de sens des flux transfrontaliers avec la France. À titre d'exemple, l'évolution au pas horaire du solde des échanges avec l'Allemagne en regard des productions photovoltaïque et éolienne injectées sur le réseau allemand une semaine de mars ensoleillée illustre l'influence de ces productions variables sur le sens des échanges.

Le taux de saturation des interconnexions entre la France et l'Allemagne est en léger recul par rapport à 2013, mais reste de l'ordre de 50%.



Belgique

Les échanges avec la Belgique sont fortement impactés par les indisponibilités fortuites de près de la moitié du parc nucléaire belge. La Belgique avait déjà rencontré des difficultés similaires entre mi-2012 et mi-2013. Les tranches de Tihange 2 et Doel 3 sont arrêtées le 26 mars 2014 pour mener des analyses relatives à leur sûreté, puis le 4 août le groupe Doel 4 est à son tour stoppé jusqu'au 19 décembre. Au 31 décembre 2014, deux groupes sont toujours à l'arrêt.

Au maximum, la Belgique a été privée de 3 GW de production, soit jusqu'à un tiers de ses moyens de production hors renouvelable.

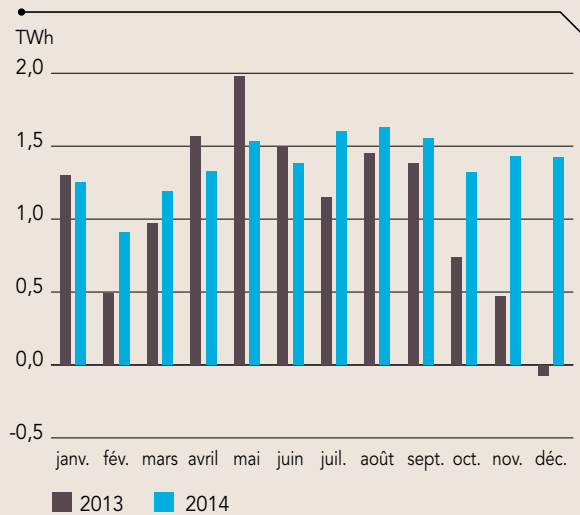
Pendant l'arrêt de ces trois tranches, la Belgique a un solde d'échanges d'électricité fortement importateur. Les capacités d'échanges de la France vers la Belgique sont saturées la plupart du temps et les Pays-Bas exportent vers la Belgique.

Le solde exportateur de la France vers la Belgique augmente pour s'établir à 16,5 TWh contre 12,9 TWh en 2013.

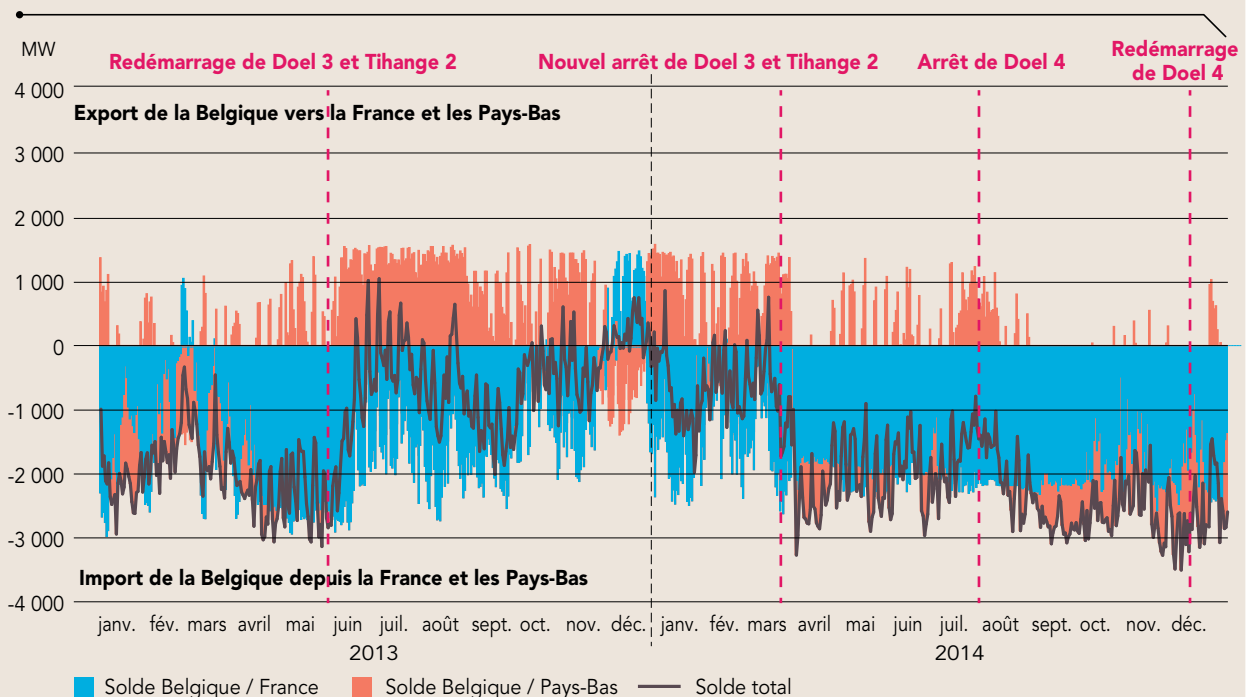
RTE a évalué l'impact sur le système électrique français des arrêts des trois groupes nucléaires belges. Il en

ressort que pour l'hiver 2014-2015 l'arrêt de ces groupes belges entraîne une réduction des marges d'exploitation françaises, qui restent néanmoins suffisantes pour respecter les exigences de sûreté.

Solde des échanges mensuels avec la Belgique



Échanges commerciaux d'électricité de la Belgique en 2013 et en 2014 (moyenne journalière)



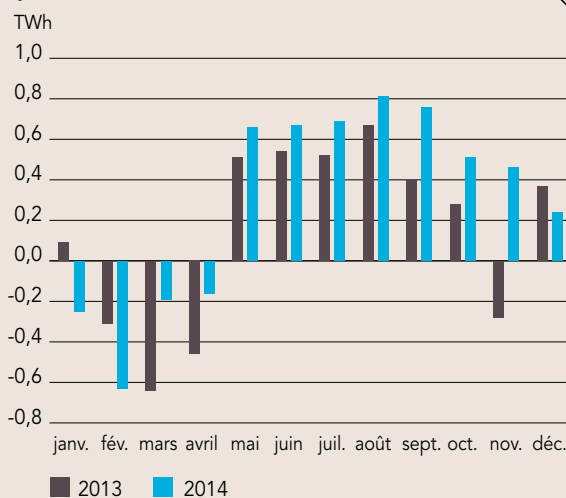
Espagne

La France exporte vers l'Espagne 69% du temps en 2014, contre 62% du temps en 2013. Le solde exportateur double et atteint 3,6 TWh, contre 1,7 TWh en 2013.

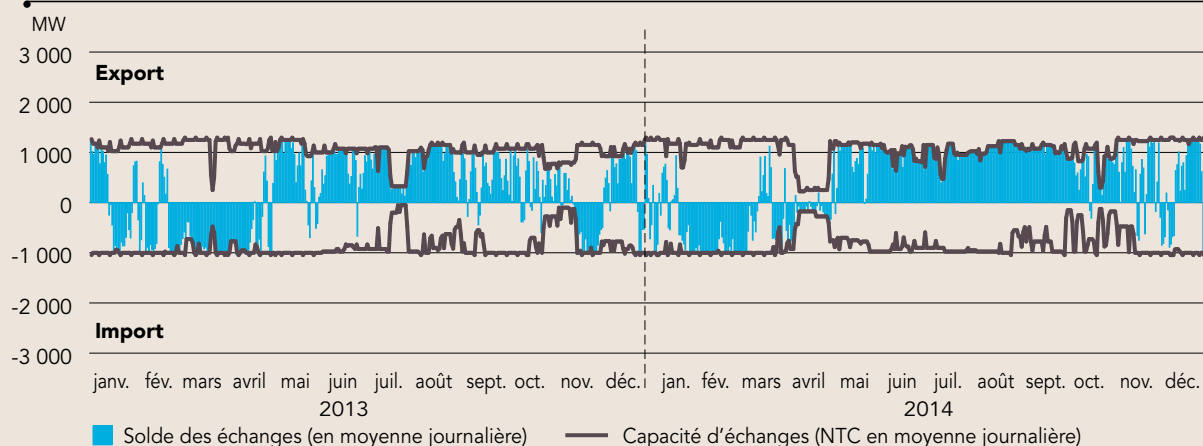
Le prix espagnol est très volatil en raison de la part importante des énergies renouvelables variables dans leur mix énergétique, qui dépasse 50% certains mois. Lorsque la production renouvelable espagnole est élevée, le prix espagnol chute et devient inférieur au prix français ; dans ce cas les flux s'inversent et la France importe de l'électricité depuis la péninsule ibérique.

