

Rte

Réseau de transport d'électricité



Bilan électrique 2012

Synthèse 1

1 Une consommation d'électricité fortement contrastée entre l'hiver et l'été 5

Les températures plus froides ont entraîné une hausse de la consommation brute	6
La consommation du secteur industriel et des PMI/PME baisse du fait de la crise économique	7
La consommation des particuliers et des professionnels continue de progresser	8
Les comportements de consommation sont différents suivant les régions	8
Une vague de froid exceptionnelle a induit des pics de consommation historiques	9
La consommation est toujours sensible à la température	10
Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation continuent leur développement	11

2 La contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande d'électricité augmente 13

Les productions éolienne et photovoltaïque continuent d'augmenter	14
Le développement du parc des énergies renouvelables ralentit	14
D'importants projets de raccordement éolien offshore entrent en file d'attente	18

3 Les productions d'électricité nucléaire et thermique sont en léger recul 20

La production française totale diminue légèrement	21
L'hydraulicité revient à la normale et la production nucléaire fléchit	21
Les émissions de CO ₂ du secteur de la production d'électricité française ont augmenté	21
Le parc installé augmente légèrement	22
Le réseau de transport concilie des bilans énergétiques régionaux contrastés	24
	25

4 Le solde exportateur diminue et la structure des échanges évolue 25

La France est le pays le plus exportateur de l'ouest de l'Europe	26
Les importations depuis l'Allemagne ont augmenté	29
Les volumes d'ajustement appelés à la hausse et à la baisse sont stables	31

5 RTE adapte son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique 33

2012 confirme les bons résultats des deux dernières années en termes de qualité d'électricité	34
RTE a investi 1,3 milliard d'euros en 2012	34
Les ouvrages aériens se modernisent pour sécuriser l'alimentation électrique	35
Le réseau souterrain poursuit son développement	36
L'augmentation des investissements consacrés au réseau de transport va se poursuivre	38
Carte des principaux projets	40

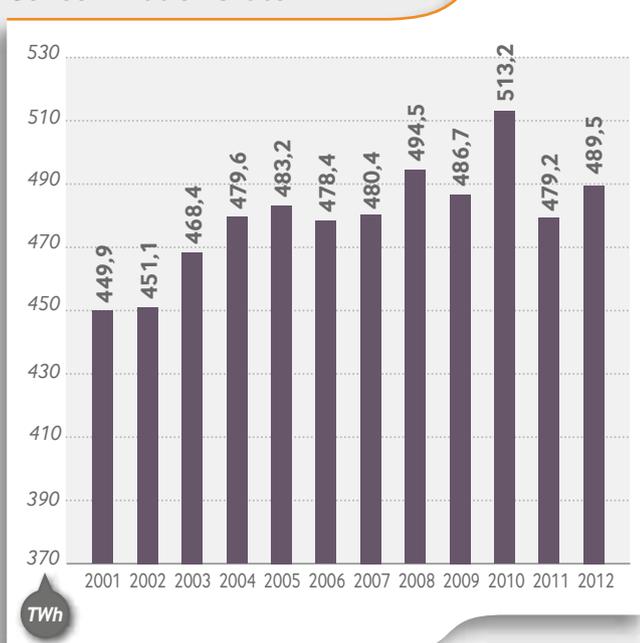
2012, une année de transition...

L'année 2012 témoigne de l'amorce de la transition énergétique qui modifie en profondeur un système électrique européen par ailleurs affecté par la crise économique en cours. En France, la consommation annuelle globale, corrigée des aléas météorologiques, tend à se stabiliser mais l'écart entre les pointes de consommation d'hiver et les consommations minimales de base continue à se creuser. Les énergies renouvelables contribuent de manière croissante à la couverture de la demande malgré le relatif ralentissement de leur développement. Les échanges avec le reste de l'Europe sont toujours très dynamiques et en voie de reconfiguration, notamment avec l'Allemagne. Le développement des effacements de consommation, la mise en place prochaine du mécanisme de capacité, la publication des schémas de raccordement des énergies renouvelables, l'adaptation à grande échelle du réseau de transport et des interconnexions sont autant d'enjeux pour répondre à ces évolutions rapides.

La consommation d'électricité est fortement contrastée entre l'hiver et l'été

Du fait d'une année relativement plus froide et, de plus, bissextile, **la consommation brute a augmenté de 2,1% par rapport à celle de 2011**. Cette hausse est plus forte que celles constatées pour les autres pays de l'ouest de l'Europe.

Consommation brute



Corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février, la consommation à fin 2012 se révèle en baisse, imputable essentiellement à la réduction de la consommation d'Eu-rodif. Après correction du secteur énergie, la consommation française électrique, rapportée aux conditions météorologiques de référence, semble actuellement se stabiliser aux alentours de 480 TWh par an.

Sur les années 2011 et 2012, **la consommation de la grande industrie est globalement en baisse à un rythme de -4% par an** (calculé hors secteur énergie). Les baisses les plus marquées en 2012 concernent les secteurs de la construction automobile et de la sidérurgie. Les consommations des secteurs du papier-carton et, dans une moindre mesure, du transport ferroviaire sont également en recul. A noter toutefois une légère reprise des consommations du secteur de la métallurgie ainsi que de la chimie, en fin d'année, après les niveaux historiquement bas atteints fin 2011. Outre les effets conjoncturels liés à la crise, cette tendance reflète l'évolution du tissu industriel français vers une moindre part d'industrie électro-intensive ainsi que, probablement, l'effet des actions en faveur de l'efficacité énergétique. La consommation des PMI/PME suit la même tendance à la baisse, bien qu'un peu moins marquée.

Dans le même temps, **la consommation des particuliers et professionnels continue de progresser régulièrement** depuis 2002, au rythme de +2,4% par an en 2012. Cette augmentation peut s'expliquer par la croissance du nombre de ménages, le développement de nouveaux usages – informatique, télécommunications – et le développement du chauffage électrique malgré un ralentissement récent.

Ces évolutions structurelles se retrouvent dans l'analyse géographique de l'évolution de la consommation sur les années 2006-2011. Ainsi, les régions les plus industrialisées (Nord, Est) voient leur consommation baisser, tandis que les régions plus résidentielles et dont l'activité économique est centrée sur les services la voient augmenter (Ouest, Sud-Ouest, Sud-Est, Ile de France).

En février 2012, la France a connu **une vague de froid exceptionnelle** – parmi les trois plus sévères des trente dernières années – tant en terme d'intensité que de durée. Des températures inférieures à -10°C ont été observées quotidiennement dans plusieurs régions. Pendant toute la période, les pointes journalières ont systématiquement dépassé le précédent maximum de février 2010 et ont atteint leur **pic historique le 8 février avec 102,1 GW à 19h00**. On peut estimer

que 40% de la consommation d'électricité durant cette vague de froid est une conséquence directe de la température, essentiellement du fait de l'importance du chauffage électrique. Cette sensibilité de la consommation à la température se confirme être de l'ordre de 2 300 MW par degré Celsius en hiver.

Dans le même temps, on constate que le niveau d'étiage de la consommation, en creux de nuit d'été, reste stable : il a à peine dépassé les 30 GW en 2012. **L'écart entre pointe d'hiver et creux d'été n'a jamais été aussi prononcé**, traduisant un accroissement de la saisonnalité de la consommation française.

Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation continuent leur développement. Dans le secteur industriel, la capacité d'effacement de consommation contractualisée en 2012 atteint les 400 MW. L'effacement diffus de petits sites a atteint plus de 70 MW en février 2012. Des dispositifs plus ciblés ont été mis en place en Bretagne, particulièrement exposée du fait du peu de production locale. Ils viennent compléter le dispositif EcoWatt, lequel existe d'ailleurs également en région PACA.

Ces dispositifs restent d'ampleur modérée au regard de la croissance de la pointe. Le mécanisme d'obligation de capacité en cours de développement vise notamment à favoriser leur développement.

La contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande augmente

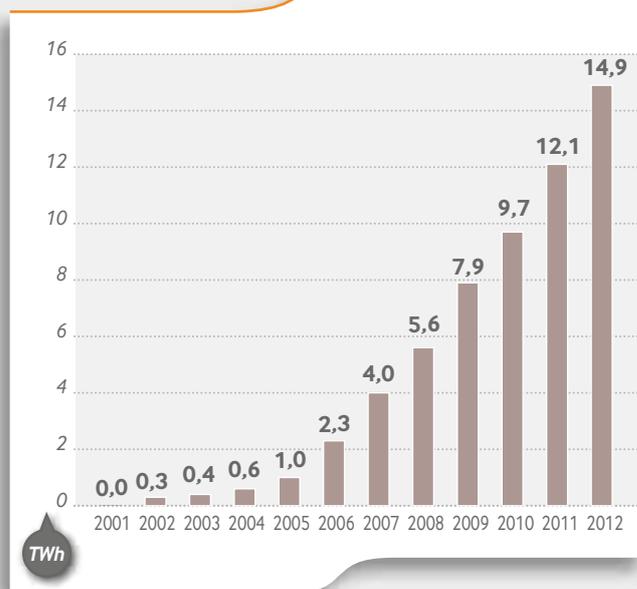
L'année 2012 a été marquée par la croissance de la contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande. La production issue des sources d'énergie renouvelables, hors hydraulique, atteint 4,6% de la production totale française.

Par ailleurs, la production hydraulique a bénéficié d'une année plus favorable qu'en 2011, laquelle avait été la plus sèche des cinquante dernières années selon Météo France. La production hydraulique est ainsi plus élevée de 27% que l'an passé, tout en restant en dessous de la moyenne des 10 dernières années.

Hydraulique inclus, **la part de l'électricité issue de sources d'énergies renouvelables a atteint 16,4% de la production française**. C'est la valeur la plus élevée des cinq dernières années.

Concernant le développement du parc, la puissance éolienne approche le cap des 7500 MW installés à fin 2012. **Un nouveau pic de production éolienne a été atteint le 27 décembre avec 6 176 MW**. Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne a été de 3,1% en moyenne annuelle, avec un

Production éolienne



maximum ponctuel à 12% le 15 avril. Le rythme de développement est cependant en retrait par rapport aux années précédentes, avec 750 MW raccordés en 2012 contre plus de 1000 MW par an entre 2008 et 2010. Cela peut s'expliquer par les diverses incertitudes économiques et évolutions réglementaires auxquelles a été exposée la filière.

Le parc photovoltaïque continue de croître, également à un rythme légèrement inférieur à celui de 2011. Il franchit le seuil des 3 500 MW installés fin 2012. Le taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque a été de 0,8% en moyenne annuelle.

Le développement du photovoltaïque et de l'éolien représente l'essentiel de l'accroissement de la puissance installée du parc de production en France, laquelle a augmenté de près de 1 865 MW à fin 2012 par rapport à 2011.

A fin 2012, les projets de raccordement au réseau de RTE incluent le développement de parcs éoliens offshore pour plus de 2000 MW, qui viennent s'ajouter à près de 1500 MW d'éolien terrestre et 350 MW de photovoltaïque actuellement en file d'attente.

Pour accueillir ces nouveaux projets, des développements de réseau sont souvent nécessaires, tant pour leur raccordement au réseau que pour l'acheminement de la nouvelle production vers les lieux de consommation. Conformément aux dispositions issues des lois Grenelle, RTE élabore des « schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables » afin de donner de la visibilité aux acteurs sur les capacités d'accueil présentes et à venir. En 2012, cela fut le cas pour les régions Alsace, Bourgogne, Champagne-Ardenne et Picardie. Ces schémas ont été approuvés par les préfets de région concernés en fin d'année.

Les productions nucléaire et thermique classique sont en retrait par rapport à 2011

La production globale sur le territoire national est inférieure de 0,3% par rapport à celle de l'année précédente et s'établit à 541 TWh. Ce léger retrait, alors même que la consommation brute est plus élevée que l'an passé, se traduit par la diminution du solde exportateur des échanges.

Cette situation s'explique en partie par la moindre production des centrales nucléaires, en retrait de 3,8% par rapport à 2011. Le taux de disponibilité du parc nucléaire pendant l'été a été significativement plus faible que l'année précédente.

La production des centrales thermiques à combustible fossile a diminué de 7%. Cette baisse a cependant été contenue par deux facteurs : d'une part le recours à ces centrales lors de la vague de froid de février, d'autre part la compétitivité du charbon compte tenu de son faible prix sur les marchés mondiaux en 2012.

Les émissions de CO₂ du secteur électrique sont supérieures de 7% à celles de 2011 du fait de l'appel accru à la production d'électricité à partir de charbon, plus émettrice de CO₂ que le gaz.

Le solde exportateur diminue et la structure des échanges évolue

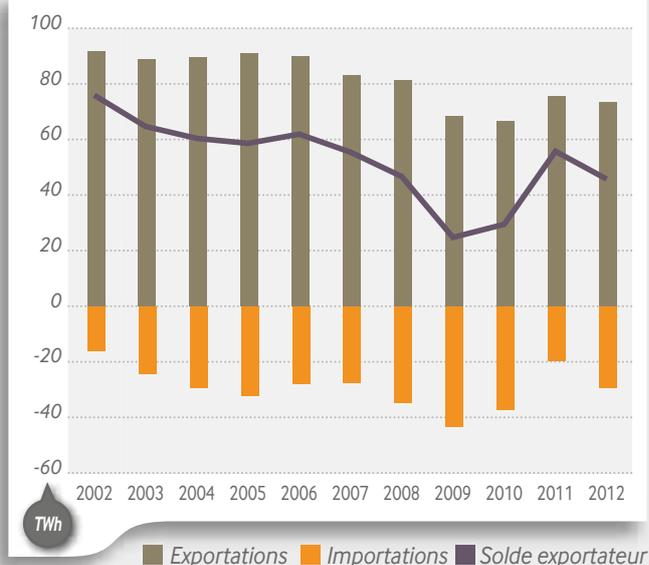
En cumul depuis janvier 2012, la France reste le pays le plus exportateur sur l'ouest de l'Europe, à hauteur de 44 TWh, et l'Italie le pays le plus importateur, à hauteur de 35 TWh. Toutefois, ce solde exportateur de la France est en retrait par rapport à l'année précédente où il avait atteint 56 TWh.

Malgré la baisse du solde global, les volumes d'exportations françaises sont en hausse marquée vers la Belgique et dans une moindre mesure vers l'Angleterre et l'Espagne.

En revanche, le bilan est à nouveau globalement importateur depuis l'Allemagne et ce, pour la première fois, sur chacun des douze mois de l'année. Cette situation à première vue paradoxale du fait de l'arrêt de sept centrales nucléaires en Allemagne en mars 2011, entraînant une baisse de production nucléaire de 30,5 TWh entre 2010 et 2012, signifie que des marges de production ont été disponibles sur d'autres moyens.

D'une part, la production de photovoltaïque en Allemagne a considérablement augmenté (près de 30 TWh en 2012 contre une dizaine en 2010), injectant ainsi sur le réseau, selon l'ensoleillement, une quantité significa-

Echanges contractuels annuels



tive d'énergie. D'autre part, l'électricité produite par les centrales au charbon a renforcé sa compétitivité suite à la chute du prix du charbon, le développement du gaz de schiste ayant eu pour effet de réduire la demande de charbon aux Etats-Unis. La faiblesse du prix du CO₂ n'a par ailleurs pas compensé cet effet. En conséquence, avec des pics réguliers de production renouvelable et un parc charbon compétitif, l'Allemagne exporte son énergie vers quasiment tous ses voisins y compris la France.

Les échanges entre pays visent à optimiser l'utilisation des différents moyens de production disponibles à la maille européenne. Depuis dix ans, les gestionnaires de réseau européens ont développé des mécanismes de marché permettant aux acteurs de gérer ces échanges. Un indicateur de l'efficacité de cette optimisation est la convergence des prix entre les différentes zones de marché : lorsque l'optimisation est complètement aboutie, les prix s'égalisent.

Toutefois, lorsque les capacités d'échange entre les différentes zones de marché se trouvent saturées, cette convergence de prix ne se fait plus : certains moyens de production bon marché restent inutilisés alors qu'ils auraient pu se substituer à une production plus chère ailleurs.

En 2012, on observe une convergence complète des prix de marchés de la zone France Allemagne Benelux sur la moitié des heures de l'année, contre les deux tiers l'an passé, ce qui traduit une situation de saturation accrue du réseau d'interconnexion. Les divergences de prix les plus marquées sont apparues notamment lors des épisodes de froid en France et lors des pics de produc-

tion renouvelable en Allemagne. Elles révèlent les difficultés croissantes du réseau européen à répondre aux opportunités d'échanges issues de la diversité des moyens de production et mettent en évidence le besoin de renforcer les capacités d'échanges avec nos voisins.

La variabilité des flux d'échanges aux frontières est en constante progression depuis quelques années. Elle se traduit par un nombre croissant d'inversions de sens des flux avec nos voisins. Au début des années 2000, on observait en moyenne une inversion quotidienne du sens des flux entre la France et l'Allemagne. Aujourd'hui c'est plus du double. Ce phénomène est une conséquence de l'essor des productions variables ou intermittentes, comme notamment le photovoltaïque et l'éolien. Il illustre le rôle essentiel des interconnexions pour l'intégration de ce type de production en Europe.

RTE adapte son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique

L'année 2012 confirme les bons résultats obtenus ces dernières années en matière de qualité de l'électricité. Le temps de coupure équivalent des clients de RTE est ainsi égal à 2 mn 18s hors événements exceptionnels. Ce résultat traduit les efforts de limitation du nombre d'incidents et de leurs conséquences, mis en œuvre dans le cadre des politiques de développement, de maintenance et d'exploitation du réseau.

En 2012, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 361 M€, dont 1 232 M€ pour les ouvrages réseau. La construction de la ligne à courant continu entre la France et l'Espagne et celle de la ligne 400 kV Cotentin-Maine en représentent la part prépondérante. Pour 2013, le programme d'investissement de RTE est de l'ordre de 1 440 M€, soit une augmentation d'environ 80 M€ par rapport aux investissements réalisés en 2012. Cette hausse correspond principalement à des projets de renforcement des réseaux régionaux.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. Le réseau de transport d'électricité est en effet un maillon essentiel pour l'accueil de nouvelles productions, dont les parcs éoliens en mer, et pour l'intégration énergétique européenne par le renforcement des capacités transfrontalières d'échanges. Cette évolution doit se faire tout en garantissant dans la durée la sûreté d'exploitation des

réseaux et la qualité d'alimentation des consommateurs. Trois projets de développement en cours sont d'ores et déjà révélateurs de ces enjeux. La nouvelle liaison en courant continu souterraine entre la France et l'Espagne permettra ainsi de doubler la capacité d'échange entre les deux pays. Le projet de liaison THT Cotentin-Maine qui sera mis en service en 2013 permettra d'insérer l'EPR de Flamanville dans le réseau français, mais aussi d'accroître le potentiel d'intégration des énergies renouvelables offshore et de sécuriser l'alimentation électrique de la zone. Enfin, RTE poursuit ses investissements pour alimenter l'est de la région PACA, et diminuer les risques de coupures, dans le cadre du « filet de sécurité PACA » qui porte sur la création de trois nouvelles liaisons souterraines 225 kV, dont l'une constitue le record mondial de longueur d'un seul tenant.

