



Réseau de transport d'électricité

LE BILAN ÉLECTRIQUE FRANÇAIS 2010

JEUDI 20 JANVIER 2011

DOSSIER DE PRESSE

CONTACTS PRESSE

Thierry Lartigau
01 41 02 16 78
06 23 67 83 93

Alexia Rièrè
01 41 02 15 69
06 60 54 22 17

POUR EN SAVOIR PLUS

www.rte-france.com

Réseau de Transport d'Électricité
1, terrasse Bellini
92 919 La Défense cedex

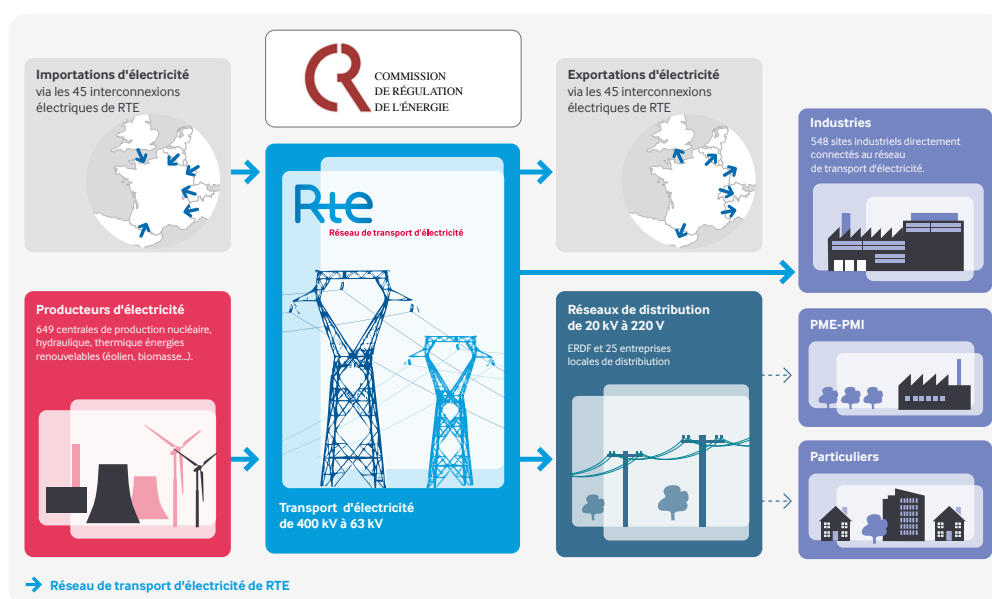
Préambule

RTE est l'entreprise responsable du réseau de transport d'électricité français. Opérateur de service public, elle a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau haute et très haute tension. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Ses missions lui ont été confiées par la loi du 10 février 2000⁽¹⁾. Avec 100 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts et 46 lignes transfrontalières, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. RTE a réalisé un chiffre d'affaires de € 4 130 millions en 2009 et emploie 8500 salariés.

RTE est au centre du système électrique français, la gestion de son réseau devant être neutre, équitable et non discriminatoire vis à vis de tous ses utilisateurs, français et européens. Pour le besoin de ses activités

d'équilibrage en temps réel entre l'offre et la demande, et pour la gestion des relations contractuelles des clients raccordés à son réseau, RTE comptabilise toutes les entrées (ou « injections ») et toutes les sorties (ou « soutirages ») d'électricité qui sont effectuées sur le réseau public de transport. Par la gestion des 46 lignes d'interconnexion qui relient la France avec ses voisins européens, RTE comptabilise également l'ensemble des données d'importation et d'exportation.

RTE comptabilise en permanence les données fournies par tous les acteurs du marché. Cela lui permet de publier, mensuellement et annuellement, des données exhaustives portant sur le système électrique français (consommation, production, importations et exportations), seules à même de refléter l'économie réelle du secteur.