L'interconnexion est saturée 67% du temps, dont 45% de la France vers l'Espagne et 22% dans l'autre sens. La capacité d'échanges entre les deux pays sera doublée en 2015 avec la mise en service de la ligne *Baixas-Santa Llogaia* (voir partie 5).

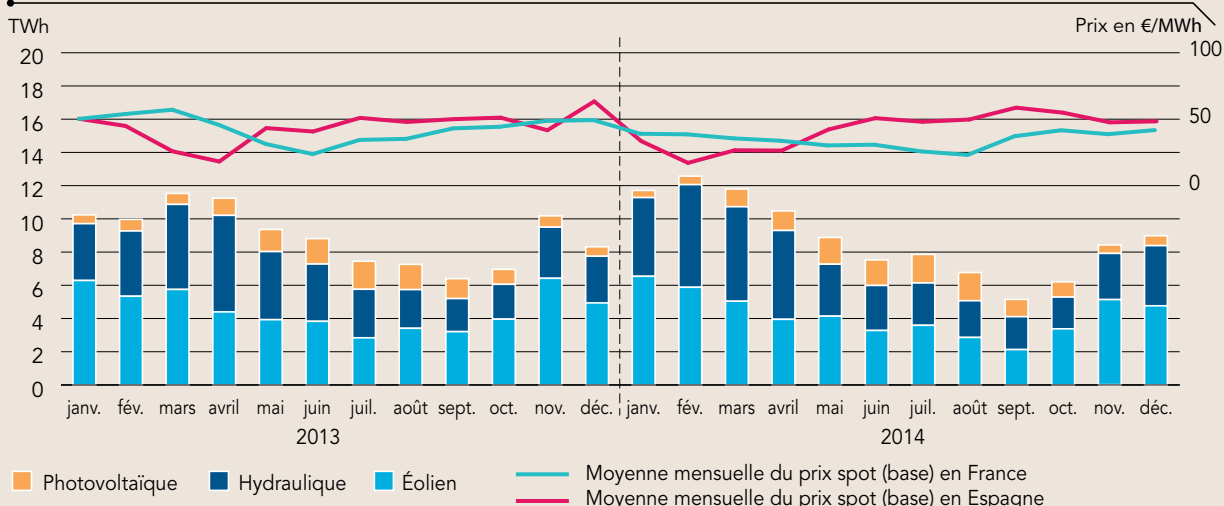
Solde des échanges mensuels avec l'Espagne



Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Espagne en 2013 et 2014



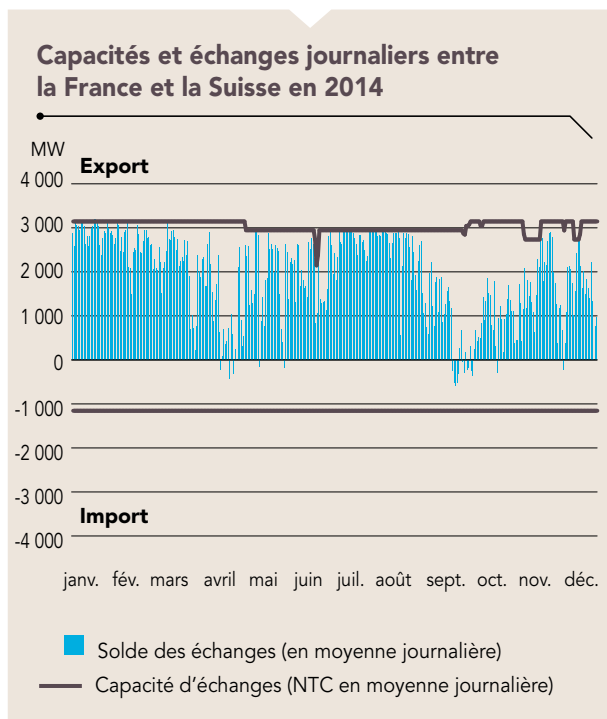
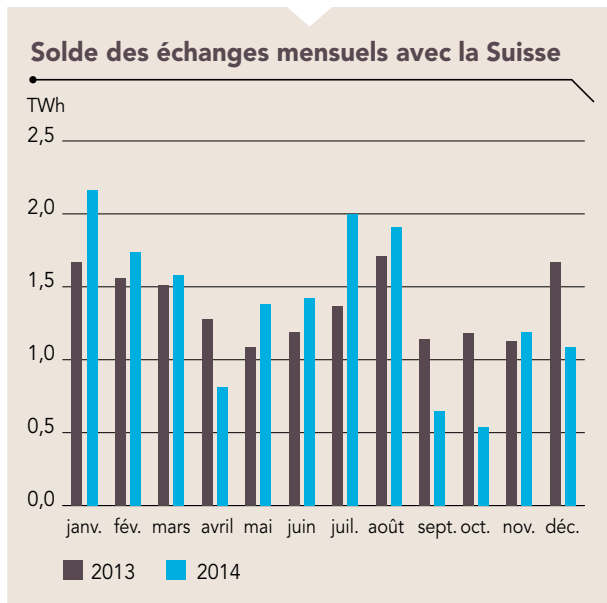
Évolution des prix de gros de l'électricité en France et en Espagne au regard de la production renouvelable en Espagne



Source www.ree.es (données au 20/01/2015) pour les données de production, EPEX Spot et OMIE pour les prix

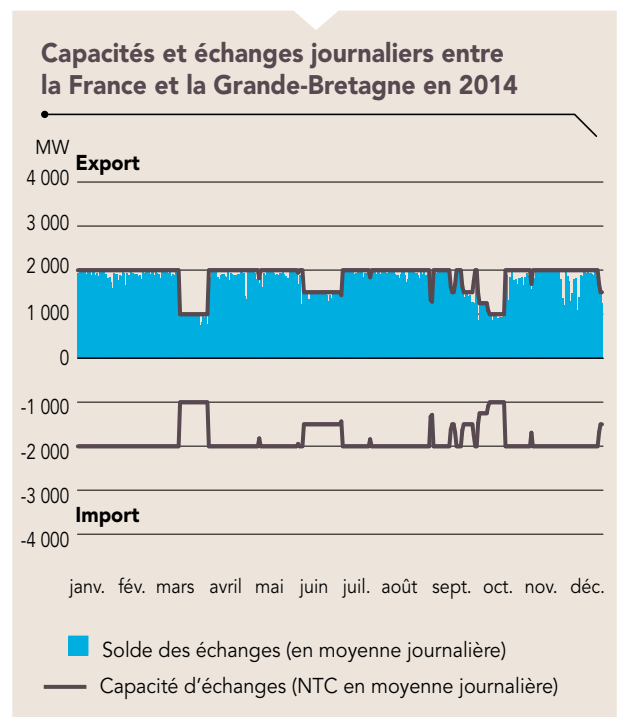
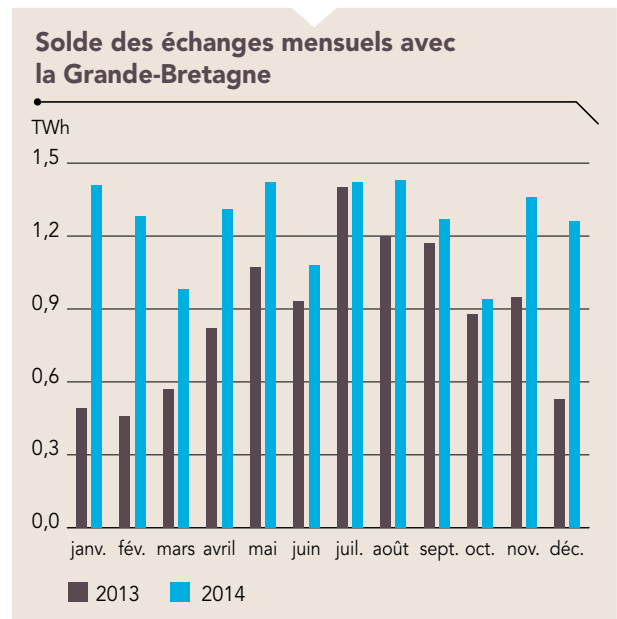
Suisse

Les soldes mensuels des échanges avec la Suisse sont toujours exportateurs, en hausse de janvier à août et en baisse sur la fin de l'année. Au total, le solde annuel est de 16,5 TWh en 2014, soit la même valeur qu'en 2013.