Pour sécuriser le réseau électrique et maintenir la qualité d'alimentation dans la durée, les ouvrages aériens, dont la construction remonte souvent à plusieurs décennies, doivent être progressivement modernisés ou renouvelés. Dans ce contexte, avec 104 684 km de circuits en exploitation, le développement du réseau RTE se caractérise par l'augmentation de la longueur du circuit souterrain et la diminution de celle du circuit aérien. **Le taux de mise en souterrain des nouveaux ouvrages construits en 63 kV et 90 kV s'élève à 81%**, au niveau national, en moyenne sur les trois dernières années.

L'augmentation des investissements consacrés au réseau de transport est confirmée dans les prochaines années. Le réseau de transport d'électricité doit s'adapter à l'évolution de la typologie des flux d'électricité au niveau européen, aux choix qui seront faits lors du débat national sur la transition énergétique ainsi qu'à l'émergence de sources locales d'énergies renouvelables. Il est par conséquent nécessaire de consacrer des efforts importants à la construction de nouvelles infrastructures ou au renforcement des capacités existantes. Faire prévaloir la solidarité entre les territoires, accueillir de nouveaux moyens de production d'électricité, notamment renouvelable, continuer d'améliorer la qualité de fourniture au service du client et sécuriser l'alimentation électrique des territoires, sont des objectifs que RTE entend accompagner.



**Une consommation d'électricité
fortement contrastée
entre l'hiver et l'été**

La consommation d'électricité en France a été marquée en 2012 par une évolution fortement contrastée entre l'hiver et l'été. Un pic historique de consommation a ainsi été atteint début février 2012, avec une puissance appelée de 102 100 MW, lors de la vague de froid exceptionnelle qui a touché l'ensemble du pays pendant cette période. Par ailleurs, la fin de l'été ayant été marquée par une vague de chaleur tardive, on relève aussi pour le mois d'août 2012 une consommation minimale de 30 600 MW, qui constitue le plus faible niveau de consommation constaté depuis cinq ans.

Une fois corrigée de l'aléa météorologique et des effets conjoncturels, la consommation annuelle de 2012 est globalement stable par rapport à celle de l'année 2011. La consommation brute est toutefois supérieure, compte tenu notamment des températures plus froides cette année qu'en 2011.

Les températures plus froides ont entraîné une hausse de la consommation brute

La consommation brute en 2012 a augmenté de 2,1% par rapport à 2011, soit une hausse de 10,3 TWh. Cette hausse est plus forte que celles constatées pour les autres pays de l'ouest de l'Europe.

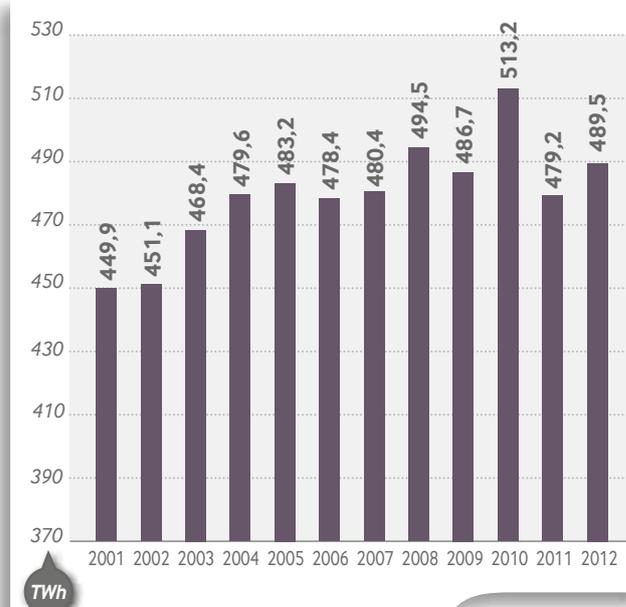
A titre de comparaison, les baisses les plus marquées de la consommation brute sont observées au Luxembourg, en Belgique, en Irlande, en Italie et au Portugal. Ces deux derniers pays présentent les reculs les plus marqués sur les trois premiers trimestres de 2012 comparés à ceux de 2011 (avec respectivement -2,4 et -3,4 points).

Selon Météo France¹, après une année 2011 chaude, la température moyenne annuelle en 2012 a été, globalement sur la France, proche de la normale. Seuls les mois de février, d'avril et de juillet ont été plus froids que la normale.

Les températures, en 2012, ont été en moyenne inférieures de 0,4 °C par rapport aux températures de référence alors qu'elles étaient supérieures de 0,5°C en 2011. La hausse de consommation entre 2011 et 2012 liée à la température est de l'ordre de 13,7 TWh.

L'année 2012 étant bissextile, la hausse de la consommation liée à l'ajout de la journée du 29 février est de l'ordre de 1,5 TWh. Corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février, la consommation à fin décembre 2012 est en baisse de 1% et atteint 482,9 TWh.

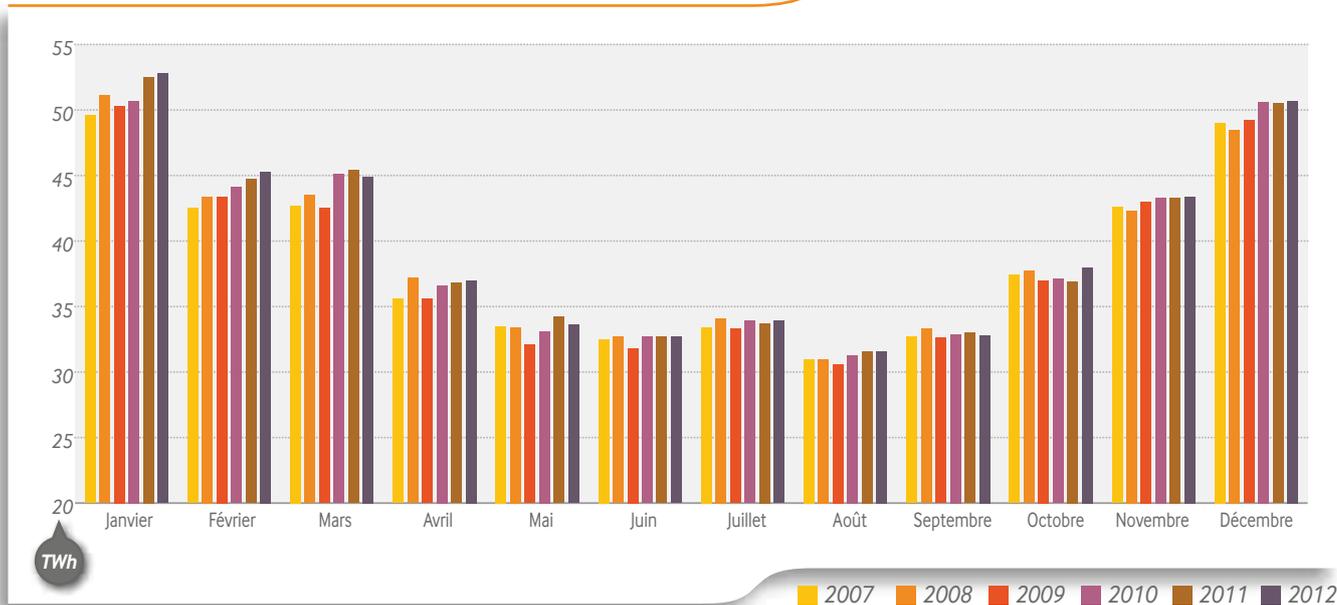
Consommation brute



La tendance à la baisse de la consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février est accentuée par l'arrêt progressif d'Eurodif. Le changement de procédé d'enrichissement de l'uranium prévu en 2013 s'accompagne d'une forte réduction de la consommation d'électricité depuis 2011. Hors secteur de l'énergie, la consommation corrigée des aléas météorologiques et du 29 février 2012 est stable (0%) par rapport à 2011.

¹ Site Météo France : http://climat.meteofrance.com/chgt_climat2/bilans_climatiques/bilanclim?document_id=27308&portlet_id=89575

Consommation corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février hors soutirages du secteur énergie : évolution mensuelle

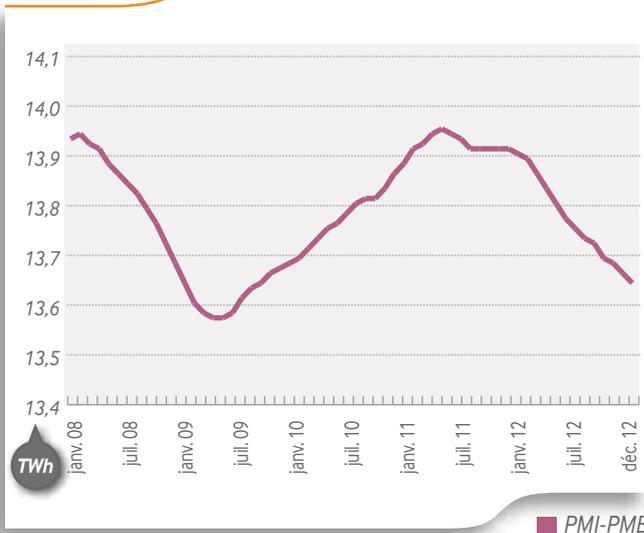


La consommation du secteur industriel et des PMI/PME² baisse du fait de la crise économique

Les tendances présentées dans ce paragraphe³ et le suivant sont issues d'un lissage des données de consommation par type de clientèle. Cela permet de s'affranchir de l'effet de saisonnalité et de l'aléa conjoncturel. Depuis début 2011, la consommation des PMI/PME diminue à un rythme annuel de l'ordre de 1% avec une baisse continue depuis avril 2011.

La tendance de la consommation de la grande industrie (hors secteur de l'énergie et y compris autoconsommation), est à la baisse depuis le second semestre 2011 (à un rythme annuel de l'ordre de -4%), hormis sur le premier trimestre de 2012 où elle augmente légèrement. Les baisses les plus marquées en 2012 concernent les secteurs de la construction automobile (-8,8%) et de la sidérurgie (-7,5%). Les consommations des secteurs du papier-carton et du transport ferroviaires sont également en recul (respectivement de -4,9% et -0,6%). A noter toutefois une légère reprise des consommations du secteur de la métallurgie (2,6%) ainsi que, en fin d'année, de celui de la chimie (1,7%), après les niveaux historiquement bas atteints fin 2011. Outre les effets conjoncturels liés à la crise, cette tendance reflète l'évolution du tissu industriel français vers une moindre part d'industrie électro-intensive ainsi que, probablement, l'effet des actions en faveur de l'efficacité énergétique.

Tendance



2 Clientèle finale desservie par les gestionnaires de réseaux de distribution en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

3 Les données utilisées pour le calcul des tendances ont été préalablement corrigées de l'aléa météorologique et de l'effet calendaire. Pour des raisons d'« effet de bord » de la méthode d'estimation de la tendance, les données des trois derniers mois de 2012 sont à considérer avec précaution. Suite à l'actualisation de la méthodologie de répartition de l'aléa climatique, les résultats publiés dans le Bilan électrique 2012 sont différents des résultats de l'an passé. Il apparaît en effet que les particuliers et les professionnels sont plus thermosensibles que ce qui était considéré jusqu'à présent. L'effet induit sur l'année 2011 (qui était particulièrement chaude) est une augmentation de la consommation corrigée de ce secteur.

Par ailleurs, la production photovoltaïque de l'année 2011 sur les réseaux de distribution a été réactualisée à hauteur de 700 GWh. Cette production non comptabilisée avait conduit à une sous-estimation de la consommation des particuliers et professionnels dans les valeurs provisoires du Bilan Electrique 2011.

Tendance



La consommation des particuliers et des professionnels⁴ continue de progresser

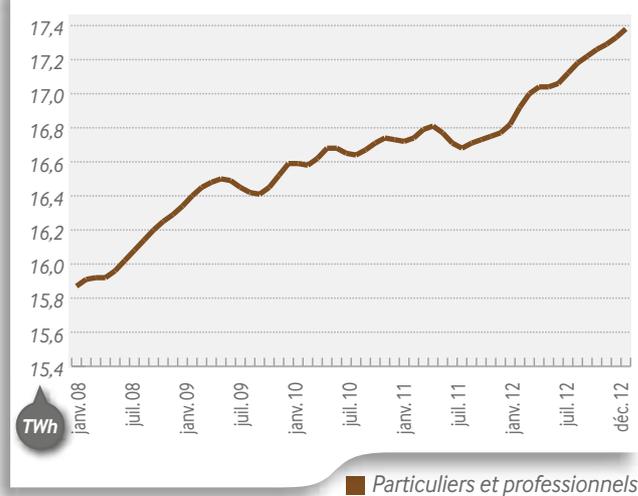
La consommation des particuliers et des professionnels, affranchie de la saisonnalité et de l'aléa conjoncturel, poursuit sa progression depuis 2002 (à un rythme annuel de 2,4%). Cette augmentation peut s'expliquer par :

- > Un taux de croissance du nombre de ménages, et donc de logements, qui est plus élevé que celui de la population (une baisse du nombre d'habitants par logement).
- > Une forte croissance de la consommation résidentielle d'électricité liée au développement de nouveaux usages et à des comportements associés aux technologies de l'information et de la communication.
- > Le développement soutenu du chauffage électrique, malgré un ralentissement récent, dans la construction résidentielle à partir des années 2000, poussé par la forte hausse du prix des énergies fossiles, dans une période où le marché de la construction neuve a été particulièrement dynamique.

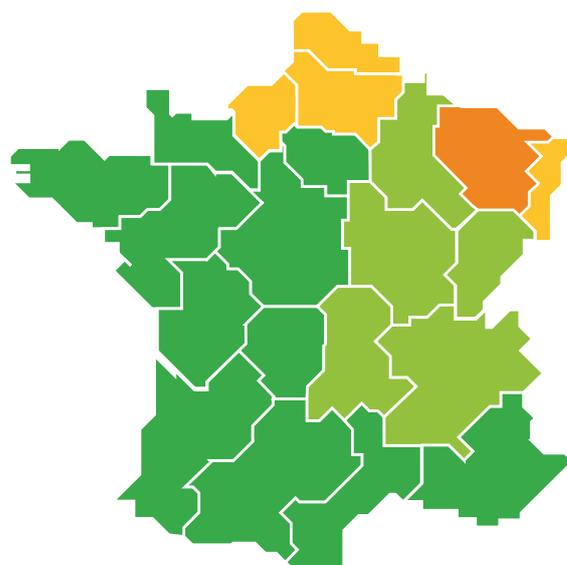
Les comportements de consommation sont différents suivant les régions

La carte suivante présente l'évolution de la consommation par région entre 2006 et 2011, corrigée de l'aléa météorologique.

Tendance



Consommation corrigée par région entre 2006 et 2011



■ Hausse > 5% ■ Baisse < 5%
 ■ Hausse < 5% ■ Baisse > 5%

⁴ Clientèle finale desservie par les gestionnaires de réseaux de distribution en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

La consommation est en baisse dans le nord-est de la France, hormis la Champagne-Ardenne, en raison de la crise de l'industrie depuis 2009. Ces régions abritent presque la moitié des grands industriels.

La plupart des régions ont vu leur consommation baisser en 2009, à cause de la crise. Puis suivant les régions, soit la consommation est repartie à la hausse, soit la baisse s'est atténuée. L'Île-de-France, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Basse-Normandie sont les seules régions à ne pas avoir subi d'inflexion à la baisse de leur consommation liée à la crise de 2009.

Une vague de froid exceptionnelle a induit des pics de consommation historiques

Du 1^{er} au 13 février 2012, la France a connu, selon Météo-France, une vague de froid exceptionnelle⁵ qui a touché l'ensemble du territoire métropolitain. Cette vague de froid se situe parmi les trois plus sévères des trente dernières années. Pendant cette période, les températures ont été en moyenne inférieures de 9,5°C aux températures de référence, avec un écart maximum allant jusqu'à -12,6°C le 12 février.

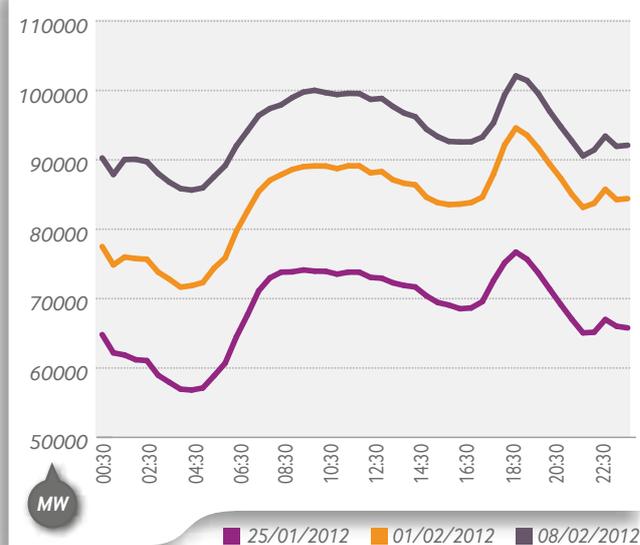
Historique des maxima annuels de consommation constatés depuis 2001*

Mercredi 08/02/2012	102 100 MW
Mardi 04/01/2011	91 820 MW
Mercredi 15/12/2010	96 710 MW
Mercredi 07/01/2009	92 400 MW
Lundi 15/12/2008	84 420 MW
Lundi 17/12/2007	88 960 MW
Vendredi 27/01/2006	86 280 MW
Lundi 28/02/2005	86 020 MW
Mercredi 22/12/2004	81 400 MW
Jeudi 09/01/2003	83 540 MW
Mardi 10/12/2002	79 730 MW
Lundi 17/12/2001	79 590 MW

*En gras sont indiqués les maxima absolus

5 La vague de froid de février 2012 : <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/retour-sur-la-vague-de-froid-de-l-hiver-2012-rte-analyse-les-consequences-sur-le-systeme-electrique-francais-au-mois-de-fevrier>

Courbes de charge avant et pendant la vague de froid

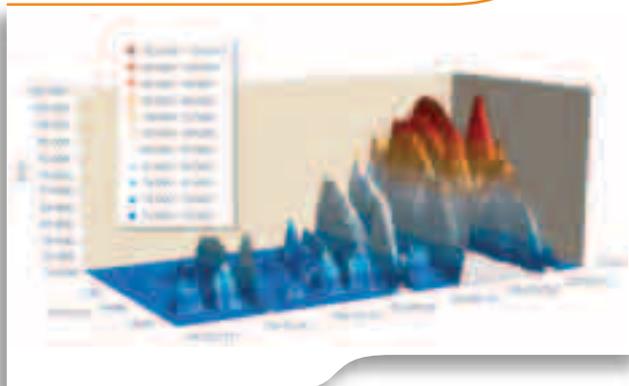


Du 7 au 10 février, les pointes ont systématiquement dépassé le précédent maximum du 15 février 2010 (96 710 MW). Deux maxima absolus de consommation ont été enregistrés le mercredi 8 février pour une température moyenne journalière de -4,9°C (soit -10,9°C par rapport à la température de référence) :

- > En puissance avec 102 100 MW atteints à 19h00.
- > En énergie avec 2,26 TWh consommés sur cette seule journée.

La vague de froid a conduit à des consommations élevées non seulement à la pointe du soir, mais également en journée et durant la nuit. Ainsi, le creux de nuit du 8 février est au même niveau que le plateau de la matinée du 1^{er} février, et bien supérieur à la pointe du 25 janvier.