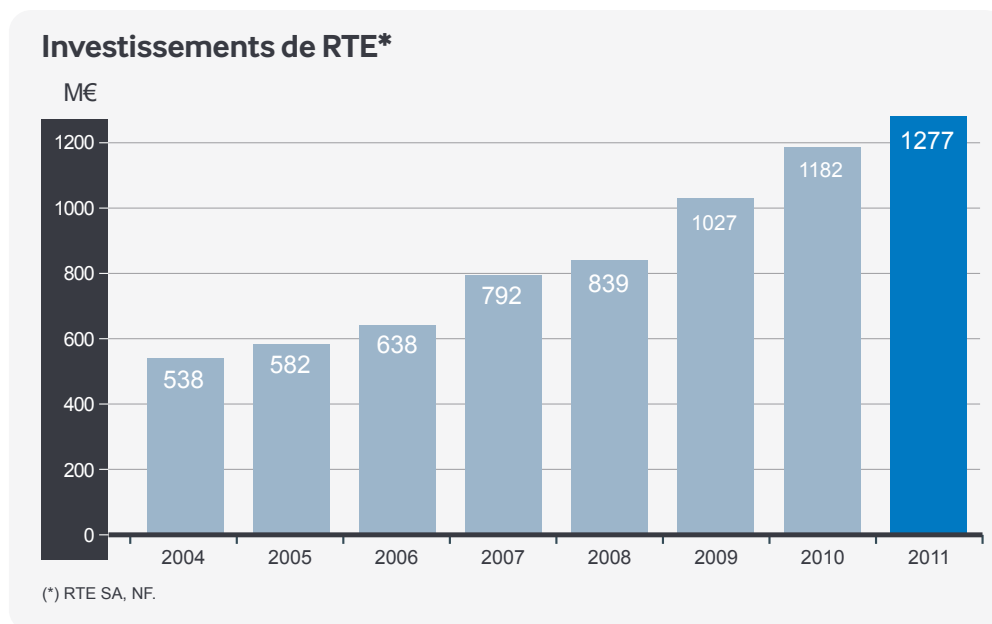
(1) Dans un marché français et européen ouvert depuis 2000 à la concurrence, l'activité de transport d'électricité en France reste un monopole régulé : RTE achemine l'électricité entre tous les fournisseurs d'électricité (français et européens) et tous les consommateurs, qu'ils soient distributeurs d'électricité (ERDF ou les entreprises

locales de distribution) ou industriels directement raccordés au réseau de transport. Auparavant, jusqu'en 1999, c'était EDF qui assurait l'optimisation de tous les moyens de production, et était le seul fournisseur des clients finals (hors entreprises locales de distribution) et assurait également l'activité de transport d'électricité.

Sommaire

I.	RTE continue d'accroître ses investissements et ses dépenses de sécurisation, pour adapter son réseau aux nouveaux enjeux du secteur électrique français et aux aléas météorologiques	4
II.	La fréquence des coupures d'électricité sur le réseau de RTE est en nette diminution	9
III.	Une consommation française d'électricité en hausse de 5,5 % par rapport à 2009	10
IV.	Des consommations de pointe hivernales en forte croissance	12
V.	La production française d'électricité augmente	14
VI.	Le solde des échanges est exportateur et en augmentation de 19% par rapport à 2009	17
ANNEXE 1		
	Les nouvelles infrastructures du réseau de RTE en 2010	20
ANNEXE 2		
	Résultats détaillés de la qualité de l'électricité sur le réseau de RTE	21
ANNEXE 3		
	Les mécanismes de marché	23

I. RTE continue d'accroître ses investissements et ses dépenses de sécurisation, pour adapter son réseau aux nouveaux enjeux du secteur électrique français et aux aléas météorologiques



Les investissements de RTE ont progressé de 15% en 2010; ils augmenteront à nouveau de 8% en 2011

Le programme d'investissement de RTE est approuvé par le régulateur, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Le programme d'investissement de RTE a atteint l'an dernier 1 182M€, dont 140 M€ relatifs à l'acquisition d'ouvrages électriques à haute-tension de la SNCF participant au réseau public de transport d'électricité.

En 2011, RTE ira encore au-delà et portera ses investissements à 1 277 M€⁽²⁾.

Dans une perspective de long terme des besoins de l'économie et des priorités énergétiques de la

France, cette augmentation des investissements permettra à RTE de relever d'importants défis relatifs au développement et au renouvellement de son réseau :

→ renforcer l'intégration du réseau dans le système électrique européen par le développement des capacités d'interconnexion ;

→ sécuriser l'alimentation électrique des zones fragilisées par leur faible niveau de production locale et par les difficultés d'acceptabilité de nouvelles infrastructures électriques, notamment l'Est de la région PACA et la Bretagne ;

(2) 1 277 M€ sont les investissements prévus en 2011 sur le périmètre RTE SA, NF, dont 1 255 M€ au titre du programme d'in-

vestissement approuvé par la Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie dans sa Délibération du 16 décembre 2010.