Grande-Bretagne

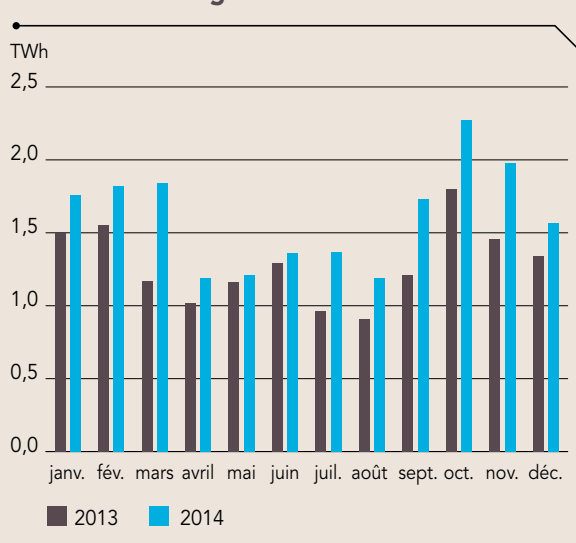
Le solde exportateur annuel vers la Grande-Bretagne augmente fortement et atteint 15,2 TWh. L'interconnexion France-Angleterre bénéficie d'une bonne disponibilité cette année. Elle est utilisée à l'export plus de 99% des heures de l'année et à saturation près de 90% du temps.



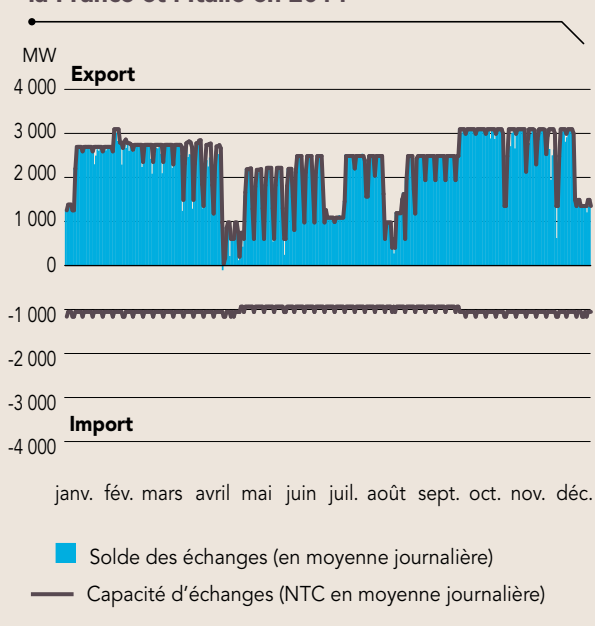
Italie

La situation est fortement exportatrice vis-à-vis de l'Italie à hauteur de 19,3 TWh, soit 3,9 TWh de plus qu'en 2013. Depuis le mois d'octobre, la capacité d'export vers l'Italie a augmenté de 400 MW grâce au renforcement des réseaux alpins. Au printemps et en été, l'Italie doit limiter ses importations les jours de faible consommation. En effet, au vu de l'importance de sa filière photovoltaïque, elle doit maintenir en activité suffisamment de groupes thermiques capables de moduler leur production et d'assurer la stabilité de son système électrique.

Solde des échanges mensuels avec l'Italie



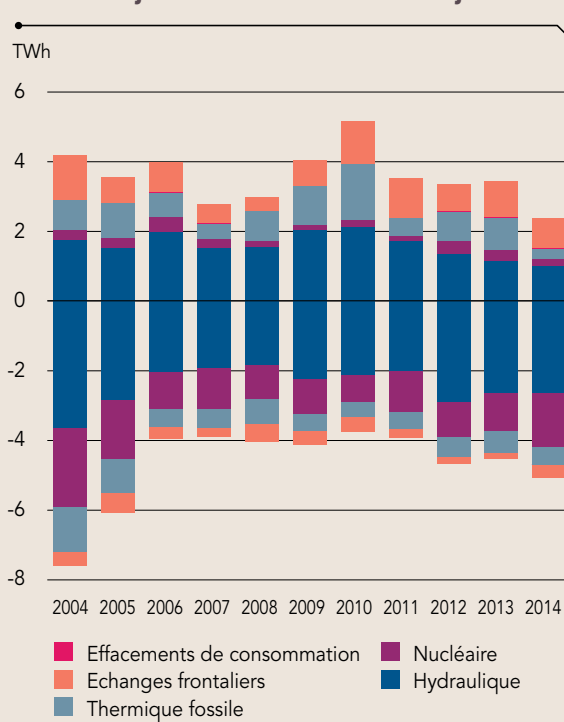
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Italie en 2014



LE MÉCANISME D'AJUSTEMENT

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

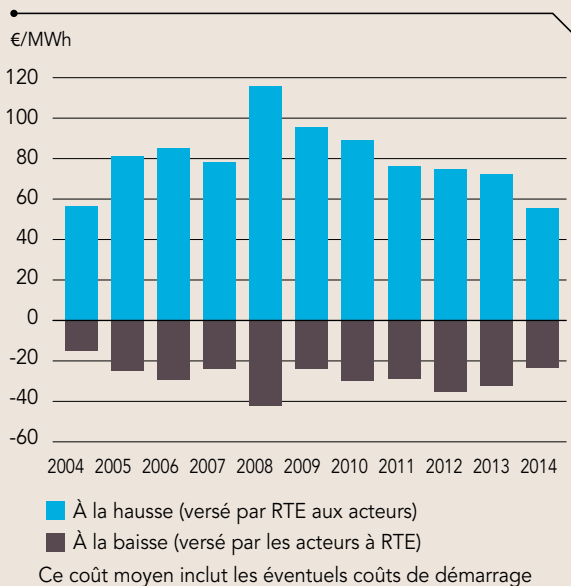
Volumes ajustés sur le mécanisme d'ajustement



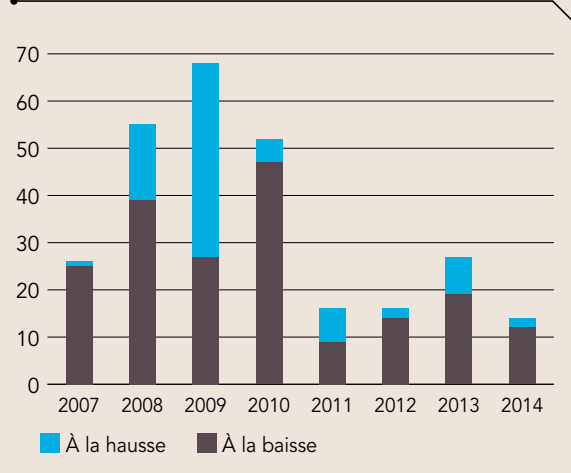
En 2014, le volume global des ajustements diminue par rapport à 2013. En particulier, le volume des ajustements à la hausse est le plus faible depuis la création du mécanisme. L'utilisation de la filière thermique fossile est en net recul.

Les volumes ajustés représentent moins de 1% du total du volume d'activité des responsables d'équilibre.

Coût moyen des ajustements



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



(*) 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.

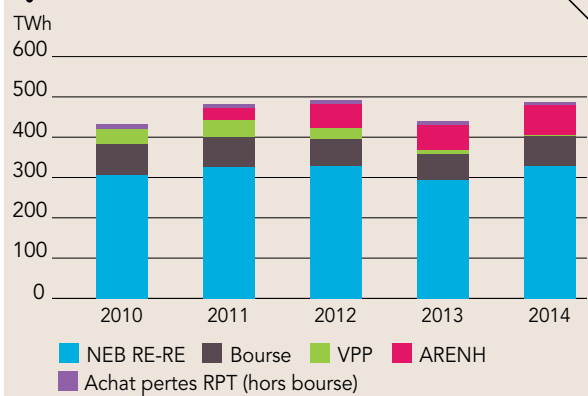
Le système électrique français rencontre peu de situations tendues en 2014.

ACTIVITÉ DES RESPONSABLES D'ÉQUILIBRE

Le dispositif de responsable d'équilibre permet aux consommateurs, producteurs, commercialisateurs ou traders, de procéder à tous les types de transactions commerciales sur le marché de l'électricité. Le responsable d'équilibre crée son portefeuille d'activité, et s'engage à régler le coût des écarts entre production et consommation constatés *a posteriori*.

On enregistre 192 responsables d'équilibre disposant d'un contrat valide, soit 17 de plus que l'an dernier. 134 sont réellement actifs et 26 procèdent à des injections et des soutirages physiques sur le réseau d'au moins 10% de leur activité totale.