Montagne de charge de l'hiver 2011-2012 Consommation France



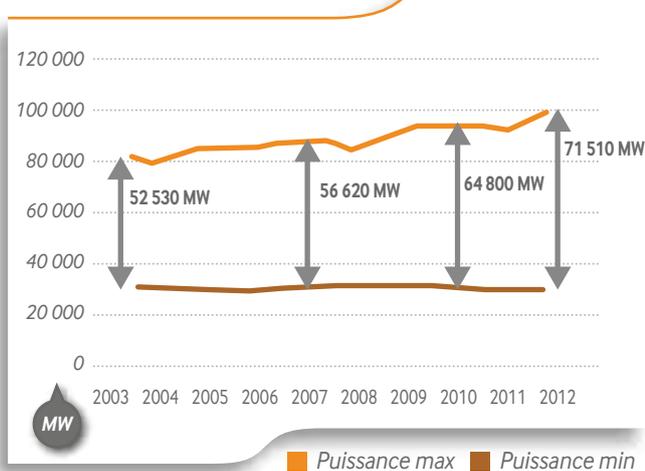
La pointe de consommation autour de 19h est le résultat des activités tertiaires encore présentes, du pic d'activité des transports en commun et du démarrage des activités domestiques de la soirée.

Depuis dix ans, on constate une augmentation des pics de consommation plus rapide et plus dynamique que celle relevée sur la consommation annuelle d'énergie électrique. Ainsi, le maximum historique est passé de 75 000 MW dans les années 2000 à plus de 100 000 MW cet hiver. La pointe de l'hiver 2011-2012 est supérieure aux hypothèses du Bilan Prévisionnel⁶ 2011 et atteint le niveau de consommation qui était attendu à partir de l'hiver 2013-2014. Cela s'explique par l'ampleur de cette vague de froid qui dépasse celle de la vague de froid « décennale » retenue comme hypothèse de référence pour l'analyse de l'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre du Bilan Prévisionnel. L'écart de 5 000 MW entre les pointes de consommation de l'hiver 2011-2012 et de l'hiver 2010-2011 est dû au fort accroissement de la consommation du chauffage électrique, y compris d'appoint, des particuliers et des entreprises face à une sévère vague de froid, partiellement atténué par les consommations moindres des processus industriels dans le contexte de crise économique.

Le développement des dispositifs de modération de la consommation a pour objectif d'atténuer cette tendance (voir p. 11).

Contrairement à l'augmentation des pics de consommation, la consommation minimale annuelle reste stable depuis 10 ans et atteint 30 590 MW le dimanche 5 août, le plus faible niveau de consommation constaté depuis cinq ans. Cela entraîne des écarts de plus en plus importants entre la pointe de consommation de l'hiver et le creux de consommation de l'été.

Evolution des extrema annuels de consommation



6 Bilan prévisionnel 2012 : <http://www.rte-france.com/fr/actualites-dossiers/a-la-une/bilan-previsionnel-2012-de-l-equilibre-offre-demande-la-securite-de-l-alimentation-electrique-assuree-jusqu-en-2015-1>

En 2012, le rapport entre le minimum et le maximum annuel de consommation a atteint 30%.

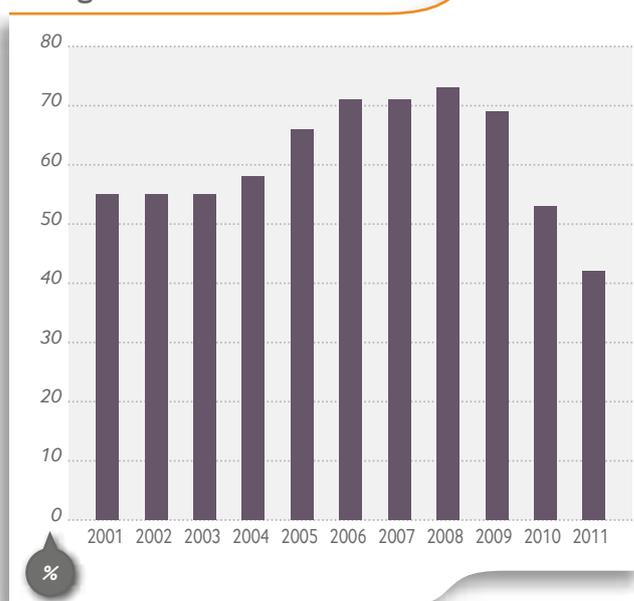
La consommation est toujours sensible à la température

La consommation d'électricité en France dépend fortement de la température, notamment les mois d'hiver en raison du parc important de convecteurs électriques. Cette sensibilité à la température de la consommation d'électricité est aujourd'hui de l'ordre de 2 300 MW par degré celsius en hiver. Elle représente près de la moitié de la thermosensibilité de l'ensemble des pays européens. Elle peut se matérialiser, sur le graphique des consommations journalières en fonction de la température, comme la pente des jours dont la température⁷ est inférieure à 15°C. Cette température est lissée sur quelques jours pour prendre en compte l'inertie thermique des bâtiments.

La thermosensibilité n'a cessé de progresser ces dix dernières années. En effet, le gradient d'hiver dont la valeur varie au cours de la journée, a augmenté de 35% à 19h, entre l'hiver 2001-2002 et l'hiver 2011-2012.

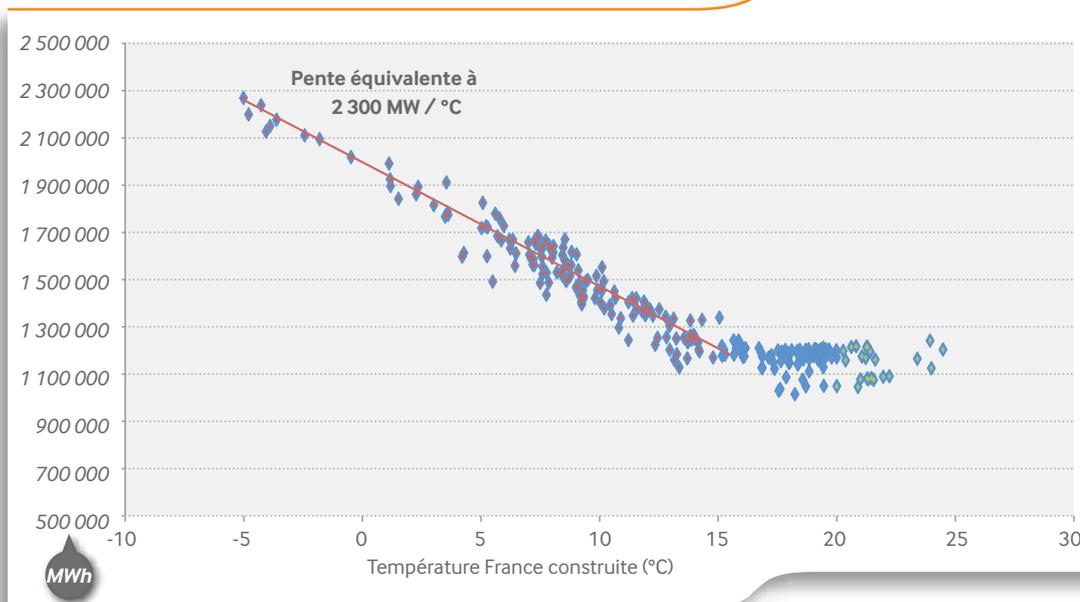
Cette augmentation est principalement le fruit de la part importante du chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs et dans le tertiaire neuf des dernières années, malgré un récent changement de tendance.

Part de chauffage électrique dans les logements résidentiels neufs



7 La température à la maille France est élaborée à partir de mesures Météo France de 32 stations réparties sur tout le territoire et pondérées en fonction de la consommation d'électricité des environs. Pour plus de détails sur les évolutions futures de la thermosensibilité : <http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france-donnees-et-analyses-16-fr/publications-annuelles-ou-saisonnieres-98-fr/bilan-previsionnel-de-l-equilibre-offre-demande-100-fr>

Consommation journalière en fonction de la température

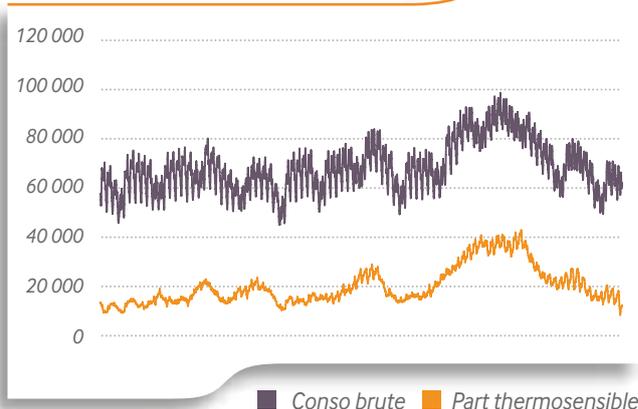


Consommation journalière française des jours ouvrés en fonction de la température sur la période allant du 1^{er} juin 2011 au 31 mai 2012. Les points en rouge indiquent les consommations des jours dont la température moyenne est inférieure à 15°C, ceux en vert les jours dont la température est supérieure à 18°C. La droite rouge de pente équivalente à 2 300 MW par degré celsius correspond à ce qu'il est convenu d'appeler le « gradient d'hiver ».

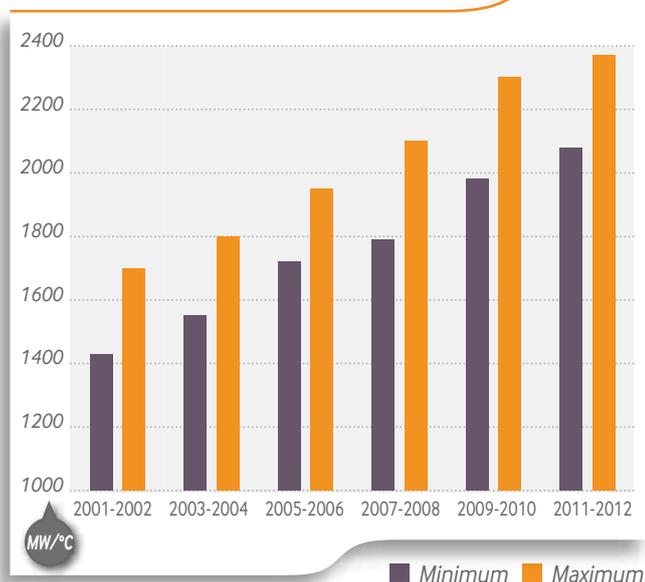
Outre le chauffage, d'autres usages contribuent, dans une moindre mesure, à amplifier la part thermosensible de la consommation d'électricité, par exemple la production de l'eau chaude sanitaire, les lave-linge, l'irrigation... L'impact récent de la réglementation thermique sur la croissance du parc de chauffage électrique devrait modérer, dans le futur, l'accroissement de la thermosensibilité.

En hiver, lors de périodes de grand froid, la thermosensibilité est le facteur explicatif prépondérant de la consommation. A titre d'exemple, la part thermosensible a représenté en moyenne 40% de la consommation sur l'ensemble de la vague de froid du mois de février 2012.

Consommation et part thermosensible - hiver 2011-2012



Evolution historique du gradient d'hiver



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

Les effacements de consommation permettent de maîtriser la pointe de consommation

Depuis plusieurs années, un travail important est engagé par RTE et les acteurs du système électrique français pour intégrer les effacements de consommation dans l'architecture du marché de l'électricité. L'effacement permet, sur sollicitation ponctuelle, de réduire la puissance électrique consommée pendant une durée donnée. On distingue deux catégories d'effacement :

- > L'effacement en direction des secteurs industriel et tertiaire raccordés au Réseau Public de Transport.

Ces acteurs disposent de capacités d'effacement significatives qui sont activées dans le cadre du mécanisme d'ajustement. La capacité contractualisée, en réponse à l'article 7 de la loi NOME, atteint les 400 MW en 2012.

> L'effacement diffus intégrant de nombreux sites ayant une consommation électrique faible. Ces derniers acceptent, au même moment et sur sollicitation, que leurs usages soient modifiés pour ne pas consommer d'électricité pendant une durée donnée. La puissance d'effacement a dépassé 70 MW en février 2012.

Des dispositifs de modération de la consommation sont également utilisés en Bretagne et en Provence Côte d'Azur

Engagé dans le Pacte électrique breton, aux côtés de l'Etat et de la Région, RTE a proposé en juin dernier, dans le cadre de la Conférence Bretonne de l'Energie, une expérimentation pour répondre aux besoins en électricité de la région lors des pointes de consommation, en particulier durant les vagues de froid. En pratique, les industriels concernés peuvent recourir à leurs groupes électriques de secours lors de périodes de pointe.

Ce type d'accord existe déjà, mais RTE propose d'abaisser en Bretagne à 1 mégawatt (MW), contre 10 MW actuellement, le seuil contractuel pour les partenaires intéressés, que ce soit en production ou en effacement. L'objectif est de parvenir à une puissance de 100 MW activables par RTE, contre quelques dizaines de MW aujourd'hui. Suite à l'appel d'offres lancé par RTE cet été, cinq acteurs ont contractualisé avec RTE pour l'hiver 2012-2013, et mettront ainsi à disposition environ 70 MW.

Le dispositif mis en œuvre du 1^{er} novembre 2012 au 31 mars 2013 fera l'objet d'un bilan au printemps prochain, avant de décider de son éventuelle reconduction pour l'hiver suivant.

En complément, RTE continue à développer les dispositifs EcoWatt Bretagne et EcoWatt Provence Azur en partenariat avec les collectivités territoriales. Ces dispositifs invitent les consommateurs, via de nouveaux outils plus dynamiques et les réseaux sociaux, à une démarche citoyenne et volontaire pour modérer leur consommation d'électricité aux heures de pointe en hiver. Ainsi, la mobilisation des particuliers, collectivités et entreprises contribue à modérer les pointes de consommation et éviter le recours à d'éventuelles mesures plus contraignantes.

Mis en place en 2008, le site internet www.ecowatt-bretagne.fr compte aujourd'hui plus de 45 000 inscrits aux alertes. 7 alertes orange⁸ ont été lancées durant la vague de froid entre le 2 et le 10 février 2012.

En service depuis décembre 2010, le site internet www.ecowatt-provence-azur.fr a reçu jusqu'à 24 000 visites. A ce jour, EcoWatt Provence Azur fédère une communauté de plus de 12 000 EcoW'acteurs. Lors de la vague de froid de février 2012, il y a eu 6 alertes EcoWatt Provence Azur (5 alertes orange et 1 rouge).

De nouveaux dispositifs sont déployés pour favoriser le développement des effacements

Les volumes d'effacement actuels bien qu'en développement restent faibles par rapport aux enjeux de la pointe aujourd'hui. Des dispositifs de marché se mettent en place afin de leur offrir un cadre plus viable.

Ainsi, suite au décret publié fin décembre 2012, RTE mettra en place un mécanisme de capacité qui sera opérationnel pour l'hiver 2016-2017. Par le biais de ce mécanisme, les fournisseurs d'électricité doivent garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de leurs clients, notamment au moment des périodes de pointe de la consommation. Pour cela, ils devront justifier de leur capacité à satisfaire cette consommation de pointe par l'acquisition de « garanties de capacité ». Le fournisseur pourra faire appel à des producteurs d'électricité, qui ont l'obligation de faire certifier la disponibilité de leurs installations, et à des opérateurs d'effacement, qui doivent également faire certifier la capacité d'effacement de consommation qu'ils sont en mesure de garantir.

Afin de faire face à une éventuelle saturation du réseau électrique pouvant entraîner des blackouts, une mesure initiée par le gouvernement est entrée en vigueur le 28 décembre, après la publication d'un arrêté au Journal officiel. L'arrêté introduit le principe d'« interruptibilité », selon lequel RTE peut, en cas de menace grave et imminente sur la sécurité du réseau, avoir recours aux capacités interruptibles de ses clients, en échange d'une rémunération. Concrètement, sur la base du volontariat, les grandes industries électro-intensives s'engagent à interrompre, à la demande de RTE, leur consommation d'électricité dans les cinq secondes suivant la demande, pour une durée de 15 minutes à une heure.

⁸ EcoWatt Bretagne et Provence Azur classent les journées en trois catégories : verte, orange et rouge.

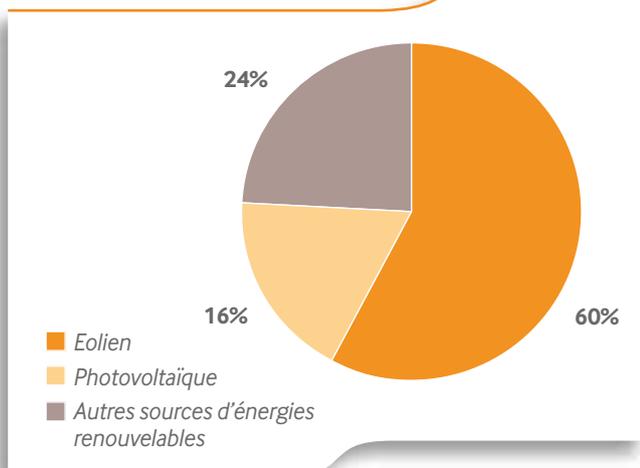


La contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande d'électricité augmente

Les productions éolienne et photovoltaïque continuent d'augmenter

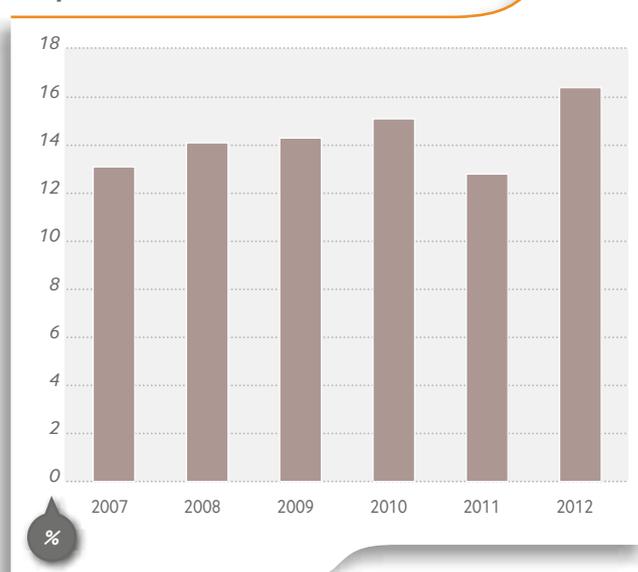
La production issue des sources d'énergies renouvelables hors hydraulique a fortement augmenté en 2012 (+4,7 TWh), tout comme son rôle dans la production totale française. Elle représente 24,8 TWh soit 4,6% de la production française. Plus de la moitié est issue de la production éolienne qui couvre aujourd'hui près de 3% de l'ensemble de la production. La production photovoltaïque est en forte hausse (66,7%) par rapport à 2011 et atteint 4 TWh soit 0,7% de la production totale. La production issue des centrales à combustible renouvelable (déchets ménagers, déchets de papeterie, biomasse et biogaz) augmente de 0,3 TWh et couvre 1,1% de la production.

Répartition des productions d'électricité d'origine renouvelable hors hydraulique



Si on ajoute à cette production celle de l'hydraulique, également plus élevée qu'en 2011, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables atteint 16,4% de la production française en 2012. Cette part de production issue des sources d'énergies renouvelables est la plus élevée des cinq dernières années.