→ assurer l'accueil des nouveaux moyens de production (en réponse à l'essor des énergies renouvelables et au développement de nouvelles unités, EPR et cycles combinés gaz), avec la réalisation dans les meilleurs délais de leur raccordement et des renforcements nécessaires du réseau amont ;

→ renouveler progressivement les infrastructures du réseau à mesure que leur vieillissement l'impose.

Ces enjeux requièrent, pour la décennie à venir, des investissements conséquents sur le réseau public

Pour une meilleure sécurité d'alimentation, RTE investit sur le réseau en Bretagne

La région Bretagne a élaboré en septembre un plan stratégique pour résorber les risques de coupure d'électricité généralisée lors des pics de consommation en hiver. Porté par le Conseil régional et l'Etat, le « pacte électrique breton » prévoit la mise en place d'un ambitieux programme de maîtrise de la consommation, le développement massif des énergies renouvelables et la sécurisation de l'alimentation électrique.

Cosignataire de ce pacte, RTE va construire une ligne à 225 000 volts qui reliera le sud au nord de la Bretagne, de Lorient à Saint-Brieuc. D'une longueur d'environ 90 kilomètres et d'un coût total de 250 M€, cette nouvelle liaison souterraine devrait être mise en service en 2017. Elle sécurisera l'alimentation électrique de la Bretagne. Elle soulagera le réseau actuel, parfois proche de la saturation, optimisera l'acheminement de l'électricité depuis les sites de production éloignés de l'agglomération nantaise et du Val de Loire. Par ailleurs, la ligne pourra accueillir la future production d'électricité des éoliennes

de transport d'électricité de RTE. Au total, le niveau annuel d'investissements de RTE devrait atteindre en moyenne 1 162 M€ pour la période 2009-2011, soit une hausse notable de 54 % par rapport à la période 2006-2008.

Pour la réalisation de ce programme, RTE s'appuie sur des équipementiers et des entreprises d'études et de travaux, pour l'essentiel français ou européens, mettant à contribution plus d'un millier d'emplois directs.

installées dans le centre de la Bretagne et répondre aux évolutions de consommation de cette zone.

En parallèle, la sensibilisation aux efforts de maîtrise de la consommation est poursuivie. La démarche **EcoWatt Bretagne** a été renforcée cet hiver. Lancé en 2008 par RTE, en partenariat avec le Conseil régional, la Préfecture de région, l'ADEME et ERDF, ce programme original s'appuie sur la mobilisation citoyenne. Lors des journées très froides, des alertes par mail et SMS sont envoyées aux participants les invitant à modérer leur consommation d'électricité. Plus de 18 000 personnes ont adhéré à ce programme via le site Internet www.ecowatt-bretagne.fr. Cet engagement contribue à soulager le déséquilibre structurel entre production et consommation dont souffre la Bretagne.

La région ne produit que 8 % de son électricité alors que la consommation, portée par le développement démographique et économique, croît deux fois plus vite que dans le reste du pays.

Des investissements dans l'Est PACA, pour réduire les risques de coupures

Dans un premier temps, RTE a investi 85 millions d'euros sur son réseau en PACA, qui est aussi une péninsule électrique. Lancés en 2008 et mis en service en totalité à l'automne 2010, ces investissements, aussi qualifiés de « mesures d'urgence », permettent de renforcer le réseau existant afin de l'exploiter au maximum de ses capacités techniques. En attendant la création de nouvelles infrastructures, ces mesures permettent de mieux faire face aux pics de consommation, en dépit d'une augmentation continue de la consommation régionale. Même si elles réduisent le risque de coupure, elles ne sont cependant pas une solution durable pour l'Est de PACA dont l'alimentation électrique reste structurellement fragile.

Dans un second temps, RTE a engagé le projet de « filet de sécurité PACA ». Ces nouveaux investissements de

240 M€ consistent à construire trois nouvelles lignes souterraines à 225 000 volts pour une longueur totale de 110 km. Ces infrastructures permettront de garantir l'alimentation électrique du Var et des Alpes Maritimes même en cas de panne du seul axe électrique à 400 000 volts qui alimente la région. La mise en service de ces investissements est prévue en 2015.