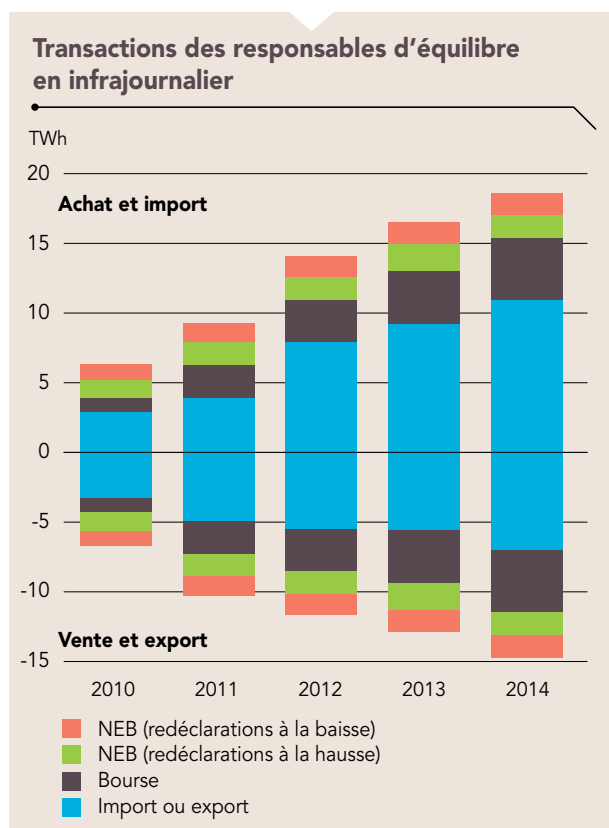
Transactions des responsables d'équilibre sur les marchés



On constate une augmentation globale des transactions des responsables d'équilibre :

- Une hausse du volume des opérations de gré à gré (Notifications d'Echange de Blocs ou NEB) de 10% par rapport à 2013.
- Une augmentation des volumes échangés sur la bourse de l'électricité de 15%. Cette progression est notable sur le marché journalier à partir du mois d'avril 2014 : les échanges hebdomadaires ont atteint un maximum historique la semaine du 1^{er} au 7 décembre 2014.
- Un volume ARENH qui s'élève à 71 TWh sur l'année, en hausse de 11%. Cette augmentation est principalement liée à l'éligibilité au mécanisme ARENH, depuis le 1^{er} janvier 2014, de l'énergie délivrée au titre de la compensation des pertes des gestionnaires de réseau. Les volumes demandés fin 2014 pour le 1^{er} semestre 2015 sont en revanche en très forte baisse.

- L'extinction progressive des « Virtual Power Plants » (VPP) se poursuit suite à la décision de la Commission européenne du 30 novembre 2011. Ces produits ne représentent plus que 3,4 TWh, contre 8,5 TWh en 2013, et devraient disparaître courant 2015.



Les responsables d'équilibre utilisent de plus en plus les dispositifs infrajournaliers, en particulier sur les interconnexions (+20%) et sur la bourse (+17%).

DE NOUVELLES CAPACITÉS D'EFFACEMENT SE DÉVELOPPENT

Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation continuent leur développement.

L'effacement de consommation, source de flexibilité dans le pilotage du réseau, est un atout supplémentaire pour maintenir l'équilibre offre-demande et garantir la sûreté du système électrique français à tout instant. En effet depuis 2003, les effacements peuvent être proposés sur le mécanisme d'ajustement. Depuis 2014, ils peuvent également être sollicités directement par un acteur de marché.

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

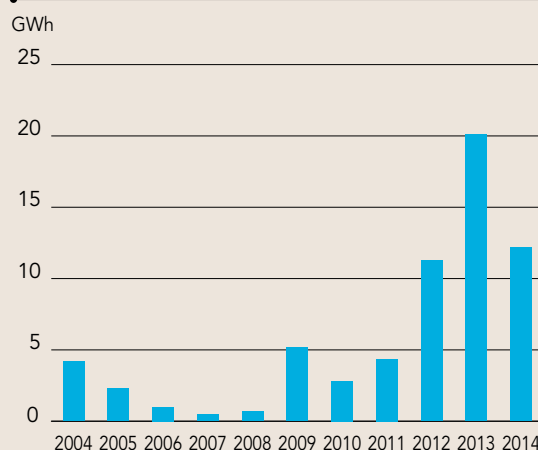
Deux grandes catégories d'effacement participent à l'équilibre offre-demande :

- L'effacement industriel, qui consiste à arrêter la production d'un ou plusieurs sites industriels.
- 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.

Plusieurs appels d'offres permettent à RTE de contractualiser des capacités d'effacement industriel ou diffus mobilisables sur le mécanisme d'ajustement. Via ces contrats, l'acteur s'engage alors à offrir l'effacement de sa consommation d'électricité selon des modalités précises, en échange d'une rémunération :

- Depuis 2008, RTE contractualise des capacités d'effacement auprès des acteurs d'ajustement afin de garantir la disponibilité de ces offres sur le mécanisme d'ajustement.

Volumes des effacements 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. Les contrats résultant du dernier appel d'offres sont actifs depuis le 1^{er} avril 2014.

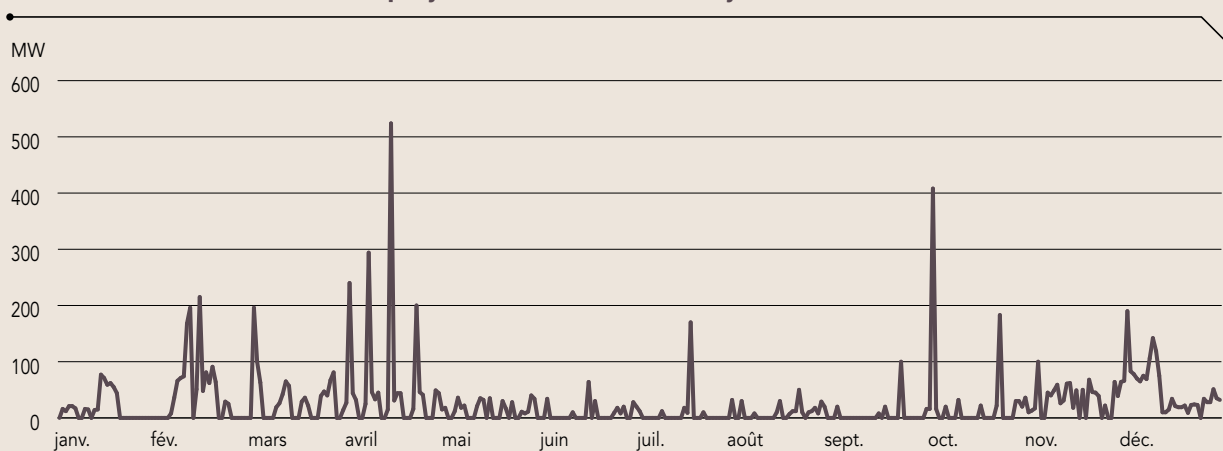
Ces appels d'offres permettent à RTE de disposer en 2014 d'une puissance d'effacement allant jusqu'à 1 200 MW, mobilisable selon des conditions spécifiques.

Comme les volumes d'ajustements à la hausse sont en recul en 2014, le volume des effacements activés sur le mécanisme d'ajustement diminue et s'établit à 12 GWh (-39% par rapport à 2013).

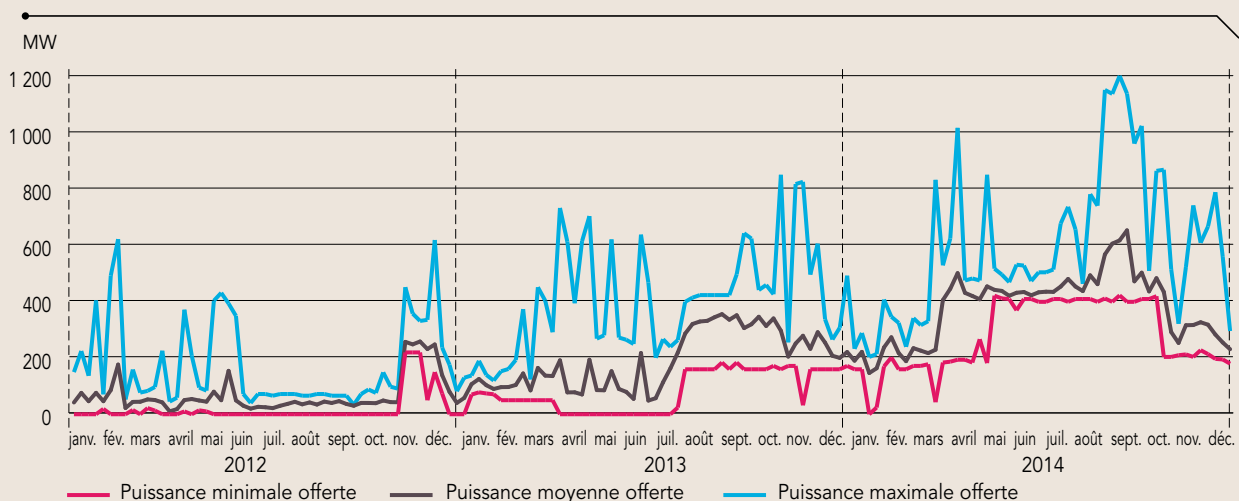
Des effacements de 100 MW ou plus ont été activés 14 jours dans l'année et un maximum dépassant 500 MW a été sollicité le 15 avril.

Cependant, les offres déposées en 2014 sont en nette augmentation : même si ces capacités d'effacement sont peu sollicitées cette année, elles contribuent aux marges du système électrique.