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

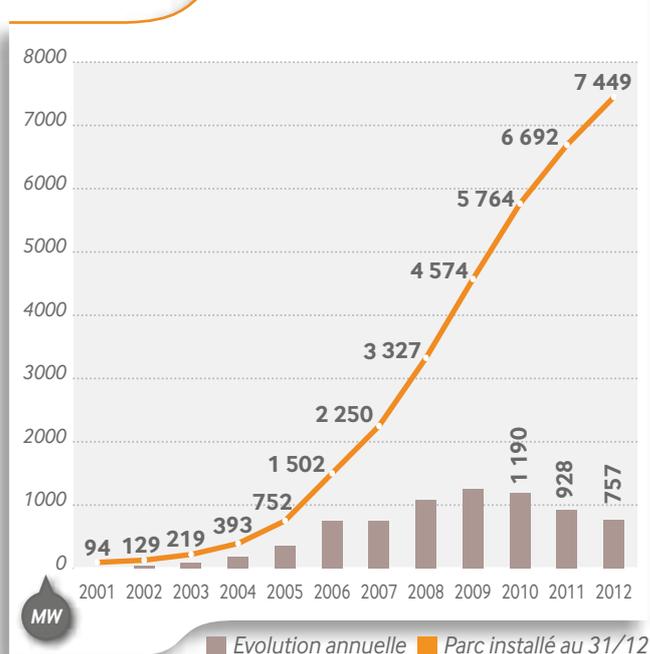


Le développement du parc des énergies renouvelables ralentit

Le parc éolien approche du cap des 7 500 MW

Le parc éolien s'est principalement développé sur les réseaux de distribution, avec 732 MW supplémentaires. Celui raccordé au réseau de transport a légèrement augmenté du fait de la mise en service sur le réseau 63 kV de la centrale éolienne d'Allanches, près de Saint-Flour dans le Cantal. La vitesse de développement

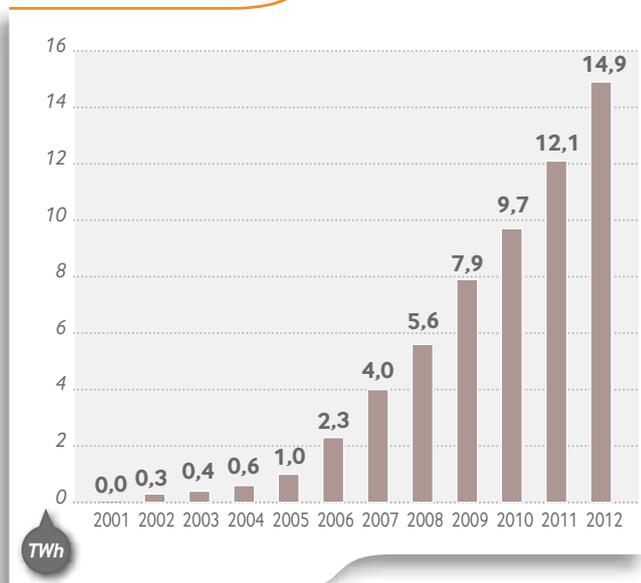
Parc éolien



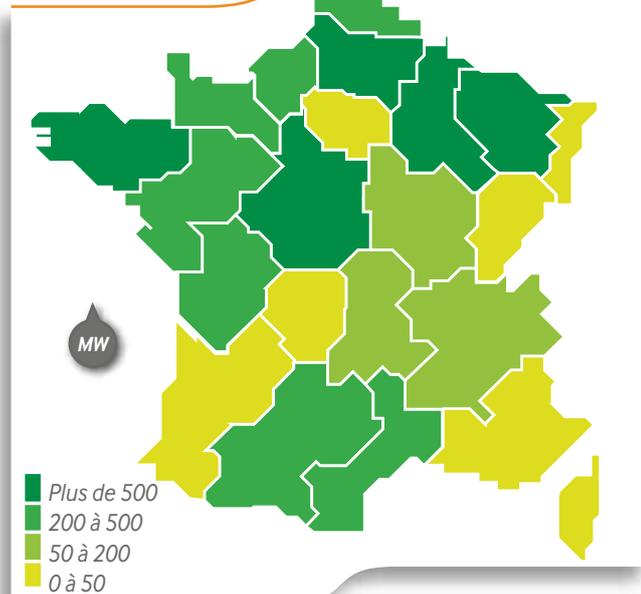
de l'éolien ralentit néanmoins par rapport aux années précédentes. Ce ralentissement peut s'expliquer par les nombreuses évolutions et incertitudes tant réglementaires (Zone de Développement de l'Eolien, permis de construire, ...) qu'économiques (tarif, capacité de financement), et aussi par les recours déposés par les opposants. Le parc de production éolien en exploitation à fin décembre 2012 atteint alors 7 449 MW (valeur provisoire, susceptible d'actualisation).

L'énergie produite par le parc éolien a progressé de 23% par rapport à 2011, pour atteindre 14,9 TWh.

Production éolienne



Puissance installée

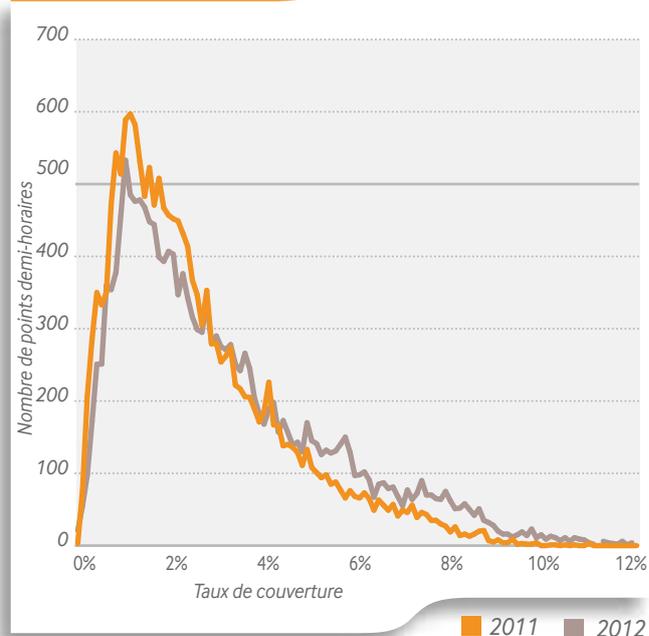


La puissance éolienne installée en France dépasse maintenant les 650 MW dans 5 régions françaises : en Champagne-Ardenne, Picardie, Lorraine, Bretagne et Centre. Plus précisément, la région Champagne-Ardenne dépasse les 1 000 MW et la Picardie s'en rapproche.

En 2012, le pic de production éolienne a été atteint le 27 décembre à 15h30 pour une puissance de 6 176 MW, soit un facteur de charge⁹ de 80,2%. Cette valeur de production n'avait jusqu'ici jamais été atteinte.

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne à fin décembre 2012 est de 3,1% contre 2,5% en 2011. Il a atteint près de 12% le dimanche 15 avril aux alentours de 17h30.

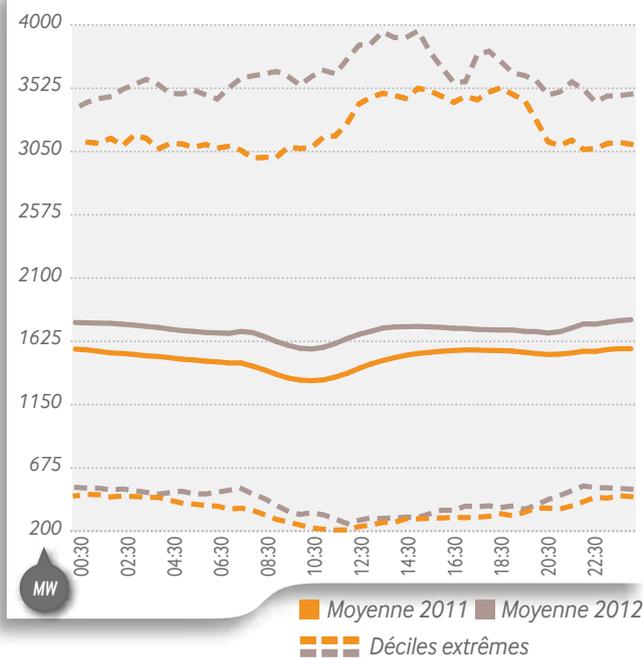
Répartition du taux de couverture de la consommation par la production éolienne



La production éolienne à 19h a été de 1 730 MW en moyenne, pour un taux de couverture moyen de 2,9% en 2012, en progression continue par rapport aux années passées. La production moyenne ne reflète cependant pas la volatilité de la production, durant l'année, pour une heure donnée. On peut par exemple noter que, parmi les productions relevées à 19h, 10% sont inférieures à 440 MW et 10% supérieures à 3 700 MW - comme l'in-

⁹ Le facteur de charge est le 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.

Production éolienne au pas demi-heure



diquent les déciles¹⁰ extrêmes représentés sur le graphe - signe de la variabilité de la production éolienne. A titre de comparaison¹¹, l'Espagne a couvert en moyenne 17,2% de sa consommation par sa production éolienne et le Danemark 29,5%.

Le facteur de charge moyen de l'éolien, en 2012, est de 24,0% pour l'ensemble du parc éolien situé en métropole, il valait 21,7% en 2011. De par sa nature fatale, la production éolienne présente une variabilité, qui se répercute sur sa contribution à l'équilibre offre-demande. Ainsi, le parc éolien a produit à près de 50% de sa capacité pendant 10% de l'année mais à moins de 7% de sa capacité pendant une durée équivalente.

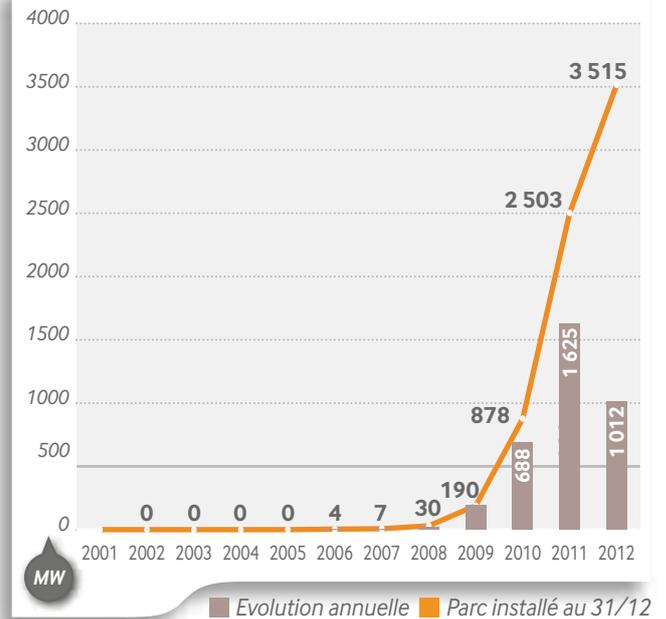
La puissance du parc photovoltaïque a augmenté de 40%

Le parc photovoltaïque continue de croître, mais sur des bases légèrement inférieures à celles de 2011. Avec 1 012 MW supplémentaires par rapport à 2011, il franchit le seuil des 3 500 MW installés à fin décembre 2012 (valeur provisoire, susceptible d'actualisation). Sur le réseau de transport, 9 nouveaux parcs ont été mis en service dont deux raccordés en 225 kV et les autres en Haute Tension. Sur les réseaux de distribution, le parc

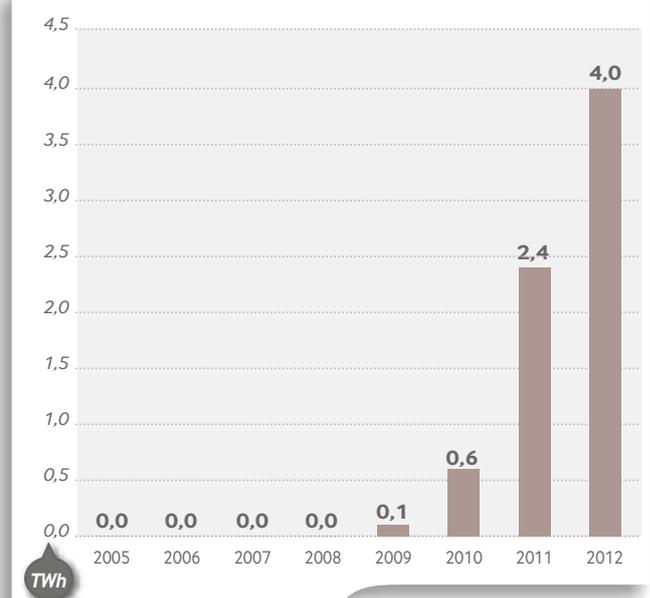
¹⁰ Le premier décile correspond à la valeur qui sépare les données entre les 10% les plus faibles et les 90% les plus fortes. Le dernier décile sépare les 90% des valeurs les plus faibles des 10% les plus fortes.

¹¹ Données ENTSO-E à la date du 31 octobre 2012.

Parc photovoltaïque



Production photovoltaïque

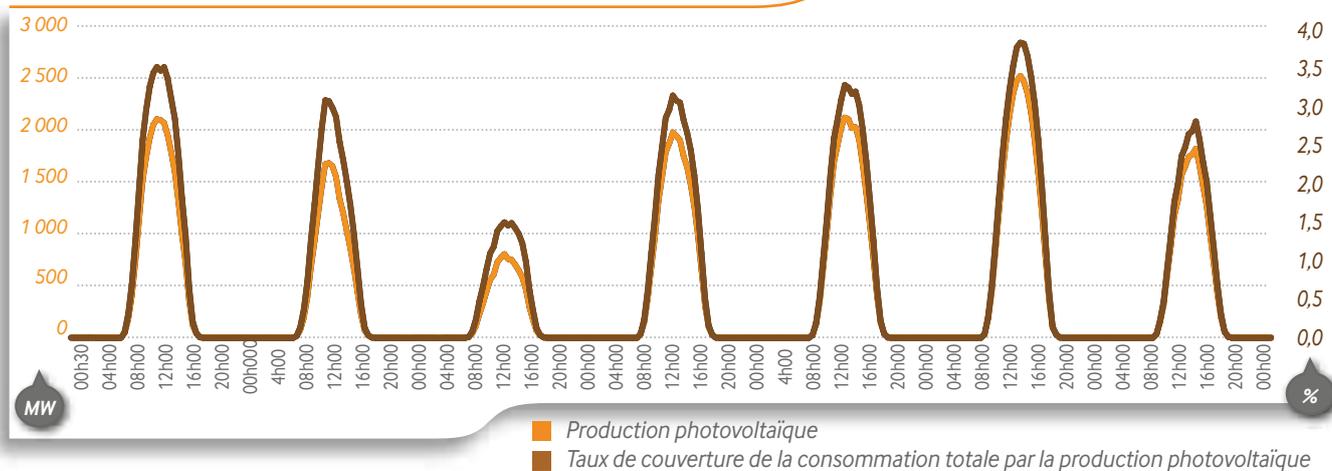


photovoltaïque s'est agrandi de 724 MW.

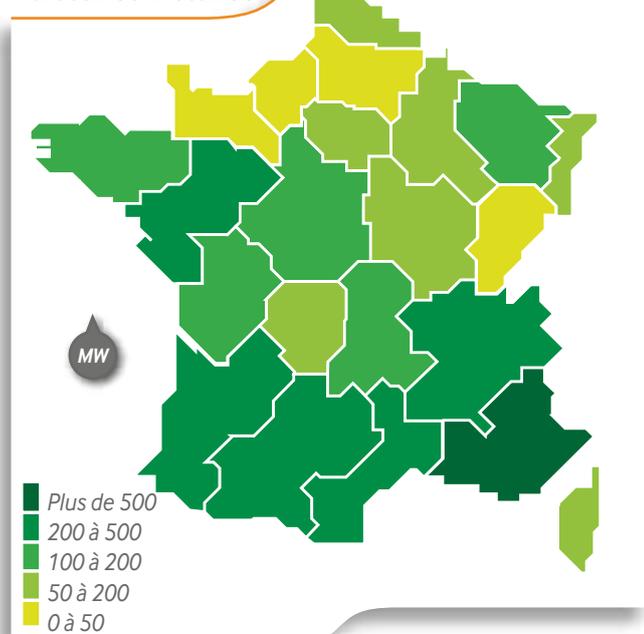
La production photovoltaïque s'élève à 4,0 TWh.

Toutes les régions possèdent maintenant au moins 20 MW de parc photovoltaïque installé. Ce parc dépasse 200 MW dans les régions Rhône-Alpes, Pays-de-la-Loire et Languedoc-Roussillon, et dépasse 400 MW dans les régions Aquitaine, Midi-Pyrénées et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Production photovoltaïque française et son taux de couverture de la consommation sur la semaine du 2 au 8 novembre 2012



Puissance installée



Le taux de couverture moyen de la consommation par la production photovoltaïque à fin décembre 2012 progresse, il est de 0,79% contre 0,55% en 2011. Toutefois, cette valeur ne suffit pas pour traduire une des particularités de la production photovoltaïque, à savoir son profil régulier. En effet, cette production se caractérise par des valeurs nulles la nuit et un pic entre 12h et 14h. Pour exemple, sur une semaine de novembre relativement ensoleillée¹², la production photovoltaïque a participé, en moyenne, à hauteur de 0,7% à la consommation nationale alors qu'elle a assuré entre 1,3% et 3,5% de la consommation, tous les midis de la semaine.

¹² Profil de production photovoltaïque modélisé depuis novembre 2012, à RTE : <http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>.

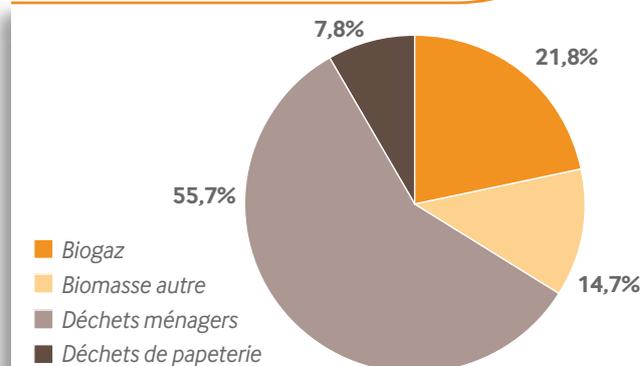
A titre de comparaison, l'Espagne a couvert en moyenne 4,7% de sa consommation par sa production photovoltaïque¹³.

Le facteur de charge moyen de 2012 (13,3%) est légèrement inférieur à celui de 2011, pour le parc photovoltaïque.

Le parc des centrales thermiques à combustible renouvelable poursuit son développement

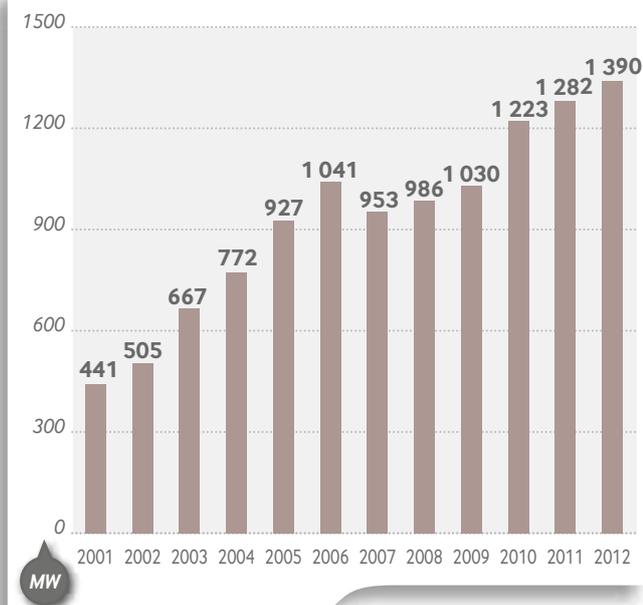
Le parc des centrales thermiques à combustible renouvelable, c'est-à-dire utilisant les déchets ménagers (55,7%), le biogaz, les déchets de papeterie ou la biomasse, a augmenté de 8,4% en 2012, atteignant les 1 390 MW. L'énergie produite est de 5,9 TWh.