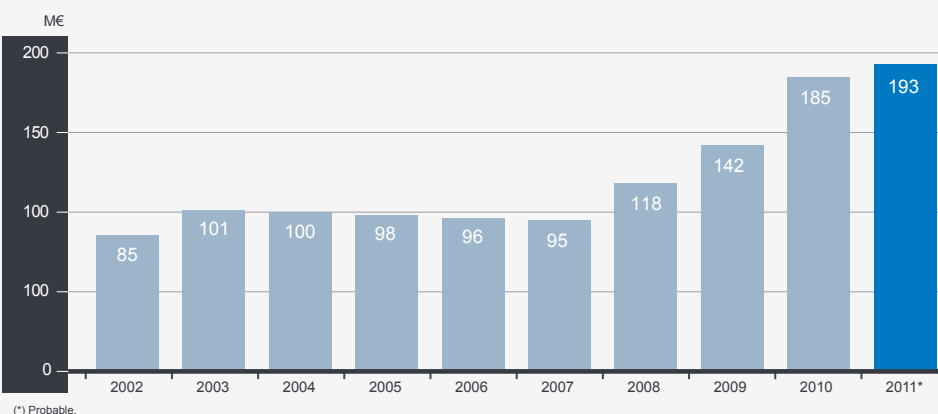
En parallèle, RTE a renforcé sa démarche de sensibilisation à la maîtrise de la consommation engagée depuis plus de 3 ans. En partenariat avec la Préfecture de région Provence Alpes Côte d'Azur, les départements des Alpes-Maritimes et du Var, la Principauté de Monaco, l'ADEME et ERDF, la démarche **EcoWatt Provence-Azur** (site Internet www.ecowatt-provence-azur.fr) permet de sensibiliser les habitants à la modération de consommation d'énergie aux heures de pointe hivernales.

RTE a réalisé par ailleurs plus de 60% de son programme de sécurisation mécanique

Les deux tempêtes Lothar et Martin des 26 et 27 décembre 1999 ont traversé la France d'ouest en est, avec des conséquences exceptionnelles. Le 15 janvier 2002, le ministre chargé de l'énergie a demandé à RTE de mener sur quinze ans, soit d'ici à 2017, un programme de sécurisation. Ce programme prévoit de renforcer les infrastruc-

tures afin de pouvoir **rétablir l'alimentation électrique du réseau de RTE sous 5 jours** en cas d'un événement climatique exceptionnel avec des vents supérieurs à ceux de 1999, et de maintenir l'alimentation électrique de tous ses postes électriques en cas de vents équivalents à ceux de 1999.

Dépenses de sécurisation mécanique entre 2002 et 2011



Au total, **RTE aura consacré, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, 2,4 milliards d'euros** à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses de l'ordre de **160 M€ par an**. Ce programme couvre 45 000 km de lignes aériennes du réseau de RTE. D'année en année et depuis 2008, RTE continue d'augmenter ses dépenses de sécurisation mécanique, tendance qui sera poursuivie en 2011.

A fin 2010, 60% des lignes électriques à sécuriser l'ont été : elles sont maintenant résistantes à des vents de forces équivalentes à ceux de 1999 et sont équipées de pylônes « anti-cascade ». Ces pylônes spéciaux présentent une résistance mécanique encore plus importante et sont installés sur les lignes très haute tension (225 000 et 400 000 volts), tous les 3 à 5 kilomètres. En cas d'incident, ils permettent de limiter le risque d'effondrement par effet d'entraînement (effet «château de cartes») et réduisent la durée de remise en état, grâce à l'utilisation de liaisons de dépannage.

Fin 2010, RTE a installé **plus de 80% des pylônes « anti-cascade »**. Tous seront installés en 2013. Fin 2010, RTE a également réalisé **la totalité des travaux d'élargissement des tranchées forestières** qui concernent au total 8000 km de lignes électriques. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50% des causes d'avaries des pylônes.