Puissance maximale effacée chaque jour sur le mécanisme d'ajustement en 2014



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

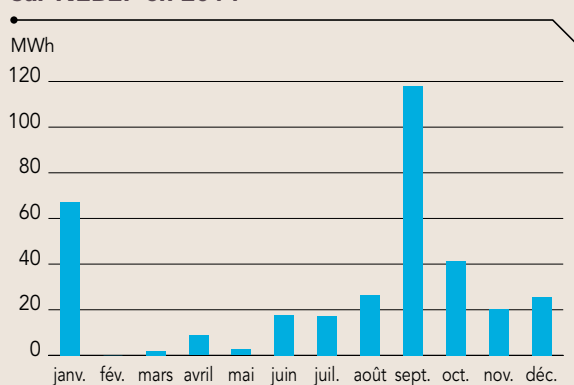


NEBEF

Depuis le 1^{er} janvier 2014, le nouveau dispositif « NEBEF », ou Notification d'Échange de Blocs d'Éffacement, permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché.

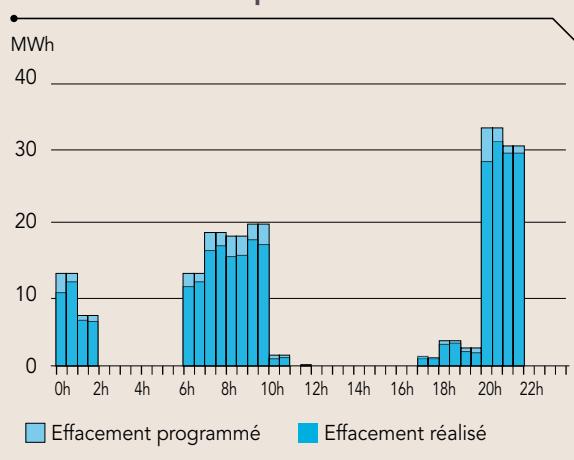
Le premier effacement utilisant ce mécanisme, notifié à RTE pour la journée du 8 janvier 2014, s'élevait à 30 MWh sur deux heures. RTE contrôle *a posteriori* la conformité des effacements réalisés par rapport aux programmes déclarés par les acteurs. L'erreur mensuelle (pondérée par les volumes déclarés par les acteurs) se situe en général entre 10% et 20%.

Volumes mensuels des effacements retenus sur NEBEF en 2014



Au total sur l'année, les effacements retenus via le mécanisme représentent 347 MWh réalisés par 5 acteurs. Au 31 décembre 2014, 12 acteurs ont contractualisé avec RTE pour participer à NEBEF.

Cumul de l'énergie effacée sur NEBEF de janvier à novembre 2014 au pas demi-heuraire



Les heures où les effacements sont réalisés correspondent en général aux situations où le prix spot est le plus élevé et aux situations les plus tendues sur l'équilibre offre-demande.

RTE MET EN PLACE DE NOUVEAUX MÉCANISMES DE MARCHÉ

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

Le couplage de marché s'est étendu en 2014 à la Grande-Bretagne et aux pays nordiques, puis à la péninsule ibérique. L'Italie sera couplée à son tour dès le premier semestre 2015. La région ainsi couplée représentera alors plus de 84% de la consommation européenne d'électricité.

Étant donnée la situation exceptionnelle durant l'hiver 2014-2015 en Belgique, les GRT partenaires du projet ont préféré différer le couplage des marchés « Flow-Based », initialement prévu pour novembre 2014, au printemps 2015. Il s'agit de la mise en place d'une nouvelle méthode de calcul et d'allocation des capacités d'échange d'électricité pour la région CWE. Avec cet algorithme, les échanges transfrontaliers sont optimisés au plus près des capacités physiques réelles du réseau.

A photograph of a large industrial electrical substation. The scene is filled with complex metal structures, including high-voltage insulators, busbars, and circuit breakers. A worker wearing a striped shirt and a hard hat stands in the lower-left foreground, looking towards the equipment. The floor is polished and reflects the overhead lights. A safety fence is visible on the right side. A large white circle is overlaid in the center, containing the text.

Partie 5

**RTE investit
pour préparer
aujourd'hui
le réseau
de demain**

RTE AMÉLIORE LA QUALITÉ D'ÉLECTRICITÉ

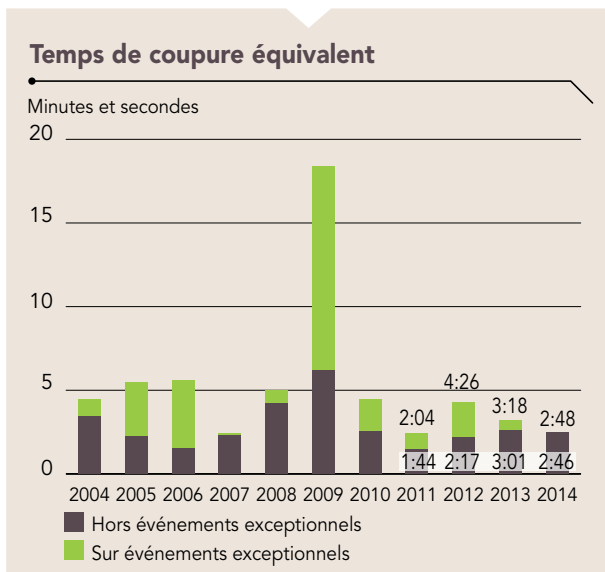
Le temps de coupure équivalent est en baisse par rapport à 2013

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

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

En 2014, le temps de coupure équivalent des clients RTE s'établit à 2mn 46s, hors événements exceptionnels. Ce résultat confirme les actions mises en place par RTE pour améliorer la qualité d'électricité fournie à ses clients. Ces efforts doivent se poursuivre afin de respecter le seuil de 2mn 24s fixé par la régulation incitative⁶.

Un seul événement a été classé d'ordre exceptionnel en 2014, représentant un temps de coupure équivalent supplémentaire de moins de 2s. Il correspond à la mise hors tension de trois liaisons pour permettre l'intervention des pompiers sur une zone d'incendie située sous les lignes. À noter également que trois événements représentent à eux seuls plus de 38% du TCE total.



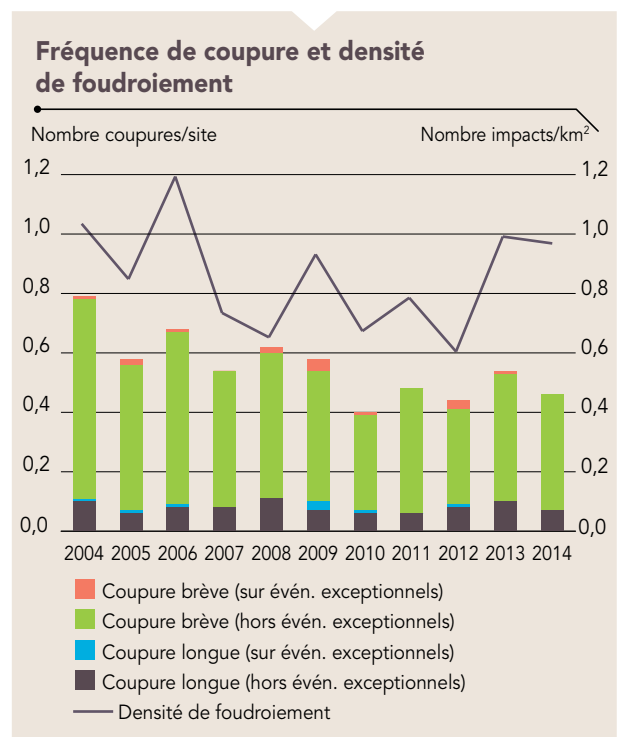
⁶ La régulation incitative de la qualité d'électricité est établie à partir de deux indicateurs principaux :
 - le temps de coupure équivalent ;
 - la fréquence de coupure.
 Un bonus-malus financier est appliqué en fonction des résultats observés sur l'année.