Composition du parc des centrales thermiques à combustible renouvelable

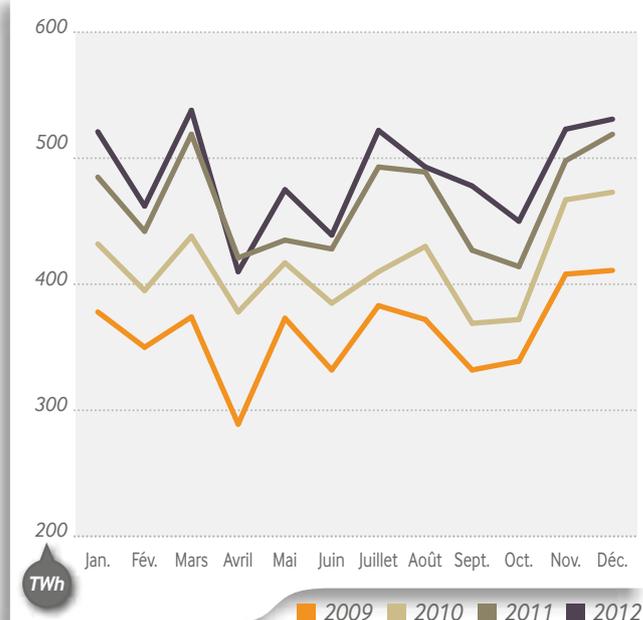


¹³ Données ENTSO-E à la date du 31 octobre 2012.

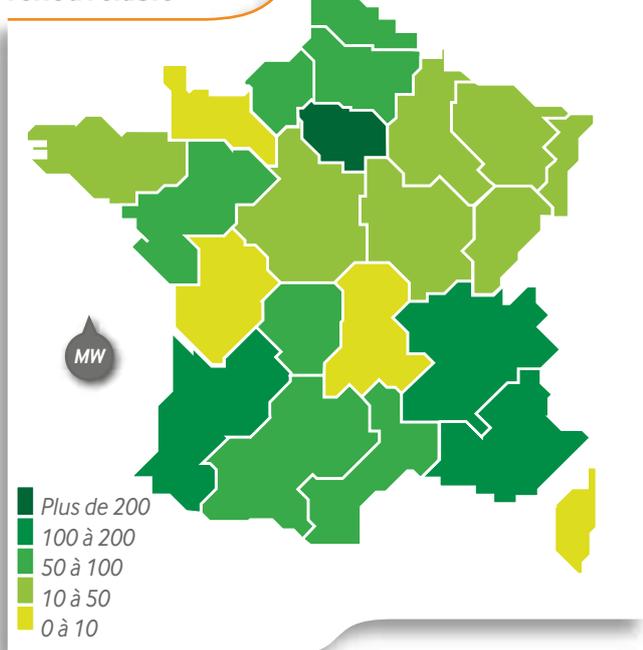
Parc thermique à combustible renouvelable



Production mensuelle thermique renouvelable



Parc thermique renouvelable



D'importants projets de raccordement éolien offshore entrent en file d'attente

3 583 MW de puissance supplémentaire pour le parc éolien raccordé au réseau de transport, dont 2 127 MW offshore, sont rentrés en file d'attente à fin 2012. Cela représente 24 projets entrés en file d'attente de raccordement au sens de la procédure de raccordement de RTE, c'est-à-dire qui ont signé avec RTE une « proposition d'entrée en file d'attente » (suite à une étude approfondie de raccordement) ou une « proposition technique et financière ». Plus précisément, 18 projets concernent l'éolien terrestre et 6 l'offshore, ces derniers incluant ceux retenus dans le cadre de l'appel d'offres lancé en 2011. Quatre autres projets pour le parc photovoltaïque, représentant 333 MW de puissance à raccorder au réseau de transport, sont en file d'attente.

Les capacités installées dépassent 100 MW dans les régions Aquitaine, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Rhône-Alpes et Ile-de-France, cette dernière possédant près de 300 MW.

Le graphe suivant montre que la production d'électricité des centrales thermiques à combustible renouvelable est relativement stable, sur l'année.

Concernant les projets en préparation à la date du 31 décembre 2012, ils sont au nombre de neuf. Il s'agit de projets de raccordement en discussion, c'est-à-dire de projets qui ont fait l'objet d'une demande d'étude approfondie ou d'une proposition technique et financière en cours d'étude par RTE, ou des projets pour lesquels la proposition technique et financière de raccordement n'a pas encore été acceptée par le producteur. Deux projets concernent le parc éolien et représentent 110 MW au total. Les sept autres permettraient de développer le parc photovoltaïque de 198 MW.

Etat des raccordements au réseau de transport	Puissance installée au 31/12/12	Projets en file d'attente		Projets en préparation	
		Nombre	Puissance cumulée	Nombre	Puissance cumulée
Eolien terrestre	386 MW	18	1 456 MW	2	110 MW
Eolien offshore	0 MW	6	2 127 MW	0	0 MW
Photovoltaïque	312 MW	4	333 MW	7	198 MW

Les régions s'organisent pour le développement des énergies renouvelables

En 2007, sur la base de prévisions de développement de la production éolienne fournies par le SER (Syndicat des Energies Renouvelables), RTE a initié une démarche afin de déterminer les investissements qui seraient nécessaires pour accueillir les volumes d'électricité renouvelable estimés à l'horizon 2020. Cette étude avait permis d'estimer à environ 1 milliard d'euros le budget global à consacrer aux travaux sur le réseau de transport entre 2007 et 2020, et de localiser les zones sur lesquelles ces renforcements étaient prioritaires. Sur la base de ces travaux, RTE a pu commencer, dès 2008, à proposer des développements de réseau, mutualisant les besoins d'accroissement de capacité d'accueil en production aux autres besoins identifiés. Fin 2011, une trentaine de projets étaient engagés sur le réseau public de transport correspondant à la création de plus de 4 000 MW de capacité d'accueil de production.

Éléments essentiels de la territorialisation issus du Grenelle de l'Environnement, les Schémas Régionaux Climat, Air, Énergie (SRCAE) déclinent régionalement les objectifs environnementaux définis aux niveaux européen et national. Plus encore, ces schémas s'inscrivent dans une démarche innovante de coproduction du diagnostic régional : le préfet de région et le président du conseil régional élaborent conjointement le projet de schéma, en association avec les collectivités locales, leurs groupements, ainsi que le public via une démarche de consultation.

Au travers de l'action de ses unités régionales, RTE participe directement aux comités techniques chargés de l'élaboration des SRCAE. A fin 2012, 12 régions ont publié leur SRCAE : Bourgogne, Centre, Alsace, Champagne-Ardenne, Midi-Pyrénées, Picardie, Auvergne, Aquitaine, Nord-Pas-de-Calais, Franche-Comté, Ile de France, Lorraine ; les autres régions, excepté Pays-de-Loire, ont mis leur projet en consultation avant fin 2012.

La loi prévoit que RTE élabore, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution et après avis des autorités concédantes, un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). Ce schéma doit fournir les solutions techniques associées à des coûts prévisionnels et des réservations de capacité d'accueil pour 10 ans, afin de donner aux projets de production renouvelable, qui s'inscriront dans le SRCAE une visibilité sur leurs conditions d'accès au réseau à l'horizon 2020.

En 2012 RTE a élaboré les S3REnR pour les régions Alsace, Bourgogne, Champagne-Ardenne et Picardie. Ces schémas ont été approuvés par les préfets de région concernés en fin d'année.



Les productions d'électricité nucléaire et thermique sont en léger recul

La production française totale diminue légèrement

La production totale sur le territoire national diminue de 0,3% par rapport à celle de l'année précédente et s'établit à 541,4 TWh. La répartition en 2012 de la production entre les différentes filières se distingue nettement de celle de 2011.

Bilan énergétique France	2012 (TWh)	2011 (TWh)	Variation 2012/2011	Part dans la production 2012	Emissions de CO ₂ 2012 (millions de tonnes)
Production nette	541,4	543,0	-0,3%	100%	29,5
Nucléaire	404,9	421,1	-3,8%	74,8%	0,0
Thermique à combustible fossile	47,9	51,5	-7,0%	8,8%	26,4
<i>dont charbon</i>	18,1	13,4	35,1%	3,3%	17,4
<i>fioul</i>	6,6	7,6	-13,2%	1,2%	2,3
<i>gaz</i>	23,2	30,5	-23,7%	4,3%	6,7
Hydraulique	63,8	50,3	26,8%	11,8%	0,0
Eolien	14,9	12,1	23,1%	2,8%	0,0
Photovoltaïque	4,0	2,4	66,7%	0,7%	0,0
Autres sources d'énergies renouvelables	5,9	5,6	5,4%	1,1%	3,1

L'hydraulicité revient à la normale et la production nucléaire fléchit

La production des centrales nucléaires baisse fortement, à savoir de 16,2 TWh, dû à un taux de disponibilité du parc nucléaire moindre sur l'année 2012 par rapport à 2011. Cela s'explique principalement par des prolongations des arrêts pour maintenance durant l'été.

Contrairement à l'année précédente, qui avait été la plus sèche des cinquante dernières années selon Météo France, 2012 n'a pas été marquée par un déficit de précipitations, ce qui a permis de mieux utiliser le parc hydraulique. La production des centrales hydrauliques augmente ainsi de 26,8% entre 2011 et 2012. Malgré cela, sa part dans la production totale française est au niveau de la moyenne des dix dernières années.

La production des centrales thermiques à combustible fossile diminue de 7,0%. Cette baisse est le fruit de la baisse de production des centrales thermiques à gaz, atténuée par la hausse de la production des centrales thermiques au charbon. Ces centrales, qui assurent notamment le rôle de bouclage de l'équilibre offre-demande, ont été appelées pour répondre à la consommation lors de la vague de froid. Le charbon a été préféré au gaz du fait de l'évolution, durant l'année, du prix des combustibles fossiles et du CO₂. Le prix du charbon connaît en effet une tendance à la baisse. Celle-ci

s'explique par un approvisionnement mondial abondant de charbon, compte tenu de la baisse de la demande globale mondiale de ce combustible liée au développement et à l'utilisation du gaz de schiste aux Etats-Unis.

Les émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité française ont augmenté

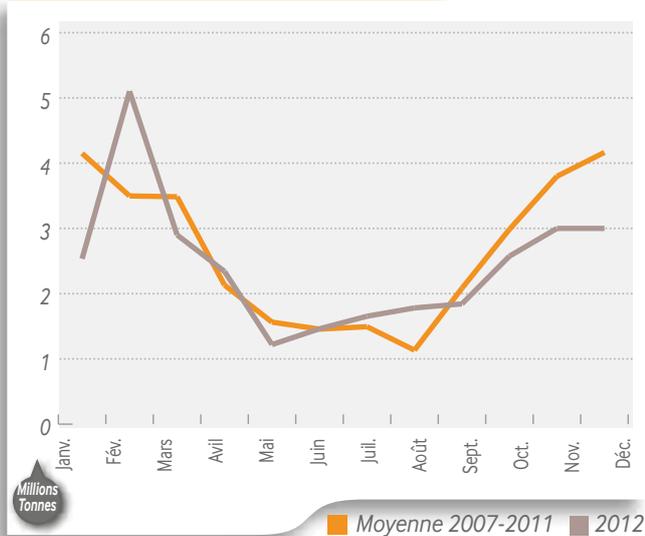
En raison de l'importante vague de froid de février et d'une plus grande utilisation du charbon en 2012 par rapport à 2011, une plus forte émission de CO₂ a été enregistrée sur l'année.

Sans prise en compte de l'autoconsommation¹⁴, la quantité estimée de CO₂, à fin décembre 2012, est en hausse de 7,3% par rapport à fin 2011, avec un total de 29,5 millions de tonnes. Les émissions de CO₂ dues à l'autoconsommation sont comptabilisées dans le bilan des sites industriels en question. La prise en compte de ces émissions ajoute 5,2 millions de tonnes aux émissions produites.

Sur les cinq dernières années, ces émissions de CO₂ sont quatre fois plus importantes en hiver qu'en été en raison de l'utilisation des centrales thermiques à combustible fossile en hiver pour faire face à des niveaux de consommation plus importants.

¹⁴ L'autoconsommation correspond à l'énergie produite sur un site industriel et consommée sur ce même site.

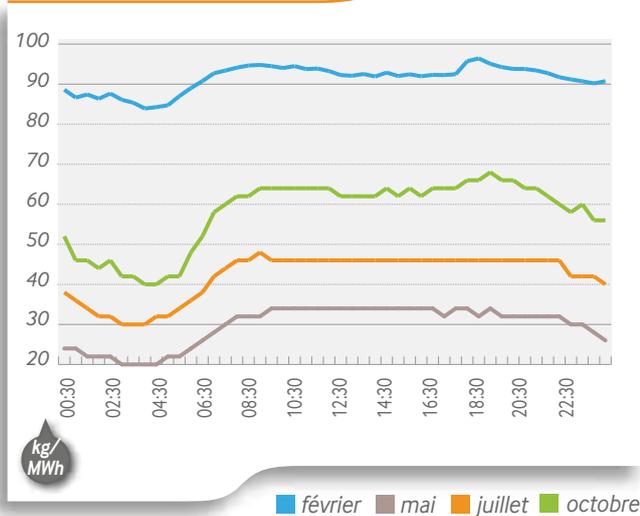
Emissions de CO₂ mensuelles sans prise en compte de l'autoconsommation



Ces émissions de CO₂ varient également au cours d'une journée. Quel que soit le mois de l'année, elles sont plus faibles la nuit, au moment où la consommation est la plus basse. Elles présentent, les mois d'hiver, des maxima autour de 19h, tout comme la consommation.

Ramenés au volume de production, les taux d'émissions de CO₂ par MWh sont plus faibles la nuit et présentent un palier haut entre 9h et 21h. Ils sont jusqu'à près de quatre fois plus élevés en février qu'en mai. Ces moyennes ne reflètent pas la disparité observée au sein de chaque mois des taux d'émission de CO₂ qui peuvent varier d'un

Courbes journalières moyennes par mois des taux d'émission de CO₂ en 2012



facteur d'ordre de 3 à 4 : en février 2012 par exemple, le taux d'émission de CO₂ a fluctué entre 41 kg/MWh et 137 kg/MWh pour une moyenne de 91 kg/MWh.

Le parc installé augmente légèrement

La puissance installée du parc de production en France a augmenté globalement de près de 1 865 MW à fin 2012 par rapport à 2011 dont 1 729 MW sur le réseau de distribution, portés par le développement du photovoltaïque et de l'éolien.

La puissance du parc nucléaire ne subit pas de modification en 2012. Elle est de 63 130 MW. Son utilisation permet d'assurer la consommation électrique de base.

La puissance du parc thermique classique est globalement stable.

Les centrales thermiques à combustible fossile ont une puissance installée de 27,8 GW soit 22% de la puissance du parc national. Leur mode de fonctionnement est particulier car elles viennent pour l'essentiel compléter les productions nucléaire et hydraulique, et jouent ainsi un rôle de terme de bouclage. Leur charge subit des variations importantes au sein d'une journée et de l'année afin d'accompagner les variations de la demande. La durée de fonctionnement en heures équivalent pleine puissance s'élève à environ 2 300 heures pour les moyens au charbon ou à gaz. La baisse de la puissance installée fioul concomitante avec la hausse du parc thermique gaz s'explique par :

Puissance installée au 31/12/2012	Ensemble France		
	Puissance (MW)	Evolution (%) par rapport au 31/12/2011	Evolution (MW)
Nucléaire	63 130	0,0%	0
Thermique à combustible fossile	27 808	0,0%	-5
<i>dont charbon</i>	7 914	-0,4%	-29
<i>fioul</i>	9 374	-9,3%	-957
<i>gaz</i>	10 520	+10,3%	+981
Hydraulique	25 388	0,0%	-6
Eolien	7 449	+11,3%	+757
Photovoltaïque	3 515	+40,4%	+1 012
Autres sources d'énergies renouvelables	1 390	+8,4%	+108
Total	128 680	+1,5%	+1 865

> Le raccordement de trois cycles combinés gaz pour une puissance de 1 204 MW, sur les sites de Martigues près de Marseille et de la Croix de Metz à Toul.

> L'arrêt de centrales thermiques classiques, raccordées sur le réseau de transport, utilisant du fioul ou du gaz naturel, arrêts qui ont induit une baisse de 1 338 MW de la puissance installée.

La baisse de la puissance installée des centrales thermiques classiques est notamment due à la diminution du nombre de centrales de cogénération, en raison de l'arrivée à terme de contrats commerciaux à obligation d'achat, signés il y a une douzaine d'années. En particulier sur le réseau de transport, on constate l'arrêt de centrales de cogénération¹⁵ représentant une perte de puissance de 410 MW, ce qui amène à une puissance installée pour le parc de cogénération de 3 451 MW.

Le parc hydraulique demeure un contributeur essentiel à l'ajustement de l'offre à la demande

Le parc peut se décomposer en deux catégories : les centrales dites « au fil de l'eau » qui tournent en continu, et dont la capacité du réservoir amont est très réduite et ne permet pratiquement pas de stockage, et les autres types de centrales, qui disposent d'un réservoir amont suffisant pour stocker l'eau sur des cycles journaliers, hebdomadaires ou saisonniers. La part du parc hydraulique « fil de l'eau » représente 30% de l'ensemble du parc hydraulique et couvre 52% de la production totale en 2012, les 70% restants permettent de suivre les variations de la demande.

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompes (STEP) contribuent au lissage de la courbe de consommation. Les STEP sont des installations hydroélectriques qui puisent, aux heures creuses, de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude). L'eau est ensuite turbinée aux heures pleines pour produire de l'électricité. De telles centrales contribuent ainsi à pallier l'intermittence de la production électrique des secteurs éolien et solaire, et favorisent donc le développement de ces énergies, grâce à leur capacité de stockage. En France, les six principales centrales (La Coche, Le Cheylas, Super-Bissorte, Grand Maison, Montezic et Revin) représentent une puissance maximale cumulée en turbinage de 4 173 MW.

Ainsi, le parc hydraulique permet de modérer la variabilité infra journalière de la consommation. Pour illustration, 52,6% des volumes des offres activées dans le cadre du mécanisme d'ajustement concernent la filière hydraulique.

¹⁵ La cogénération est une technique qui permet de produire aussi bien de la chaleur que de l'électricité. Ces installations fonctionnent généralement au gaz, et plus marginalement au charbon ou au fioul.

Par ailleurs, les installations hydrauliques des réseaux de distribution sont marquées par l'arrivée à échéance (octobre 2012) des contrats en obligation d'achat, signés en 1997. Dans la mesure où le renouvellement de contrats en obligation d'achat n'est pas assuré, cette partie du parc hydraulique est amenée à évoluer.