D'ici à 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE sera raccordé au réseau par au moins une ligne capable de résister à des vents de forces équivalentes à ceux de 1999, conformément aux nouvelles normes de résistance mécanique plus sévères de 2001⁽³⁾. Pour cela, des « kits de renforcement » sont mis en place sur les pylônes pour leur permettre de résister à des vents plus puissants que ceux pour lesquels ils avaient été initialement conçus. D'autres infrastructures existantes, notamment celles qui sont stratégiques pour l'alimentation régionale, sont reconstruites pour atteindre ces nouveaux standards de robustesse.

La sécurisation mécanique du réseau de RTE a montré son efficacité lors des dernières tempêtes

Dès l'annonce de la tempête **XYNTHIA**, qui a frappé la France le 28 février 2010 et qui, malheureusement, a fait de nombreuses victimes parmi nos concitoyens, les équipes de RTE se sont mobilisées afin d'anticiper les difficultés sur le réseau électrique et rétablir l'alimentation dans les délais les plus brefs. Au plus fort de la tempête, une dizaine de postes ont été mis hors tension et près de quatre-vingt lignes furent coupées, essentiellement dans l'Ouest, le Sud-Ouest et l'Est. Des visites sur les installations électriques, effectuées au sol ou par hélicoptère, ont été réalisées et les techniciens de RTE ont ainsi engagé très rapidement les travaux de remise en fonctionnement des lignes hors tension. Dès lundi 1^{er} mars au soir, tous les postes étaient remis en état de fonctionnement, sauf le poste de Licq (Hautes-Pyrénées) qui restait encore partiellement hors service. Les réseaux de distribution ayant été très touchés, RTE a coordonné ses interventions avec celles d'ERDF en proposant des moyens humains et matériels, afin de permettre le rétablissement rapide de l'électricité.

En janvier 2009, la tempête **KLAUS**, d'une ampleur exceptionnelle, avait touché une grande partie du réseau haute et très haute tension de RTE dans le Sud Ouest, le Languedoc-Roussillon et le Sud de l'Auvergne, entraînant des interruptions de l'alimentation électrique. En remettant en service l'ensemble de son réseau sous cinq jours, RTE a respecté son engagement. Les tempêtes de décembre 1999 et celle janvier 2009 sont comparables en termes de puissance de vent. Cependant, à périmètre égal dans le sud-ouest, la tempête Klaus a mis hors tension deux fois moins de lignes à haute et très haute tension et trois fois moins de postes qu'en 1999. Elle a endommagé quatre fois moins de pylônes qu'en 1999.

(3) Définies dans l'arrêté technique du 17 mai 2001

Les événements météorologiques exceptionnels confirment la pertinence des investissements et des dépenses de sécurisation réalisés

Les grands froids de janvier, février et décembre 2010 avec des pointes historiques de consommation à 19h, la consommation totale annuelle pour la 1ère fois supérieure à 500 TWh, la tempête Xynthia en février, les inondations dans le Var en juin : le réseau de RTE a été confronté en 2010 à une grande variété de situations où les facteurs météorologiques ont, à chaque fois, été déterminants. Dans ces situations exceptionnelles, RTE a assuré ses missions et a démontré l'efficacité de ses choix de politique industrielle d'exploitation et de maintenance en faveur de la robustesse et de la fiabilité de ses infrastructures.

Ces périodes particulières ont rappelé la nécessité d'avoir un réseau robuste face aux aléas climatiques, et apte à supporter des conditions de transit toujours plus exigeantes. Elles ont confirmé la pertinence des investissements réalisés ainsi que de la sécurisation mécanique dont le programme a été accéléré en 2008.

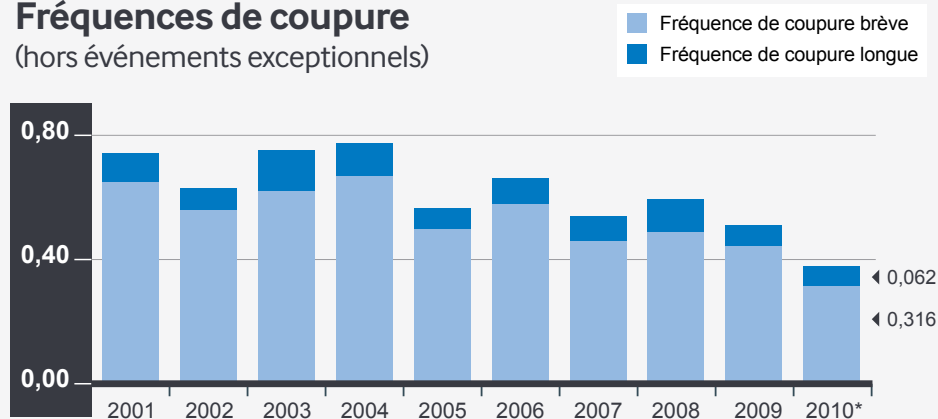
Les inondations de juin 2010 dans le Var : une remise en service du poste inondé de Trans-en-Provence en 72 h