Une baisse de la fréquence de coupure malgré une forte densité de foudroiement

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

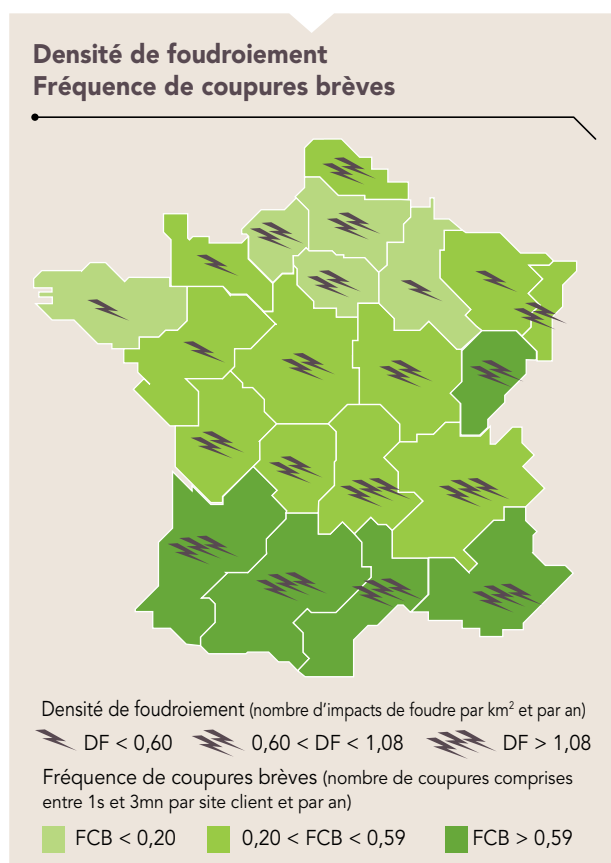
En 2014, la fréquence de coupure s'élève à 0,46 hors événements exceptionnels, ce qui est en baisse par rapport à 2013. Ce résultat respecte bien le seuil de 0,6 fixé par la régulation incitative, et est même inférieur à la moyenne des dix dernières années (0,54).

À noter que l'événement exceptionnel enregistré cette année a un impact négligeable sur la fréquence de coupure (< 0,001).



Parmi les nombreux facteurs d'influence concernant la fréquence de coupure, la densité de foudroiement est une des causes prépondérantes dans le nombre de coupures brèves observées dans l'année. En effet les régions les plus foudroyées possèdent dans la plupart des cas une fréquence élevée de coupures brèves. À l'inverse, les régions plutôt épargnées par la foudre présentent une fréquence de coupures brèves plus faible.

En 2014, la densité de foudroiement s'élève à 0,97 impacts de foudre par km² sur le territoire national.



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. Ainsi RTE est engagé depuis 2004 dans une politique volontariste de réduction des fuites de SF₆, gaz à fort pouvoir d'effet de serre. Ce gaz est indispensable aujourd'hui à l'isolation électrique des équipements de RTE, dont ceux présents dans les postes en bâtiment (Postes Sous Enveloppe Mécanique, faisant aujourd'hui l'objet d'une attente sociétale). En 2014, RTE atteint l'objectif qu'il s'était fixé : moins de 5,5 tonnes émises.

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

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

En 2014, RTE a aménagé 582 hectares de superficie favorable à la biodiversité.

LE TAUX DE PERTES EN 2014 EST STABLE

Lors de son transport entre les lieux de production et les lieux de consommation, l'électricité subit des pertes en ligne dont le volume dépend de la distance de transport et des caractéristiques du réseau. Près de 80% de ces pertes correspondent à l'énergie dissipée par effet joule sur les lignes à haute et très haute tension. D'autres effets y contribuent aussi, notamment lors du passage du courant dans les postes de transformations.

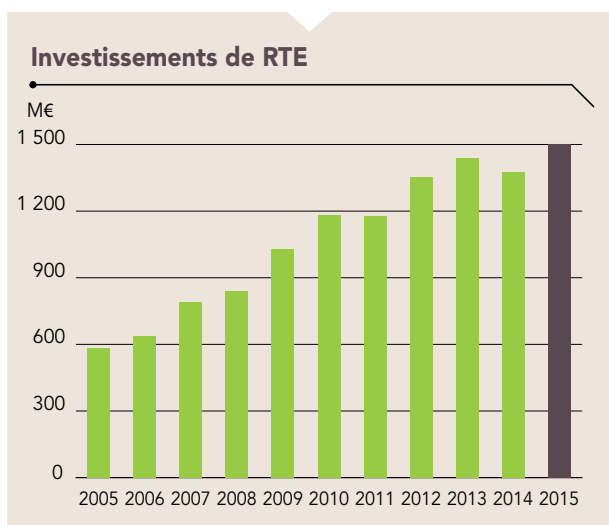
Les pertes sont fonction de l'intensité transitant sur les installations, elles sont d'autant plus importantes que la consommation est élevée. RTE veille à minimiser le niveau des pertes afin de réduire l'impact du transport d'électricité sur l'environnement, en optimisant le chemin parcouru par l'électricité et en exploitant au mieux les marges de manœuvre dans l'exploitation du réseau.

En 2014 les pertes se sont établies à 10,6 TWh, soit un taux de 2,08% par rapport à la consommation.

RTE A INVESTI PRÈS DE 1,4 MILLIARD D'EUROS EN 2014

En 2014, le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 374 M€, dont 1 243 M€ pour les ouvrages de réseau.

Les principaux investissements ont porté sur l'accueil des énergies renouvelables, la poursuite des travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'est des Pyrénées, les remplacements de conducteurs permettant de sécuriser les flux sur l'axe 400 kV Montélimar-Lyon, ou la sécurisation de l'alimentation de territoires (PACA, Vendée). Par ailleurs, près de 35% des investissements sur les ouvrages de réseau ont



concerné du renouvellement permettant le maintien de la qualité de service.

Le programme d'investissement 2015 de RTE est en augmentation et devrait atteindre près de 1,5 milliard d'euros. Il permettra d'assurer la montée en puissance en 2015 de travaux structurants (liaison à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, reconstruction de l'axe 400 kV Charleville-Reims). Il intègre en outre un effort supplémentaire en matière de développement et de renouvellement du système d'information.

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

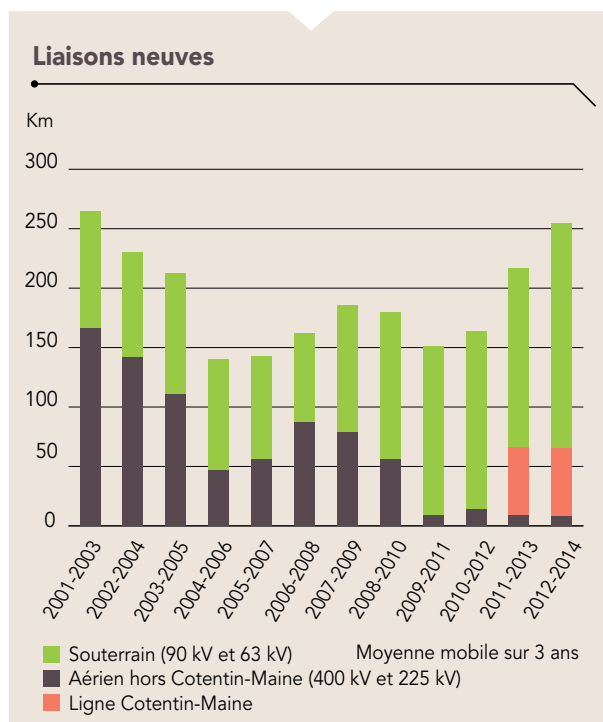
LE RÉSEAU SOUTERRAIN SE DÉVELOPPE EN 2014

Avec 105 331 km de circuits en exploitation, on observe en 2014 un développement du réseau RTE caractérisé par l'augmentation de la longueur des circuits souterrains. La longueur des circuits aériens est stable cette année après une année 2013 marquée par la mise en service de la ligne THT Cotentin-Maine.

Globalement, la longueur du réseau en exploitation augmente de 348 km en 2014. Les nouvelles liaisons souterraines représentent 345 km, en nette progression par rapport à 2013 (100 km). Les liaisons déposées ou renouvelées au cours de l'année 2014 représentent 752 km.

Longueur de circuits en exploitation (km)	Total		
	Aérien	Souterrain	Total
Au 31 décembre 2013	100 674	4 309	104 983
Neuf	689	422	1 111
<i>nouveau</i>	29	345	374
<i>renouvelé</i>	660	9	669
<i>aérien mis en souterrain</i>	0	68	68
Ferraillé	-750	-2	-752
Autres modifications (corrections de longueur)	-3	-8	-11
Au 31 décembre 2014	100 610	4 721	105 331
Ecart 2013 - 2014	-64	412	348

En dehors de la liaison Cotentin-Maine, l'essentiel des liaisons neuves est désormais construit en technologie souterraine.



On note également pour l'année 2014, le raccordement de 22 nouveaux postes dont 9 postes Très Haute Tension (THT). On retiendra le poste électrique 400 kV d'Oudon, point d'aboutissement du projet Cotentin-Maine, et le poste électrique 400 kV des Galoreaux en Pays de la Loire qui ont pour vocation de renforcer l'alimentation électrique du Grand Ouest et du sud des Pays de la Loire.

En 225 kV, les postes électriques de *Saint-Cyr-En-Val* et de *Tivernon* dans le Centre, *Darcey* en Bourgogne et *Sainctois* en Lorraine contribuent chacun à sécuriser le réseau de ces régions.

LIAISONS NEUVES ET RENOUVELLEMENT EN 400 KV ET 225 KV

Le dernier trimestre de l'année 2014 est marqué par la phase d'essais du « filet de sécurité PACA », dernière étape avant sa mise en service prévue début 2015.