Le réseau de transport concilie des bilans énergétiques régionaux contrastés

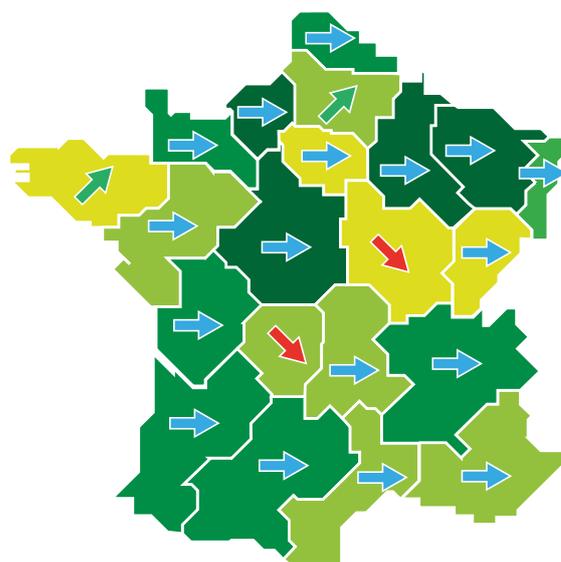
La carte met en regard les volumes de production et de consommation d'électricité dans chacune des régions françaises, pour l'année 2011. Comme les moyens de production sont rarement situés dans les zones géographiques où la consommation est la plus forte, il ressort une grande disparité entre les régions quant à leur aptitude à couvrir tout ou une partie de leur consommation par une production réputée « locale ». Certaines régions – Bourgogne, Bretagne, Franche-Comté, Ile de France - affichent une consommation de cinq fois supérieure à leur production alors que d'autres produisent deux fois plus que leur consommation – Centre, Lorraine, Champagne-Ardenne, Haute-Normandie.

Ainsi, l'interdépendance énergétique des régions montre que l'équilibre offre-demande global tout comme la sécurité et la sûreté du système électrique reposent sur une mutualisation des moyens de production associée à un réseau de transport maillé en conséquence.

Les différences dans l'évolution 2006-2011 de la consommation électrique d'une région à l'autre s'expliquent essentiellement par des raisons démographiques et des modifications du parc de production de la région. La plupart des régions se trouvent dans une situation équivalente comparée à celle de 2006. En Picardie, le déficit de production se réduit, tout comme la Bretagne, qui reste néanmoins dans une situation préoccupante, avec une couverture de sa consommation par sa production égale à 11% (6% en 2006). En revanche, dans les régions Bourgogne et Limousin, le déficit de production s'accroît encore.

Ces chiffres basés sur des énergies annuelles ne rendent compte que partiellement de l'ampleur des solidarités interrégionales en puissance qui ont lieu à chaque instant. Le réseau de transport permet cette mutualisation.

Rapport production/consommation par région en 2011



- Production supérieure au double de la consommation
- Production comprise entre 120% et 200% de la consommation
- Production équivalente à la consommation
- Production entre 20% et 100% de la consommation
- Production inférieure à 20% de la consommation

Evolution du rapport P/C 2006/2011

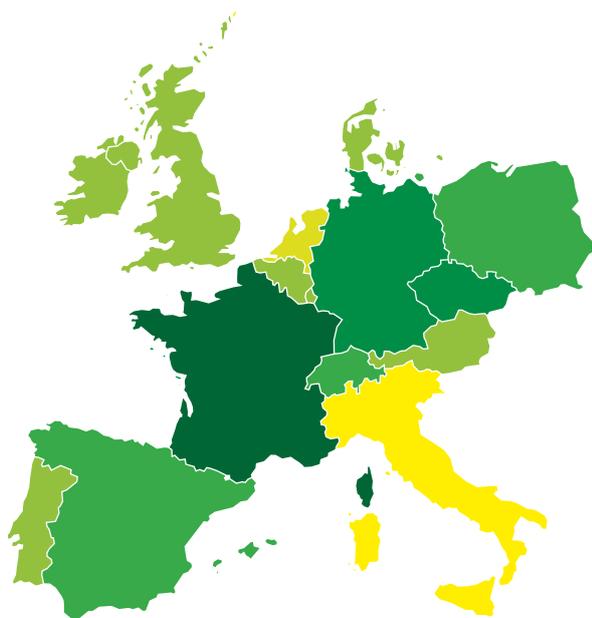
- en hausse ↗
- stable →
- en baisse ↘



Le solde exportateur diminue et la structure des échanges évolue

La France est le pays le plus exportateur¹⁶ de l'ouest de l'Europe

Solde des échanges physiques des pays de l'ouest de l'Europe de janvier à septembre 2012



Solde exportateur (S)

- $S < -20 \text{ TWh}$
- $-20 \text{ TWh} \leq S < -10 \text{ TWh}$
- $-10 \text{ TWh} \leq S < 0 \text{ TWh}$
- $0 \text{ TWh} \leq S < 10 \text{ TWh}$
- $10 \text{ TWh} \leq S < 20 \text{ TWh}$
- $S \geq 20 \text{ TWh}$

source ENTSO-E

16 Le solde des échanges physiques est calculé par différence entre l'énergie exportée et l'énergie importée aux frontières entre le réseau français et les pays frontaliers. Une valeur positive indique un solde exportateur, une valeur négative indique un solde importateur.

Le solde exportateur des échanges physiques diffère de celui des transactions contractualisées. L'essentiel de la différence s'explique par le fait que le solde exportateur des échanges physiques intègre en plus de celui des échanges contractualisés :

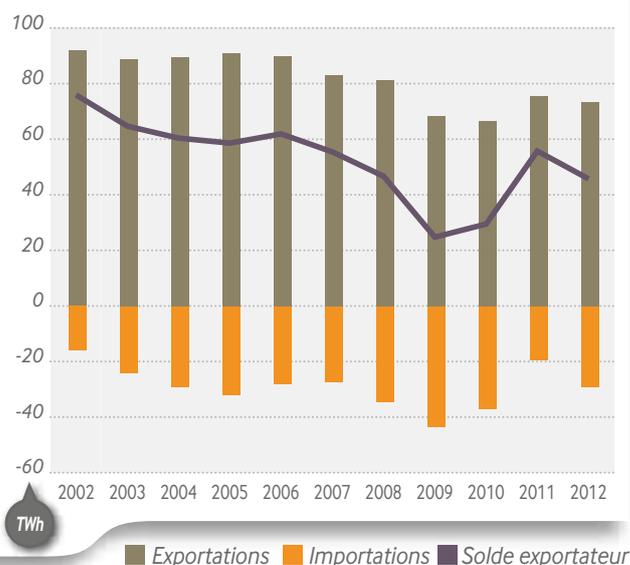
- Des exportations sur les autres lignes frontalières ; ces dernières alimentent Jersey, Andorre et des industriels étrangers.
- Des importations réalisées sur des réseaux de distribution (EDF-SEI pour la Corse + Entreprises Locales de Distribution).
- Des droits d'eau pour les centrales hydroélectriques à participation française situées aux frontières (Chatelot, Chancy-Pougny, Vallorcine, La Bathiaz).

En effet, les règles internationales en vigueur imposent de comptabiliser dans la production de chaque pays la part de production lui revenant selon le taux de sa participation ; à titre d'exemple, la production de la centrale de Chatelot, injectée en totalité sur le réseau français, est comptabilisée à hauteur de 50% dans la production en France.

Une autre cause d'écarts vient du fait que les échanges contractuels avec l'Espagne et le bloc Europe continentale, incluent des rattrapages des écarts relatifs aux pertes en ligne et des rattrapages des écarts de réglage.

Le bilan global de janvier à septembre 2012 des échanges physiques à l'ouest de l'Europe est équilibré (-0,2 TWh), avec des importations principalement en provenance de Scandinavie (18,9 TWh) compensées par des exportations vers l'est de l'Europe (15,0 TWh) et le Maroc (3,7 TWh). La France reste le pays le plus exportateur (45,2 TWh) et l'Italie le pays le plus importateur (-34,8 TWh).

Echanges contractuels annuels



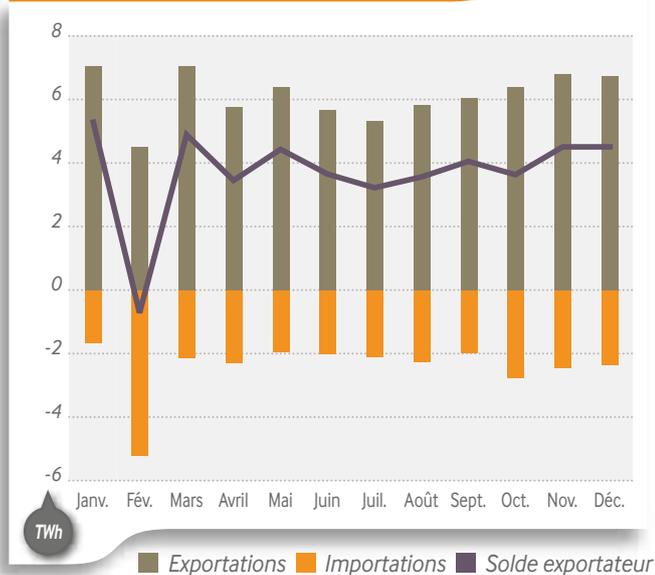
Cette configuration des bilans par pays est en très grande majorité stable par rapport à 2011. On note toutefois le changement de situation de la Suisse dont le solde des échanges physiques devient exportateur depuis mai 2012. On observe ainsi une diagonale de pays exportateurs allant de la Pologne à l'Espagne, en passant par la France, l'Allemagne, la République Tchèque et la Suisse.

Le solde des échanges contractuels présente un léger retrait

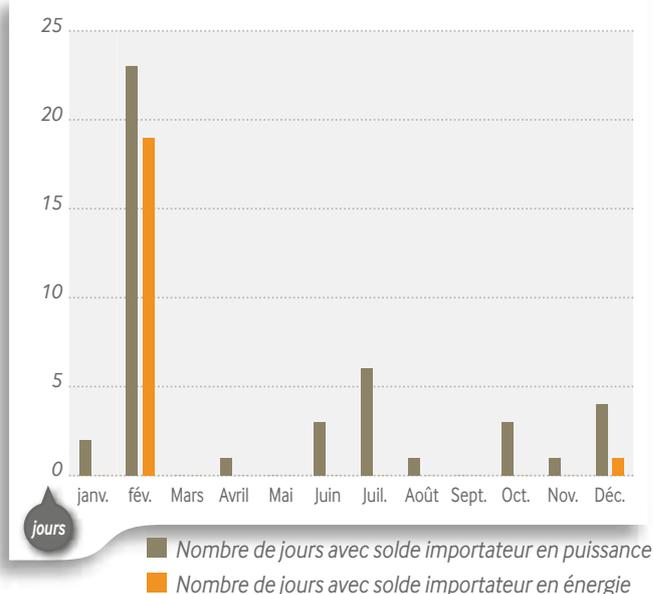
En baisse par rapport à 2011, la France conserve un solde exportateur global positif de 44,2 TWh, avec 73,5 TWh d'exportations et 29,3 TWh d'importations contractuelles malgré une disponibilité nucléaire en net retrait et une vague de froid importante en février.

Le solde mensuel des échanges a été exportateur sur l'ensemble des mois, sauf en février (solde importateur de 0,7 TWh) en lien avec la forte demande pendant la vague de froid.

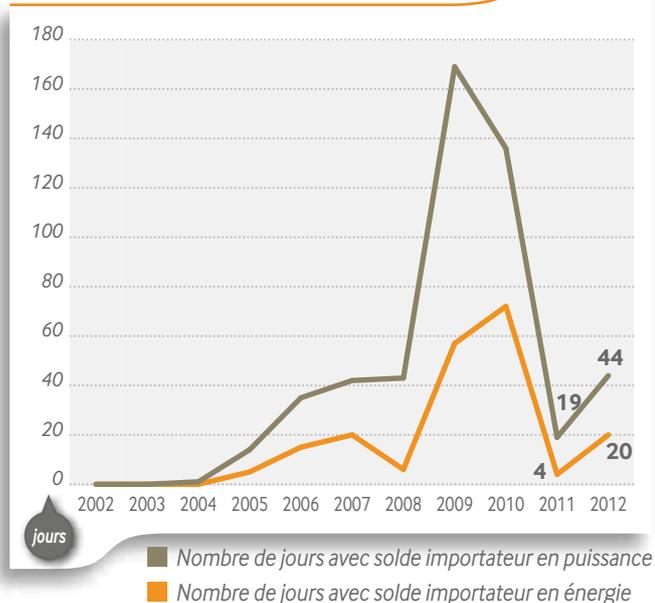
Echanges contractuels mensuels



Nombre de jours avec solde des échanges contractuels importateur par mois



Nombre de jours avec solde des échanges contractuels importateur



Les situations de solde importateur ont été plus fréquentes en 2012 qu'en 2011, avec 20 journées d'importations nettes contre 4 en 2011, en raison de la vague de froid. Il n'atteint cependant pas les valeurs observées en 2009 et 2010. Le nombre de jours présentant au moins un point horaire avec un solde des échanges contractuels importateur augmente également et passe de 19 en 2011 à 44 en 2012.

La majorité des journées présentant au moins un point horaire avec un solde des échanges contractuels impor-

tateur, ainsi que la majorité des journées d'importations en énergie, se trouve en février pendant la vague de froid.

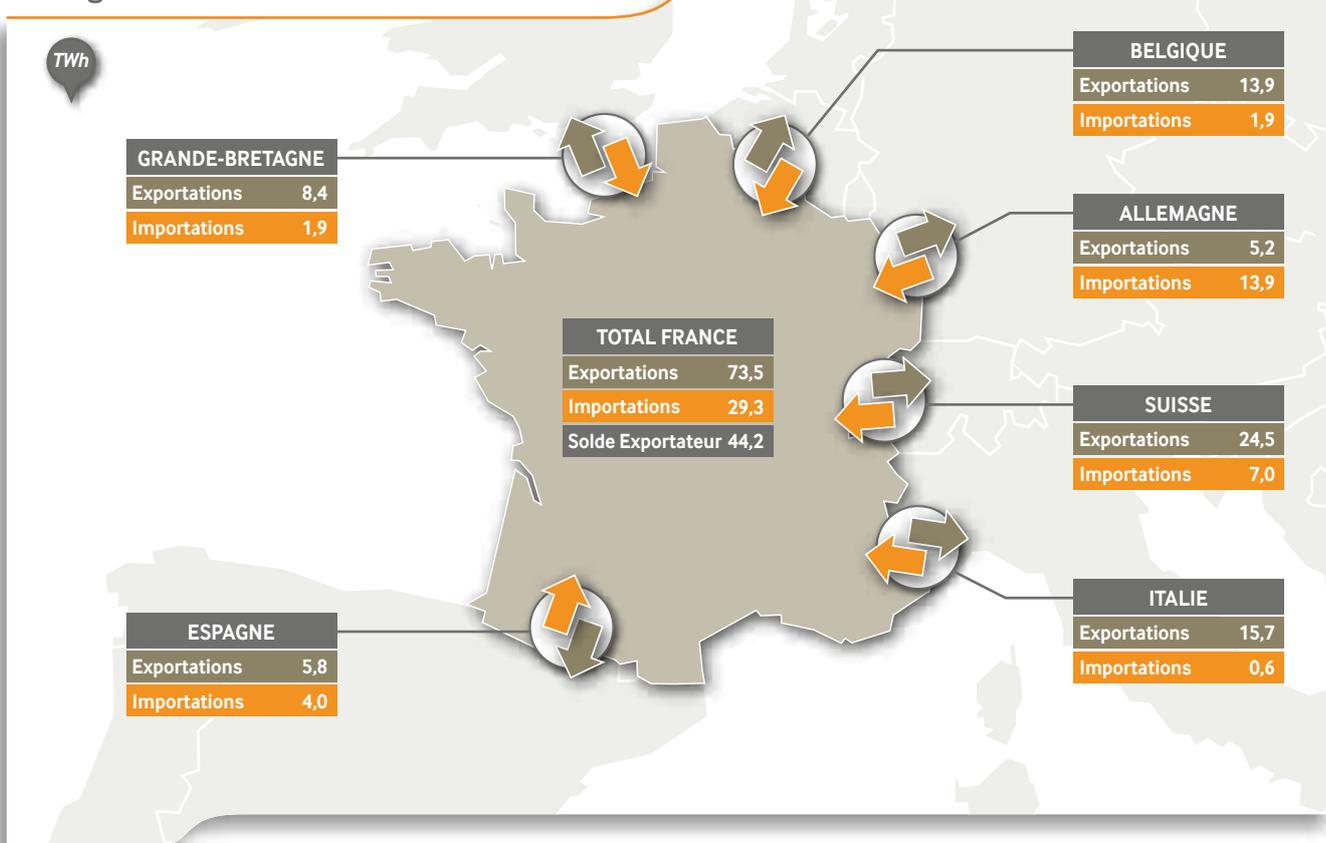
Contrairement à l'année 2011 où la France était majoritairement exportatrice vers tous les pays, elle devient majoritairement importatrice depuis l'Allemagne sur l'année 2012.

Le taux global de convergence des marchés de la zone CWE¹⁷ est en baisse

Un des objectifs de ces échanges entre pays est d'optimiser à la maille du continent l'ensemble des moyens de production disponibles. Un bon indicateur de cette bonne optimisation est la convergence des prix entre les différents pays qui démontre la bonne utilisation des moyens de production les moins chers (et les moins polluants) à l'échelle de l'Europe. Depuis 10 ans, les Gestionnaires de Réseau européens ont développé et mis en place les mécanismes permettant de conduire ces échanges et ainsi parvenir à cette optimisation. Toutefois, les possibilités d'échanges avec nos voisins restent limitées par la capacité de nos lignes d'interconnexion. En 2012, le taux global de convergence des prix de marchés de la zone CWE est en forte baisse par rapport à 2011.

17 Central West Europe, zone constitué de la France, de l'Allemagne, de la Belgique, des Pays-Bas et du Luxembourg.

Échanges contractuels transfrontaliers en 2012

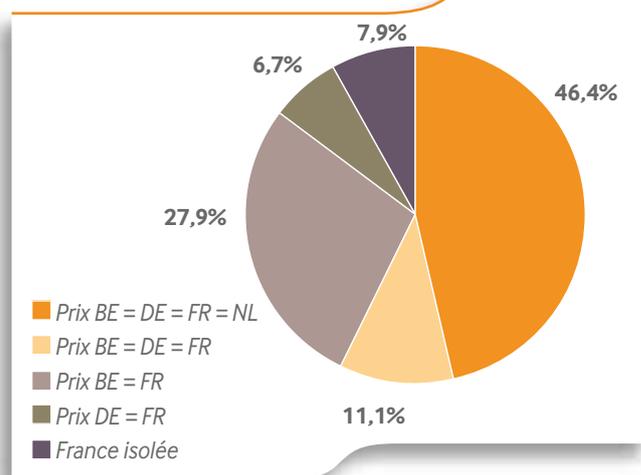


Ces divergences de prix apparaissent notamment lors des épisodes de froid en France et des pics de production renouvelable en Allemagne. Elles révèlent ainsi les difficultés du réseau paneuropéen à optimiser l'ensemble de ses moyens de production, notamment pendant les périodes où cette optimisation est la plus cruciale (lorsqu'il fait froid en France où lorsqu'il y a beaucoup de vent en Allemagne). En février, durant la vague de froid, les prix spot français ont atteint un maximum de 1 939 €/MWh enregistré entre 10h et 11h le 9 février, ce qui reflète les tensions rencontrées sur l'équilibre offre-demande.

Une nouveauté apparaît en 2012 avec les Pays-Bas dont les prix divergent relativement fréquemment. Cela s'explique certainement par la fermeté du prix du gaz par rapport au charbon qui impacte fortement le mix énergétique néerlandais, ainsi que par la réduction des capacités d'échanges entre l'Allemagne et les Pays-Bas lors des forts épisodes de vent en Allemagne.