Les pluies exceptionnellement importantes qui se sont abattues dans la soirée du 15 juin sur le département du Var ont provoqué des avaries sur le réseau de transport d'électricité. Des coupures d'électricité ont affecté jusqu'à 200 000 foyers, sur une zone allant de Toulon à Saint-Raphaël.

Dans le poste de transformation à 400 000 volts de Trans-en-Provence, situé entre Draguignan et les Arcs, le niveau d'eau a atteint jusqu'à 2 mètres. Les travaux de réparation d'urgence, de nettoyage et de séchage ont permis une remise en service complète du poste 72 heures après l'incident.

II. La fréquence des coupures d'électricité⁽⁴⁾ sur le réseau de RTE est en nette diminution

Fréquences de coupure (hors événements exceptionnels)



(*) Résultats provisoires.

Grâce aux efforts déployés, particulièrement en lien avec l'accélération du programme d'investissements, RTE améliore la fiabilité de son réseau électrique. Ainsi, en 2010, la qualité de l'électricité sur le réseau de RTE a atteint l'un de ses meilleurs niveaux :

→ Le nombre total de coupures sur l'année a été particulièrement bas, hors événements exceptionnels, **en réduction de plus d'un tiers par rapport à la moyenne des 10 années précédentes.**

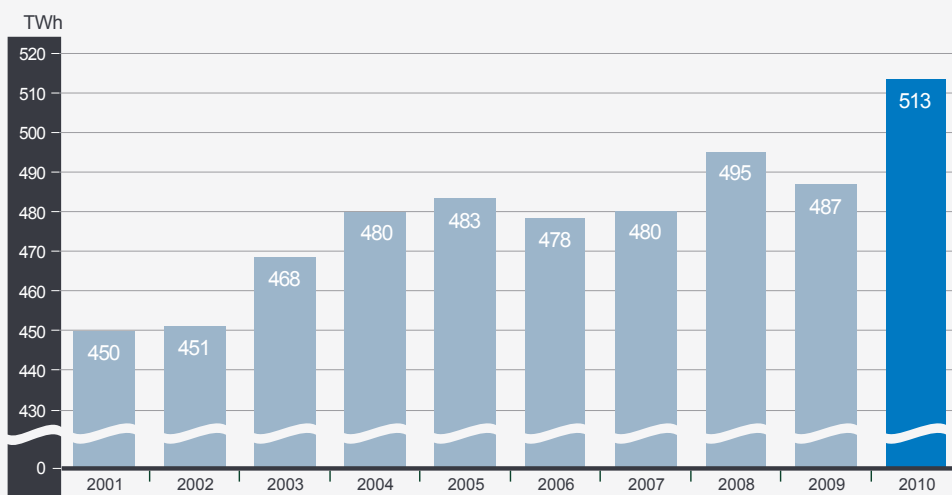
→ Cette amélioration s'est aussi traduite par la **baisse du nombre de creux de tension** observés sur le réseau d'environ 28% par rapport à 2009 sur un périmètre de plus de 200 points de mesure, dans un contexte d'activité orageuse comparable à celle déjà observée lors d'années précédentes.

(4) La fréquence de coupure est le ratio entre le nombre de manques de tension et le nombre de sites des clients distributeurs et industriels desservis par RTE. Une coupure longue est une coupure supérieure

ou égale à 3 minutes, lorsque le client n'a pas la possibilité de se réalimenter sur une autre alimentation RTE disponible. Une coupure brève est une coupure d'une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.

III. Une consommation française d'électricité en hausse de 5,5 %⁽⁵⁾ par rapport à 2009

Consommation intérieure annuelle* : 513 TWh



(*) En données brutes.

Une consommation en hausse sous l'effet du froid et de la reprise économique

En 2010, la consommation intérieure française d'électricité a augmenté de 5,5% par rapport à 2009, et atteint 513,3 TWh^(6/7).