Le filet de sécurité PACA s'appuie sur trois nouvelles liaisons souterraines 225 kV *Biançon-La Bocca*, *Biançon-Fréjus* et *Boutre-Trans* dans le Var et les Alpes-Maritimes.

Afin de sécuriser l'alimentation électrique de la région, le filet de sécurité PACA va permettre, en cas de coupure de l'axe principal 400 kV situé entre Avignon et Nice, d'éviter la mise hors tension totale de l'est de la région. La ligne *Boutre-Trans* atteint près de 65 km alors que la plus longue liaison souterraine 225 kV française mesurait jusqu'alors 21 km. Avec ces ouvrages, RTE repousse ainsi les limites des technologies et des méthodes jusqu'ici utilisées pour réaliser les infrastructures électriques souterraines.

Ces solutions techniques innovantes seront déclinées pour le futur projet de filet de sécurité Bretagne avec ses 80 km de liaison 225 kV entièrement souterraine.

En plus des 106 km relatifs au filet PACA, on relève la mise en service de 55 km de câbles souterrains neufs, notamment à Lyon et à Marseille. La technologie souterraine est ici imposée par le caractère très urbanisé du lieu d'implantation.

Par ailleurs, les travaux de remplacement de conducteurs ont concerné 468 km de circuits sur des lignes aériennes 400 kV et 225 kV. On peut notamment citer *Chaffard-Coulanges* en Rhône-Alpes en 400 kV et en 225 kV *Barbaise-Les Fossés* en Champagne-Ardenne, *Margeride-Rueyres* en Auvergne et *La Mole-Sainte Feyre* en Limousin.

LIAISONS NEUVES ET RENOUVELLEMENT EN 63 KV ET 90 KV

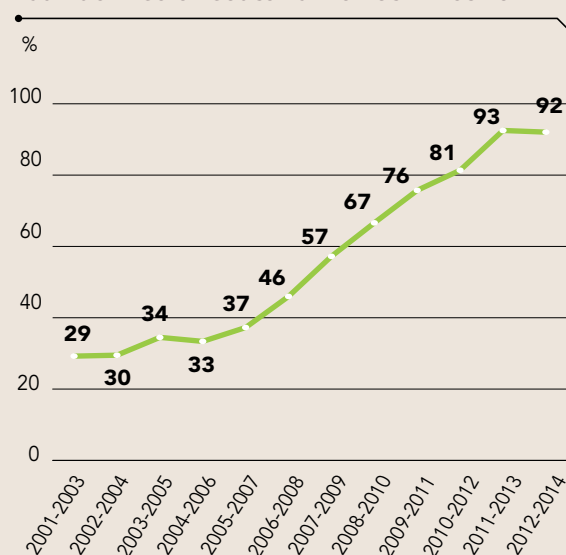
Le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en tension 63 kV et 90 kV se stabilise en 2014 à 90% et 92% en moyenne sur les 3 dernières années.

En 2014, 252 km de nouveaux circuits souterrains sont mis en exploitation, après 110 km en 2013 et 208 km en 2012. Les principaux ouvrages souterrains mis en service dans ces tensions sont *South Hill-Periers* en Basse-Normandie, *Forges Les Eaux-Neufchatel* en Haute-Normandie, *Grande Synthe-Ruytingen* dans le

Nord-Pas de Calais, *Cantegrit-Mimizan* en Aquitaine et *Darcey-Poiseul* en Bourgogne.

On note également cette année, la mise en souterrain partielle ou totale d'ouvrages aériens parmi lesquels *Vitré-Piquage* à *Bréal* en Bretagne et *Hourtin-Lacanaou* pour la région Aquitaine.

Taux de mise en souterrain en 63 kV et 90 kV



Au global, la part du réseau souterrain dans ces tensions 63 kV et 90 kV augmente de façon continue pour atteindre 6,2% du réseau existant en 2014. Ce taux varie d'une région à l'autre en fonction de la densité de population, la géographie physique (plaine, montagne), l'existence de zones protégées ou le surcoût pour la collectivité par rapport à la solution aérienne.

On note en aérien en 2014, pour les tensions 63 kV et 90 kV, la mise en service de 27 km de circuits neufs et les remplacements de conducteurs pour 179 km de circuits. Pour illustrer ces travaux de renforcement du réseau, on peut mentionner *Bellac-Maureix* en Limousin, *Barettes-Buquet* en Haute Normandie et *Gueugnou-Sornat* en Bourgogne.

DEUX NOUVELLES LIAISONS TRANSFRONTALIÈRES

Deux nouvelles liaisons transfrontalières ont été mises en service en 2014. La première concerne la principauté d'Andorre, avec la liaison directe 150 kV reliant *Hospitalet* (France) à *Grau-Roig* (Andorre). L'île de Jersey, déjà alimentée depuis le Cotentin par deux liaisons sous-marines 90 kV, a par ailleurs été raccordée par une troisième alimentation 90 kV souterraine en

partie immergée. Cette nouvelle liaison transfrontalière garantit à l'île de Jersey une alimentation électrique fiable et de qualité.

RTE ÉLABORE DÈS MAINTENANT LE RÉSEAU DE DEMAIN

Interconnexion France-Espagne à l'est des Pyrénées

Cette liaison entièrement souterraine entre *Baixas* (près de Perpignan) et *Santa Llogaia* (près de Figueras, en Espagne) a été décidée en 2008. D'une longueur de 65 km (35 km en France et 30 km en Espagne), elle traverse le massif montagneux des Albères par une galerie technique longue de 8,5 km et utilise la technique du courant continu avec, à chaque extrémité, une station de conversion courant alternatif / courant continu. D'une capacité de 2 000 MW, elle fonctionnera à une tension de 320 kV et permettra de porter la capacité de l'interconnexion entre la France et l'Espagne de 1 400 MW à 2 800 MW. Ainsi les possibilités d'échanges entre les pays seront améliorées au profit de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau européen.

Le projet de construction de la ligne d'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne, a été confié à INELFE, filiale à 50% de RTE et 50% de REE.

Les travaux de construction de la liaison sont complètement terminés et les premiers essais de mise sous tension viennent d'avoir lieu. La fin de l'année 2014 et le début de l'année 2015 seront consacrés aux différents tests de cette liaison innovante.

Accueillir l'éolien offshore

Le plan de développement des énergies renouvelables de la France issu du Grenelle de l'environnement vise à augmenter la production annuelle d'énergies renouvelables de sorte qu'elle couvre au moins 23% de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020. Cela se traduit entre autres par le développement de 6 000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020.

Le cahier des charges du premier appel d'offres désigne RTE comme maître d'ouvrage et maître d'œuvre des études et de la réalisation du raccordement des 4 zones de production localisées à Fécamp en Haute-Normandie, Courseulles-sur-Mer en Basse-Normandie, Saint-Brieuc en Bretagne et Saint-Nazaire en Pays de la Loire. Ce projet prévoit 350 éoliennes totalisant une capacité de 2 000 MW, réparties sur ces quatre sites.

L'appel d'offres concernant ces parcs éoliens en mer a été attribué en avril 2012 au consortium Eolien Maritime France (EMF) regroupant EDF Energies Nouvelles, Dong Energy Power et Alstom pour les parcs de Courseulles-sur-Mer, Fécamp, et Saint-Nazaire, et Ailes Marines SAS regroupant Iberdrola, EOLES-RES SA et Areva pour le parc de Saint-Brieuc. Au total, ces projets représentent plus de 300 éoliennes et une puissance d'environ 2 000 MW.

Pour raccorder ces différents projets, RTE propose la création de liaisons doubles à 225 kV, d'abord sous-marines entre le parc éolien et le point d'atterrissage, puis souterraine entre ce point d'atterrissage et le poste 225 kV de raccordement à terre. Ce poste de raccordement peut être soit un poste existant, soit un poste à créer sous des lignes existantes. Les tracés de ces différentes liaisons ont fait l'objet d'une large concertation en 2013 et 2014 en vue de leur définition.

Par ailleurs, en mai 2014, le Gouvernement a annoncé les résultats du deuxième appel d'offres pour deux parcs de 500 MW chacun situé au large du Tréport en Haute-Normandie et de Noirmoutier-Yeu en Pays de la Loire. Les deux projets ont été attribués au consortium composé de GDF Suez, d'Areva, de l'énergéticien portugais EDP Renovaveis et de Neoen marine, en partenariat avec Areva. Comme pour le premier appel d'offres, RTE est en charge du raccordement de ces projets. Les études en mer et les concertations locales visant à définir les modalités de raccordement débiteront en 2015.