En fin d'année pendant les fêtes de Noël, les marchés d'électricité ont été impactés par la conjonction d'une demande faible et d'une production trop abondante.

Convergence des prix de la zone CWE

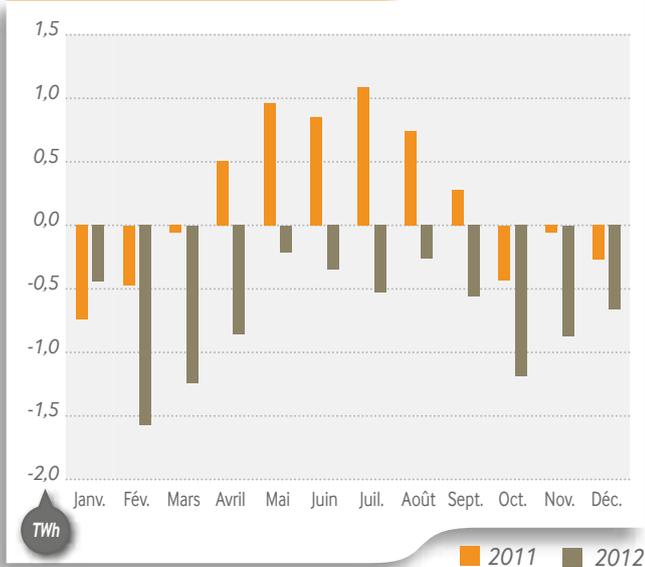


Les prix se sont alors effondrés et ont même été négatifs durant 33 heures en Allemagne et 5 heures en France. Le prix minimal de l'électricité en France a été enregistré durant cette période le 25 décembre entre 7h et 8h à -50 €/MWh.

Les importations depuis l'Allemagne ont augmenté

L'année 2012 a montré une augmentation des importations depuis l'Allemagne. Pour la première fois, tous les mois de l'année présentent un bilan importateur moyen net vis-à-vis de l'Allemagne.

Solde exportateur des échanges mensuels avec l'Allemagne



Cette situation a été possible malgré l'arrêt des sept centrales nucléaires allemandes en mars 2011, entraînant une baisse de production de 30,5 TWh entre 2010 et 2012. Des marges ont été trouvées ailleurs, la production de photovoltaïque a considérablement augmenté (27,8 TWh¹⁸ en 2012 contre 11,7 TWh en 2010). La production charbonnée allemande est devenue compétitive suite à la chute du prix du charbon concomitante avec la hausse du prix du gaz et à la faiblesse du prix du CO₂. La crise économique et l'importance de la demande française en février sont également des facteurs explicatifs de l'augmentation des importations allemandes.

La tendance à la baisse du prix du charbon s'explique par un approvisionnement mondial abondant compte tenu du développement et de l'utilisation de gaz de schiste aux Etats-Unis.

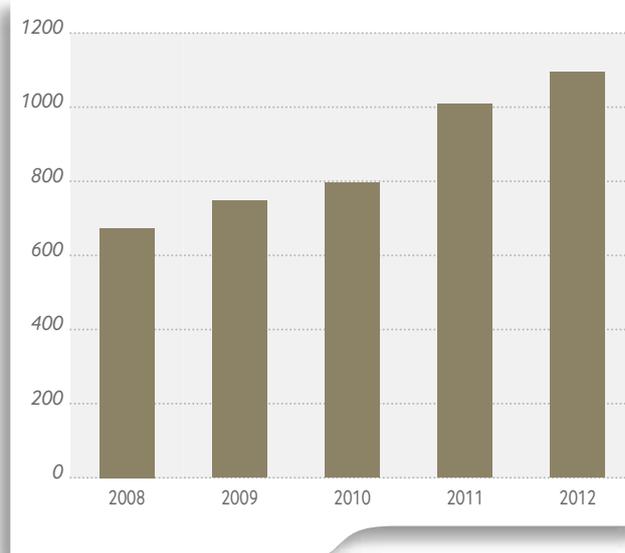
La hausse du prix du gaz en Europe suit quant à elle la progression du prix du pétrole.

18 Source EEX : <http://www.eex.com>

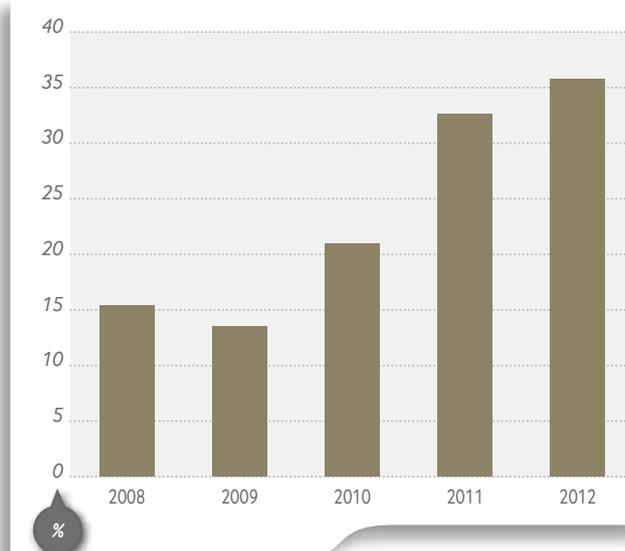
De plus, le nombre de changements de sens des flux d'un pas horaire à l'autre est en constante progression depuis quelques années. Il passe de 673 en 2008 à 1094 en 2012. Cette évolution est liée au développement de la production intermittente et notamment de l'éolien et du photovoltaïque, et met en évidence le rôle essentiel des interconnexions pour l'optimisation et la bonne intégration de ce type de production en Europe.

En outre, les interconnexions entre la France et l'Allemagne sont de plus en plus souvent saturées, ce qui traduit le besoin de développer les capacités d'interconnexion.

Nombre de changements de sens des flux France/Allemagne



Pourcentage d'heures pour lesquelles l'interconnexion France/Allemagne est saturée



Les exportations vers la Belgique et la Grande-Bretagne ont progressé

Excepté en janvier et février en raison de la vague de froid, les exportations vers la Belgique ont nettement progressé par rapport à l'année précédente.

Solde exportateur des échanges mensuels avec la Belgique



Les écarts de prix entre la France et la Belgique se sont creusés avec la réduction de la disponibilité du parc nucléaire belge : 2 tranches nucléaires ont été mises à l'arrêt et n'ont toujours pas redémarré.

Le profil des échanges avec la Suisse a sensiblement évolué cette année comparativement à 2011. Il se caractérise en 2012 par des fortes variations mensuelles et une baisse globale des exportations vers la Suisse, même si le solde net global reste exportateur.

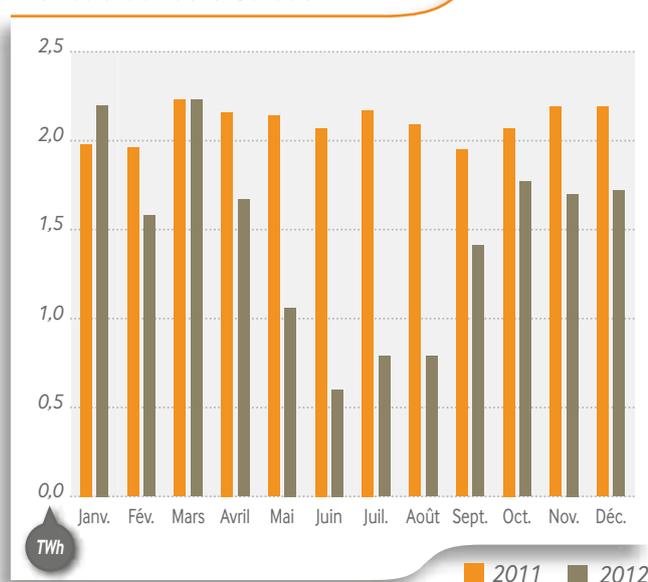
Cela traduit :

- > La réduction des écarts de prix entre la France et la Suisse grâce à une bonne hydraulité dans les Alpes.
- > La réduction des capacités d'exports de la Suisse vers l'Italie, suite à l'avarie d'une ligne en Suisse qui soulage ainsi la demande sur le marché intérieur suisse.
- > La mise à disposition, pour l'ensemble des acteurs du marché européen de l'électricité, de 610 MW de capacité d'échanges de la France vers la Suisse.

Excepté pendant le mois exceptionnel de février et le mois de décembre, les exportations vers la Grande-Bretagne ont progressé cette année malgré les indisponibilités de l'interconnexion.

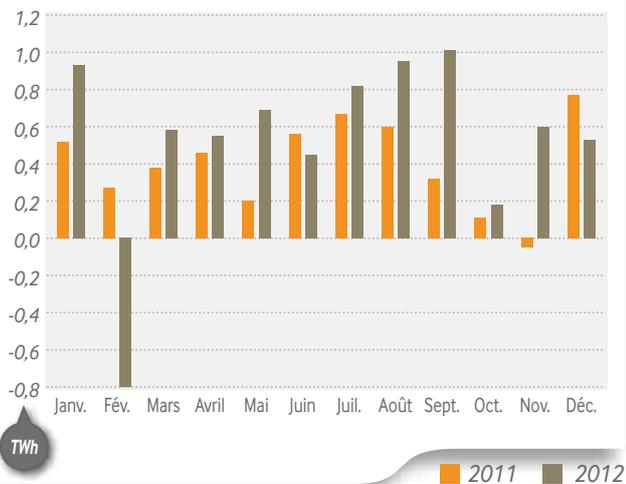
La hausse des prix du gaz qui a relevé les prix en Grande-Bretagne par rapport à la France explique principalement cette tendance.

Solde exportateur des échanges mensuels avec la Suisse

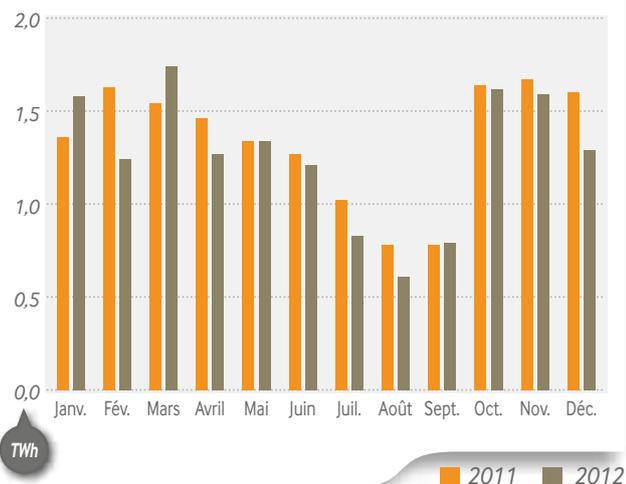


La situation fortement exportatrice vis-à-vis de l'Italie est stable entre 2012 et 2011. Les échanges avec l'Espagne présentent toujours des variations importantes d'un mois à l'autre même si le solde annuel reste exportateur.

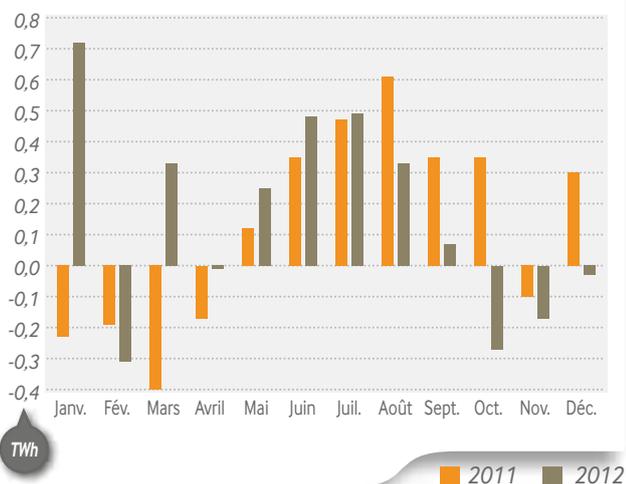
Solde exportateur des échanges mensuels avec la Grande-Bretagne



Solde exportateur des échanges mensuels avec l'Italie



Solde exportateur des échanges mensuels avec l'Espagne



Les volumes d'ajustement appelés à la hausse et à la baisse sont stables

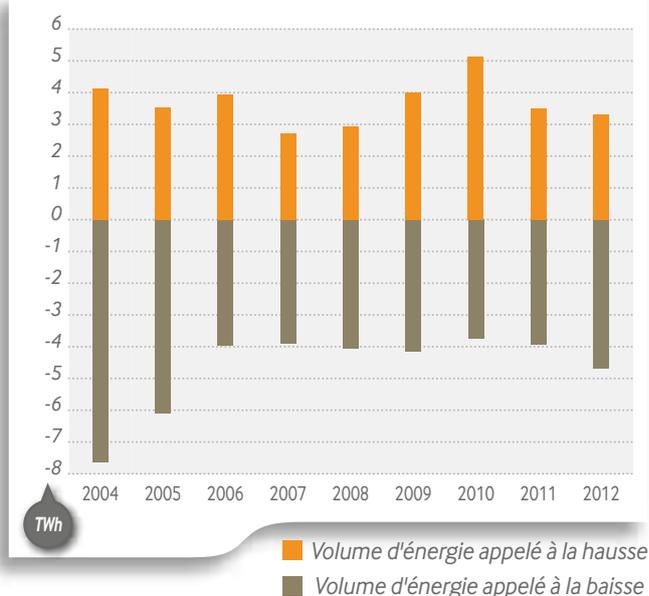
Le mécanisme d'ajustement, en place depuis le 1^{er} avril 2003, permet à RTE de disposer à tout moment de réserves de puissance afin de les mobiliser dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit. L'acteur d'ajustement communique à RTE les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier ses programmes de production, de consommation ou d'échanges.

Au 31 décembre 2012, 45 acteurs d'ajustement ont été déclarés, soit 5 acteurs supplémentaires par rapport à fin 2011.

Les volumes d'ajustement appelés à la hausse et à la baisse par RTE en cumul depuis janvier 2012 sont stables par rapport à 2011.

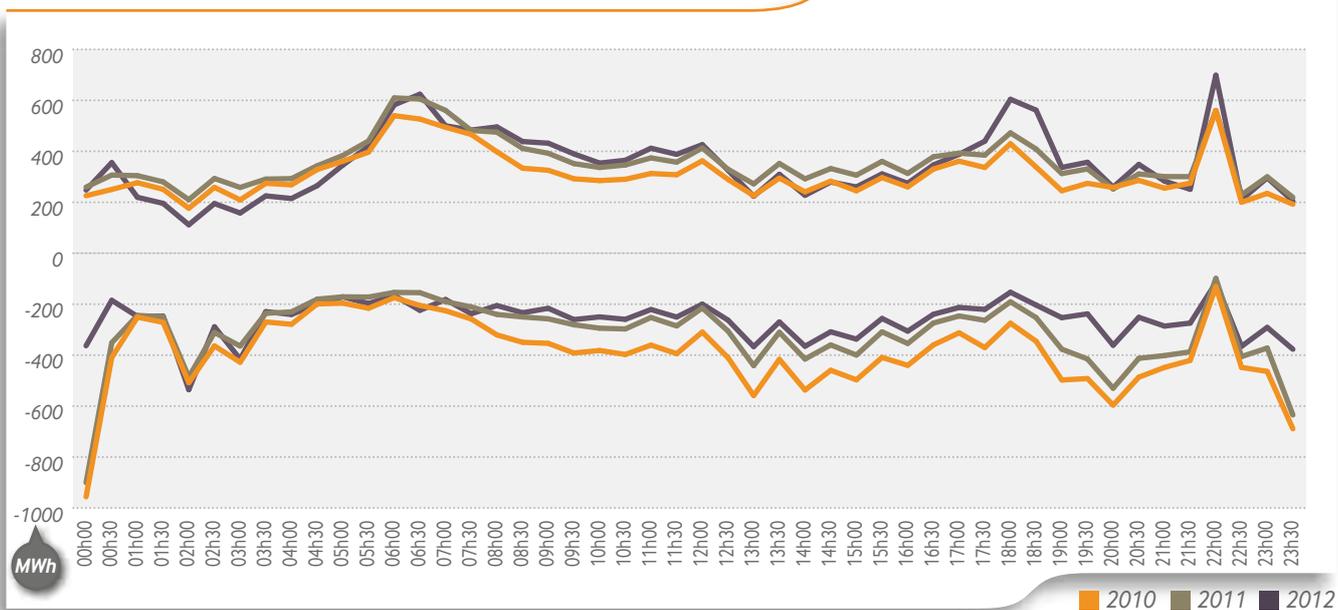
Le responsable d'équilibre s'oblige envers RTE, par un contrat de responsable d'équilibre, à régler pour un ou plusieurs utilisateurs du réseau rattachés à son périmètre, le coût des écarts P-C¹⁹ constatés a posteriori. Le nombre de responsables d'équilibre est de 166 à fin 2012, soit 6 supplémentaires par rapport à 2011.

Mécanisme d'ajustement



19 Ecart P-C = Production – Consommation.

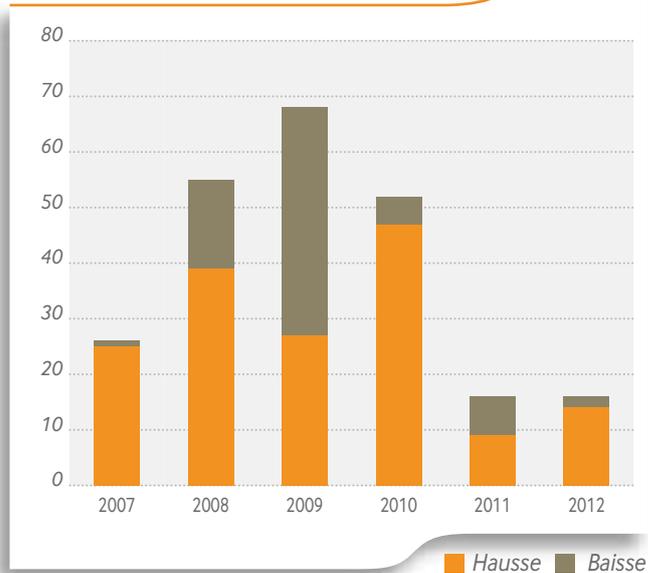
Volume horaire moyen des écarts positifs et négatifs



Sur ces trois dernières années, les acteurs tendent à réduire les écarts négatifs et à augmenter les écarts positifs.

Le nombre de demi-journées²⁰ tendues du point de vue de l'équilibre offre-demande est en nette baisse de 2009 à 2011, et stable entre 2011 et 2012.

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



²⁰ On considère qu'une demi-journée est tendue du point de vue de l'équilibre offre-demande lorsque l'exploitant du système génère un ou plusieurs messages de manque d'offres concernant le mécanisme d'ajustement (alertes ou modes dégradés) de nature P=C, afin que les acteurs complètent leurs offres. Si la plage horaire globalement concernée par le ou les messages débute avant 13h et termine après 17h, on compte deux demi-journées.

The background of the page is a photograph of several wind turbines. The turbines are shown in silhouette against a bright, hazy sky, likely during sunrise or sunset. The lighting is warm and golden, creating a soft glow around the edges of the turbines. The turbines are arranged in a line, receding into the distance. The overall mood is clean, modern, and focused on renewable energy.

RTE adapte son réseau pour accompagner les évolutions du système énergétique

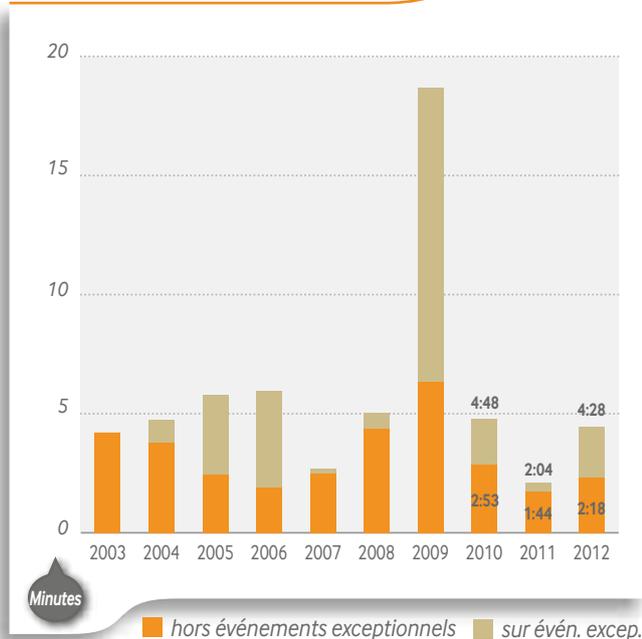
2012 confirme les bons résultats des deux dernières années en termes de qualité d'électricité

En 2012, le temps de coupure équivalent²¹ des clients de RTE est égal à 2 mn 18 s, hors événements exceptionnels²². Ce résultat, en hausse par rapport à la valeur de 2011 qui était la plus basse jamais enregistrée, reste proche de la cible de 2 mn 24 s en fonction de laquelle un bonus ou un malus financier est appliqué à RTE dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de l'électricité.

Événements exceptionnels inclus, le temps de coupure équivalent est de 4 mn 28 s.

Seul événement classé exceptionnel de l'année, l'épisode de neige collante survenu le 5 mars en région Nord-Pas de Calais, a induit à lui-seul une énergie non distribuée de 1 753 MWh, soit un impact de 2 mn 10s sur le temps de coupure équivalent, ainsi que +0,04 sur la fréquence de coupure (+0,005 sur les coupures longues, +0,033 sur les coupures brèves).

Temps de coupure équivalent

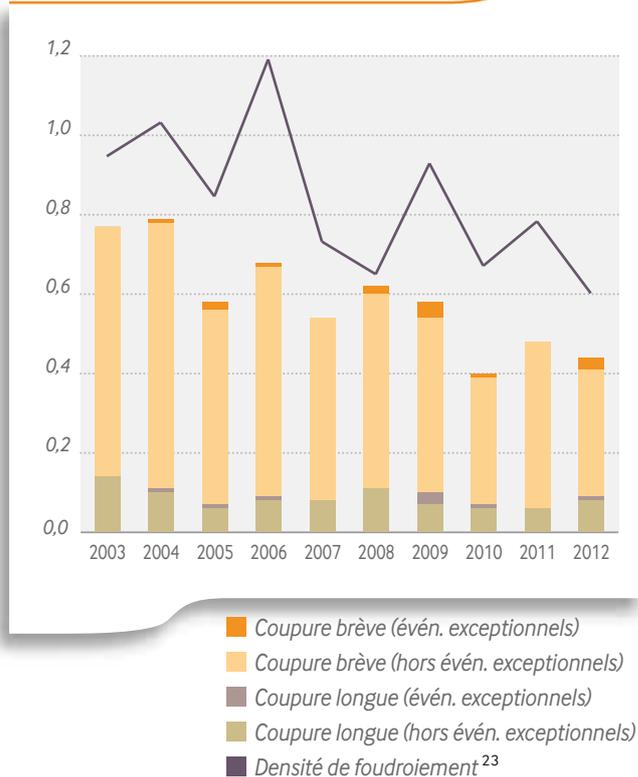


21 Le temps de coupure équivalent est égal à l'énergie non distribuée du fait de coupures d'alimentation et de délestages des clients, rapportée à la puissance annuelle livrée par RTE à ses clients.

22 Les événements exceptionnels regroupent les phénomènes atmosphériques de grande ampleur à faible probabilité d'occurrence, ainsi que d'autres cas de force majeure.

Avec un total de 0,40 hors événements exceptionnels, la fréquence de coupure²³ est très proche du meilleur niveau atteint en 2010. En particulier, la fréquence de coupure brève est pratiquement égale à la valeur record de 2010. La fréquence de coupure longue, en hausse par rapport à 2011, égale à 0,32, reste proche du niveau des dernières années.

Evolution des fréquences de coupure



Ces bons résultats 2012 confirment ceux obtenus ces dernières années, et traduisent les efforts de limitation du nombre d'incidents et de leurs conséquences, mis en œuvre dans le cadre des politiques et des règles en matière de développement, de maintenance et d'exploitation du réseau.

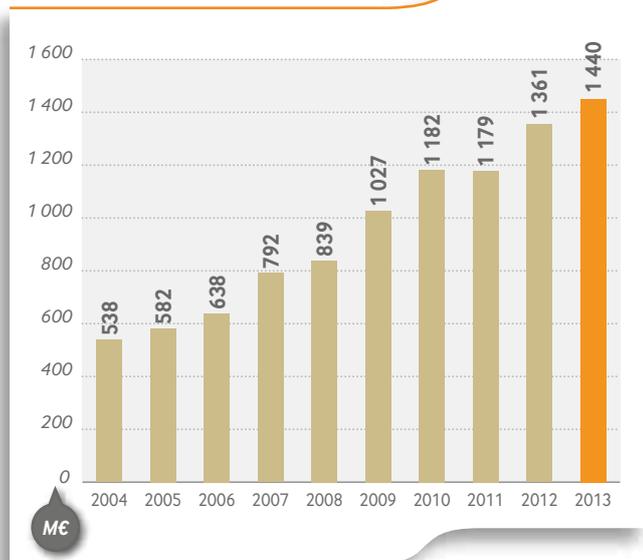
RTE a investi 1,3 milliard d'euros en 2012

En 2012, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 361 M€, dont 1 232 M€ pour les ouvrages de réseau.

23 La fréquence de coupure est le 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 1 seconde et 3 minutes, de longue si sa durée est supérieure à 3 minutes.

24 La densité de foudroiement définit le nombre d'impacts de foudre par an et par km² dans une région.

Investissements de RTE



Les principaux investissements à ce titre ont porté sur la construction de la ligne 400 kV Cotentin - Maine, la construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'est des Pyrénées, ainsi que les remplacements de conducteurs permettant de sécuriser les flux sur les axes 400 kV Baixas-Gaudière et Montélimar-Lyon. Par ailleurs, 30% des investissements sur les ouvrages de réseau concernent du renouvellement permettant le maintien de la qualité de service.

Le programme d'investissement 2013 de RTE est de l'ordre de 1 440 M€, soit une augmentation d'environ 80 M€ par rapport aux investissements réalisés en 2012. Cette hausse s'explique principalement par des projets de renforcement amont des réseaux régionaux, au nombre desquels figure le projet de sécurisation de l'alimentation électrique de l'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. D'importants programmes d'installation de moyens de compensation réactive permettent de garantir la tenue de tension lors de périodes de froid et, dans certaines situations, de transits transfrontaliers..

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.

Les ouvrages aériens se modernisent pour sécuriser l'alimentation électrique

Avec 104 684 km de circuits en exploitation, on observe en 2012, un développement du réseau RTE, caractérisé par l'augmentation de la longueur du circuit souterrain et la diminution du circuit aérien.

En aérien et toutes tensions confondues, 84% des 375 km de nouvelles lignes correspondent à du renouvellement de conducteurs.

La longueur des liaisons aériennes neuves mises en service dans les tensions 225 kV et 400 kV augmente légèrement avec 28,7 km de lignes supplémentaires. Cette évolution reste comparable à la tendance observée depuis 2009.

Concernant les lignes 63 kV et 90 kV, on constate également un développement de réseau avec une mise en service de 33 km de circuits aériens neufs. La liaison 63 kV Frasne-Pontarlier n°1 (16,5 km) dans le Doubs participe pour moitié à cette évolution.

D'autre part, dans le but de sécuriser le réseau, on note, pour l'année 2012, la création de nombreux postes THT. De même, plusieurs ouvrages aériens en 63 kV et 90 kV ont fait l'objet de travaux de renouvellement des conducteurs. Ils représentent, en 2012, un total de 129 km de circuits neufs majoritairement décidés dans un but de sécurisation de l'alimentation du réseau électrique. On peut citer notamment les travaux de renforcement de réseau des liaisons 90 kV Isle-Jourdain-Les Minières dans la Vienne (37 km) et Argœuvres -Doullens (34 km) dans la Somme.

Globalement, compte tenu des 454 km de lignes « déposées », la longueur du réseau aérien continue de diminuer.

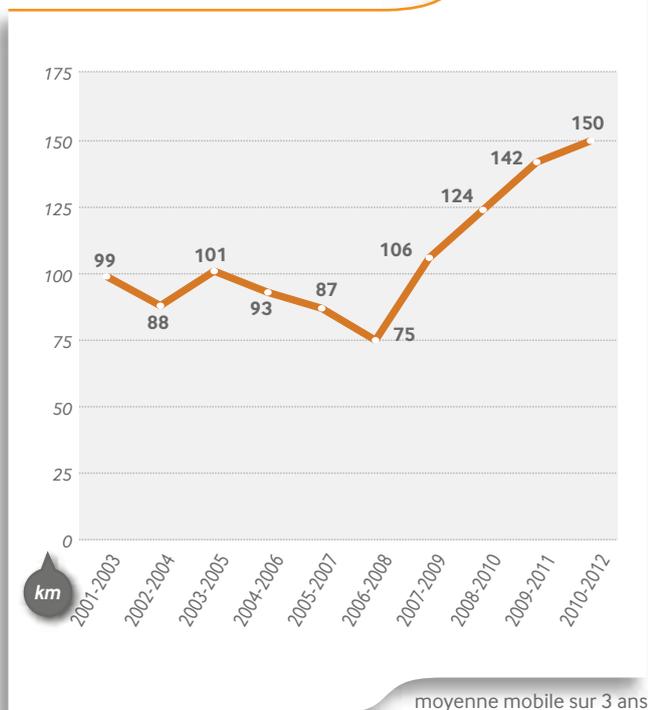
Longueur de circuits en exploitation (km)	Total		
	Aérien	Souterrain	Total
Au 31 décembre 2011	100 645	3 993	104 638
Neuf	375	234	609
<i>nouveau</i>	61	147	208
<i>renouvelé</i>	314	14	328
<i>mis en souterrain</i>	0	73	73
Déposé	-454	-2	-456
Autres modifications	-72	-35	-107
Au 31 décembre 2012	100 494	4 190	104 684

Le réseau souterrain poursuit son développement

La longueur des liaisons souterraines neuves mises en service augmente régulièrement ces dernières années. 63% des 234 km de circuits neuves correspondent à la création de lignes et 31% à la mise en souterrain de lignes aériennes.

On relève, pour 2012, 208 km de nouvelles liaisons mises en souterrain en 63 kV et 90 kV, soit un accroissement de 53% par rapport à 2011 (136 km). La liaison 63 kV Angresse-Mouguerre (47 km) dans les Landes y contribue pour 35%.

Liaisons souterraines neuves en 63 kV et 90 kV (km de circuits)

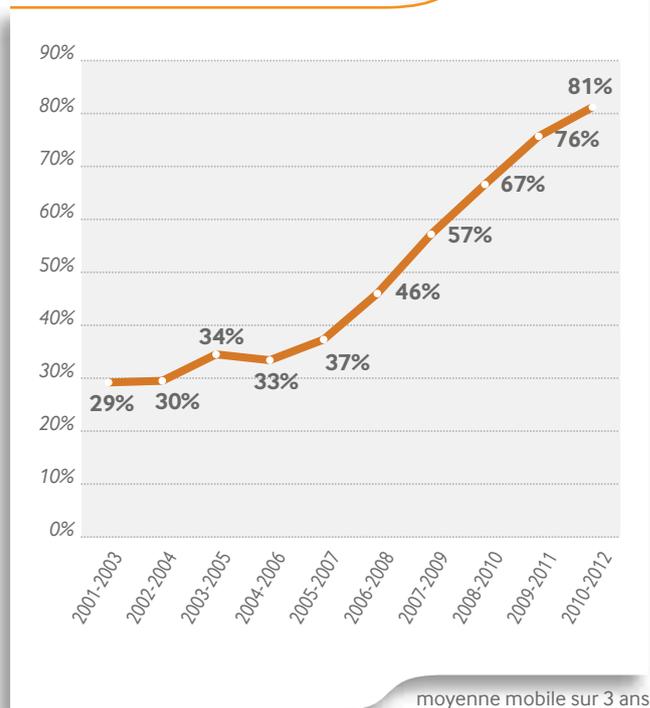


L'année 2012 a été marquée par un important développement de nouvelles lignes mises en souterrain par rapport aux lignes aériennes neuves : le taux de mise en souterrain²⁵ des nouveaux ouvrages construits en 63 kV et 90 kV s'élève à 81%, au niveau national, en moyenne sur les trois dernières années.

A la maille régionale, les taux de mise en souterrain observés s'expliquent par le volume des lignes nouvelles à construire et par les caractéristiques des régions, telles que la densité de l'habitat, la géographie physique (plaine, montagne), l'existence de zones protégées.

²⁵ Le taux de mise en souterrain est le ratio entre la longueur de circuit neuf souterrain et la longueur des circuits neuf, souterrain et aérien confondus.

Taux de mise en souterrain des ouvrages neufs en 63 kV et 90 kV



Si la majorité des ouvrages mis en souterrain concerne les tensions de 63 ou 90 kV, on observe cependant, pour l'année 2012, la mise en souterrain de 12 km de câbles neufs en 225 kV.

RTE recourt en effet largement à la mise en souterrain du réseau lorsque le surcoût final est considéré comme acceptable par la collectivité par rapport à la solution aérienne équivalente.

S'agissant du réseau existant, les collectivités territoriales ont la possibilité de demander une mise en souterrain sur un tronçon donné afin de pouvoir réaliser un projet de développement local ou protéger un intérêt environnemental particulier. Depuis la loi du 7 décembre 2010 (article 8, inséré au L.321-8 du code de l'énergie) lorsque les collectivités demandent à RTE de contribuer financièrement à ces travaux, RTE peut y donner suite en se fondant sur un barème fixé sur proposition de la CRE. Ce barème, mis en œuvre à compter du 1^{er} janvier 2012, prévoit que le taux de contribution de RTE est d'autant plus élevé que la ligne est ancienne. Ce dispositif a permis d'engager la mise en souterrain d'une dizaine de km de circuits 63, 90 et parfois 225 kV en 2012.

L'augmentation des investissements consacrés au réseau de transport va se poursuivre²⁶

Le réseau de transport d'électricité doit s'adapter à l'évolution de la typologie des flux d'électricité au niveau européen, aux choix qui seront faits lors du débat national sur la transition énergétique ainsi qu'à l'émergence de sources locales d'énergies renouvelables. Il est par conséquent nécessaire de consacrer des efforts importants à la construction de nouvelles infrastructures ou au renforcement des capacités existantes.

Faire prévaloir la solidarité entre les territoires

La mise en œuvre des politiques énergétiques augmente l'exigence de solidarité entre les territoires, à l'échelle de la France comme au niveau européen, en vue de sécuriser mutuellement leurs approvisionnements. Elle implique un rôle accru du réseau de transport d'électricité, afin de tirer parti des complémentarités, notamment de disponibilité, des différentes sources d'énergie et d'acheminer toute production vers les zones de consommation déficitaires.

Accueillir de nouveaux moyens de production d'électricité, notamment renouvelable

En France, RTE accélère le développement de son réseau afin de créer des zones d'accueil réservées aux productions en énergies renouvelables, avec un effort particulier sur les renforcements de réseau induits par l'éolien offshore. Au niveau européen, il s'agit d'utiliser au mieux la production sans cesse croissante d'électricité éolienne dans les mers septentrionales, en mer Baltique et sur leur pourtour, ainsi que la production croissante d'électricité d'origine renouvelable dans l'est et le sud de l'Europe, notamment le solaire.

Continuer d'améliorer la qualité de fourniture au service du client

Avec le développement des technologies de l'information et de la communication, et la tertiarisation de l'économie, la consommation d'électricité a évolué parallèlement au changement des modes de vie, personnels et professionnels. Du fait de l'évolution des usages, la société française est aujourd'hui plus sensible à la qualité de fourniture. Le réseau contribue à la sécurité d'alimentation et permet, par son maillage, de réduire les risques de coupures.

Sécuriser l'alimentation électrique des territoires

Il est nécessaire de rehausser le niveau de sécurité du système pour répondre aux besoins actuels et futurs dans des secteurs où la consommation électrique est en forte croissance, où le niveau de production d'électricité n'est pas suffisant, ou qui ne bénéficient pas de la sécurité apportée par le maillage du réseau – comme en Bretagne ou en région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Trois projets de développement à 3 ans sont particulièrement significatifs et emblématiques : Cotentin-Maine, France-Espagne et le filet de sécurité PACA.

Cotentin Maine

La mise en service du projet de liaison THT Contentin-Maine prévue en 2013 permettra l'insertion dans le réseau du troisième groupe de production de la centrale nucléaire de Flamanville, de type EPR, en cours de construction. Mais son utilité ira au-delà car cette liaison permet également, d'une part, d'accroître le potentiel d'évacuation des énergies renouvelables offshore (hydrolien notamment) du Nord Cotentin et d'autre part, de sécuriser l'alimentation électrique de cette région contre le risque d'écroulement de tension.

Le coût total du projet s'élève à 430 M€ dont près de la moitié au titre des enjeux environnementaux et des mesures d'accompagnement.

²⁶ http://intranet.rte-france.com/sites/RteNet/metiers/Economie-prospective-et-transparence/Publications/Schma_Dcennal/Schma_decennal_2012.pdf

France-Espagne

Le projet de liaison France-Espagne a été initié il y a plus d'une trentaine d'années et sa mise en service est prévue en 2014. Il s'agit d'un projet majeur pour l'Union Européenne en faveur du désenclavement électrique de la péninsule ibérique. Cette nouvelle interconnexion, traversant les Pyrénées, d'une longueur de 65 km, permettra de porter la capacité d'échanges avec l'Espagne de 1400 MW à 2800 MW. La technologie développée sur cette liaison souterraine est en courant continu. Un premier tunnelier a été mis en service en février 2012, et un deuxième vient de l'être en automne 2012. La réalisation de la ligne devrait être achevée mi 2014, avant d'entamer les tests et essais sur les deux trimestres suivants, la mise en service s'effectuant durant l'hiver 2014-2015.

Filet de sécurité PACA

Le Var, les Alpes-Maritimes et Monaco ne produisent que 10% de l'électricité qu'ils consomment, et dépendent donc de la production acheminée depuis les départements voisins. L'alimentation électrique de l'est PACA dépendait avant 2010 d'un seul axe THT, situé au sud de la région. Cette situation génère de très sérieux risques de coupures en cas d'incident sur cet axe. Pour y remédier, RTE a réalisé en 2010 une première série d'investissements sur le réseau existant, destinés à optimiser son utilisation et ses capacités de transit. A ces investissements doivent se rajouter ceux prévus dans le cadre du « filet de sécurité PACA » qui portent sur la création de trois nouvelles liaisons souterraines 225 kV (sur une longueur totale de plus de 100 km). Comme pour France-Espagne, le filet de sécurité PACA représente un défi technique, compte tenu des longueurs réalisées en souterrain.

Carte des principaux projets