CARTE DES PRINCIPALES MISES EN SERVICE EN 2014



RÉSEAU EXISTANT	RÉSEAU EN PROJET	Finalité	Accueil de production
— Ligne 400 kV	▬▬▬▬ Projet de renforcement de ligne	■ Sécurité d'alimentation	🔥 Cycle combiné gaz
— Ligne 225 kV	▬▬▬▬ Projet de création de nouvelle ligne	■ Gestion des tensions basses	🌿 Énergies renouvelables
	▬▬▬▬ Projet à l'étude	■ Gestion des tensions hautes	🌊 Hydroliennes
	▬▬▬▬ Projet de création ou d'adaptation de poste électrique	■ Maîtrise des intensités de court-circuit	
		■ Stabilité du réseau	

Source Schéma décennal de développement du réseau

Interconnexion France-Italie (Savoie-Piémont)

Porté par RTE et TERNA, le projet Savoie-Piémont consiste à construire une liaison souterraine à courant continu à 320 kV entre Chambéry et Turin. La réalisation de cette double liaison souterraine de 190 km permettra d'accroître la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie de 1 200 MW. Les travaux de construction de la liaison en France ont débutés en 2014 pour une mise en service planifiée en 2019.

Interconnexion France-Angleterre (IFA 2)

La France et l'Angleterre sont reliées depuis 1986 par l'interconnexion France-Angleterre IFA 2000, à courant continu et d'une capacité de 2 000 MW. Cependant de nouvelles capacités de transport s'avèrent aujourd'hui nécessaires. La concertation sur la nouvelle liaison IFA 2 a débuté en 2014, pour une mise en service prévue en 2020.

Sous-marine sur 200 kilomètres et souterraine sur une trentaine de kilomètres, elle reliera la Basse-Normandie à la côte sud de l'Angleterre, à hauteur de l'île de Wight. Avec une puissance de 1 000 MW en courant continu, elle renforcera les capacités d'échange entre les deux pays. RTE travaille sur ce projet en collaboration avec National Grid Interconnectors Limited, une filiale de son homologue anglais en charge du développement des interconnexions.

Projet de reconstruction d'une liaison aéro-souterraine à 225 kV reliant Haute-Loire et Loire (Projet 2 Loires)

L'axe entre Le Puy-en-Velay, l'Yssingelais et Saint-Étienne concentre d'importants pôles urbains et industriels de la Haute-Loire et de la Loire. Sur le plan électrique, cette zone est alimentée par une ligne 225 kV, qui accompagne depuis près de 70 ans le développement industriel et économique de la région. Construite en 1941, cette ligne atteint aujourd'hui ses limites techniques.

La Déclaration d'Utilité Publique (DUP) du projet « 2 Loires » est parue au Journal Officiel en août 2014, après quatre années de concertation menées entre RTE et l'ensemble des acteurs du territoire (les élus, services de l'État, associations, riverains, représentants socio-économiques...) pour déterminer le tracé le plus adapté.

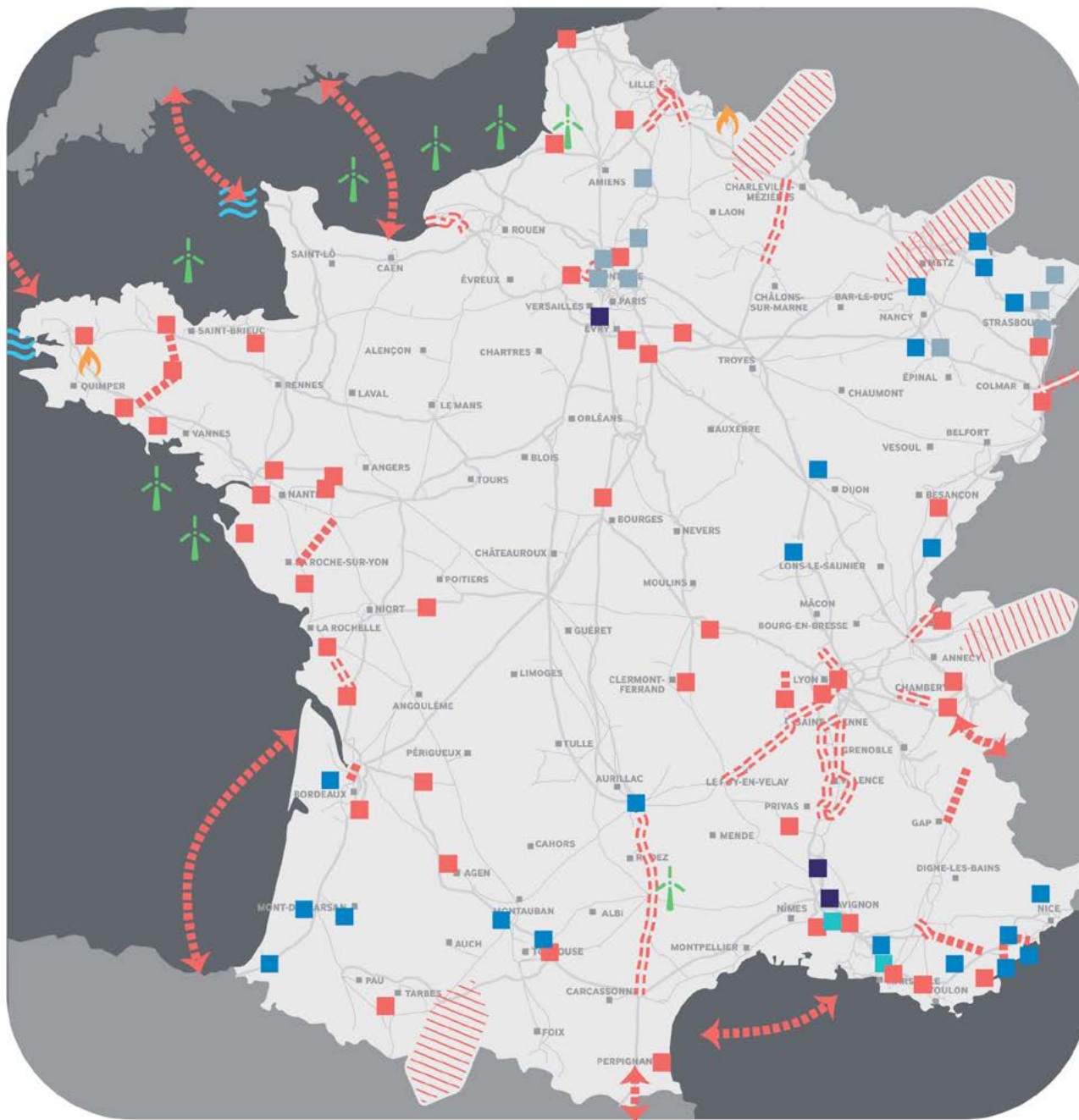
Alimentation électrique de la Haute-Durance

L'alimentation électrique de ce territoire repose essentiellement sur une ligne unique 150 kV datant de 1936 et capable de transporter jusqu'à 220 MW d'électricité. Aujourd'hui, la situation de la Haute-Durance est d'ores et déjà fragilisée, notamment lors de la pointe de consommation d'électricité en hiver. Le diagnostic énergétique partagé entre les acteurs du territoire montre que cette limite pourrait être atteinte dès 2016, les besoins du territoire étant estimés à 250 MW à l'horizon 2020.

RTE a donc conçu un programme échelonné dans le temps 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). Ceci se faisant en réutilisant au mieux les couloirs existants afin de préserver, voire améliorer, l'environnement de la Haute-Durance.

Les deux premières déclarations d'utilité publique du projet Haute-Durance ont été signées. Le début des travaux a été engagé en septembre 2014 pour une mise en service prévue en 2020.

CARTE DES PRINCIPAUX PROJETS



RÉSEAU EXISTANT

- Ligne 400 kV
- Ligne 225 kV

RÉSEAU EN PROJET

- Projet de renforcement de ligne
- Projet de création de nouvelle ligne
- Projet à l'étude
- Projet de création ou d'adaptation de poste électrique

Finalité

- Sécurité d'alimentation
- Gestion des tensions basses
- Gestion des tensions hautes
- Maîtrise des intensités de court-circuit
- Stabilité du réseau

Accueil de production

- 🔥 Cycle combiné gaz
- 🌿 Énergies renouvelables
- 🌊 Hydroliennes

Source Schéma décennal de développement du réseau

ADEEF : Association des Distributeurs d'Électricité en France.

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

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

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

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

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

Densité de foudroiement : Nombre d'impacts de foudre par an et par km² dans une région.

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

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

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

ERDF : Électricité Réseau de Distribution France.

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

Facteur de charge : Rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie produite par

un fonctionnement à la puissance maximale durant la même période.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Production :

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

production.

- La catégorie « Thermique à combustible fossile » comprend les combustibles de type charbon, fioul et gaz.
- La catégorie « Thermique renouvelable » comprend les biogaz, les déchets papeterie/carton, les déchets urbains, le bois-énergie et les autres biocombustibles solides.

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

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

SER : Syndicat des Énergies Renouvelables.

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

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

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

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

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

Source des données

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

Données au 31 décembre 2014



Le réseau de l'intelligence électrique

Direction Économie Prospective et Transparence
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com