Cet accroissement de la consommation provient pour les 2/3 de l'effet des températures d'une année 2010 plus froide que l'année 2009. Selon Météo France, il faut remonter à 1987 pour trouver une année plus froide.

Un tiers de la hausse de la consommation en 2010 correspond à une croissance structurelle, liée à la reprise économique et aux développements des usages électriques.

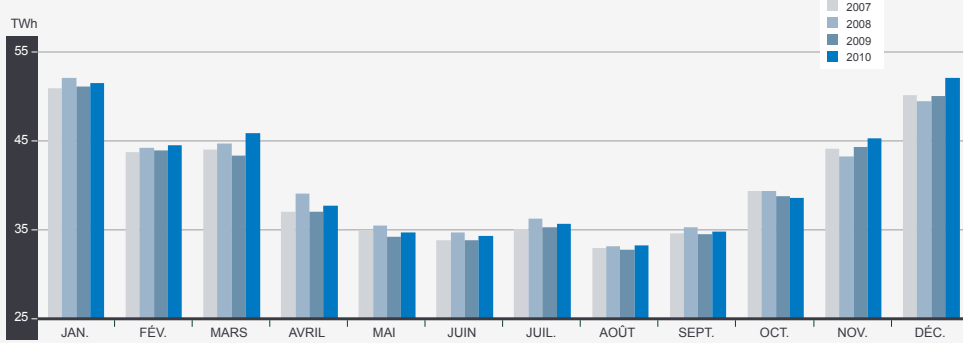
Pour la 1ère fois, la consommation annuelle française d'électricité a dépassé les 500 TWh en 2010.

(5) En données brutes.

(6) En données brutes. Corrigée des aléas météorologiques, la consommation intérieure est de 488,1 TWh, soit une hausse de 1,9% par rapport à 2009.

(7) 1 TWh = 1 térawattheure = 1 milliard de kWh = 1 milliard de kilowattheures

Consommation intérieure mensuelle*



(*) Données corrigées des aléas météorologiques.

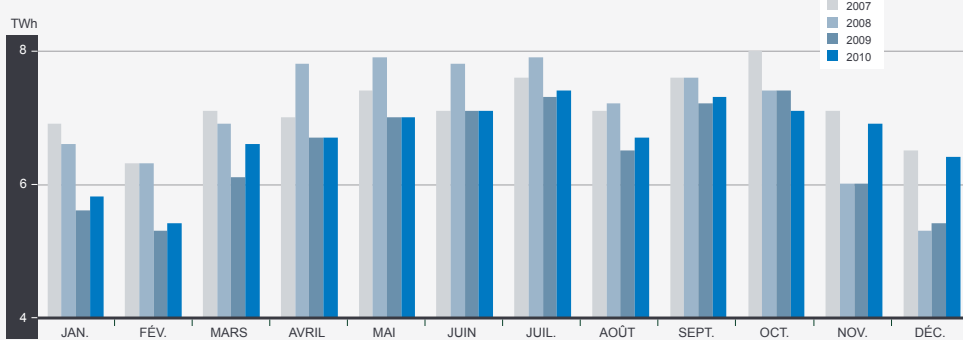
La consommation des ménages continue d'augmenter et la consommation industrielle amorce une reprise

La consommation de la clientèle raccordée en basse tension (clientèle domestique, professionnels, services publics, éclairages publics, divers tertiaire) a augmenté fortement : de plus de 7% par rapport à 2009, contre 2% en 2009 par rapport à 2008. Hors effet des températures de l'année 2010, plus froide en moyenne que l'année 2009, la croissance de la consommation de ce segment de clientèle est modérée avec +1,5% environ en 2010, contre + 2% l'année précédente.

La consommation de la grande industrie augmente de 3,7% par rapport à 2009. Même si elle n'a pas retrouvé le niveau de 2008 ou de 2007, les données de 2010 semblent confirmer une tendance à une reprise amorcée dès le dernier trimestre 2009.

La consommation d'électricité des PME-PMI augmente en 2010 de plus de 3%, après une baisse en 2009 de plus de 2%. Hors effet des conditions météorologiques, le taux d'évolution est ramené à +1% environ, contre -2,5% l'année précédente.

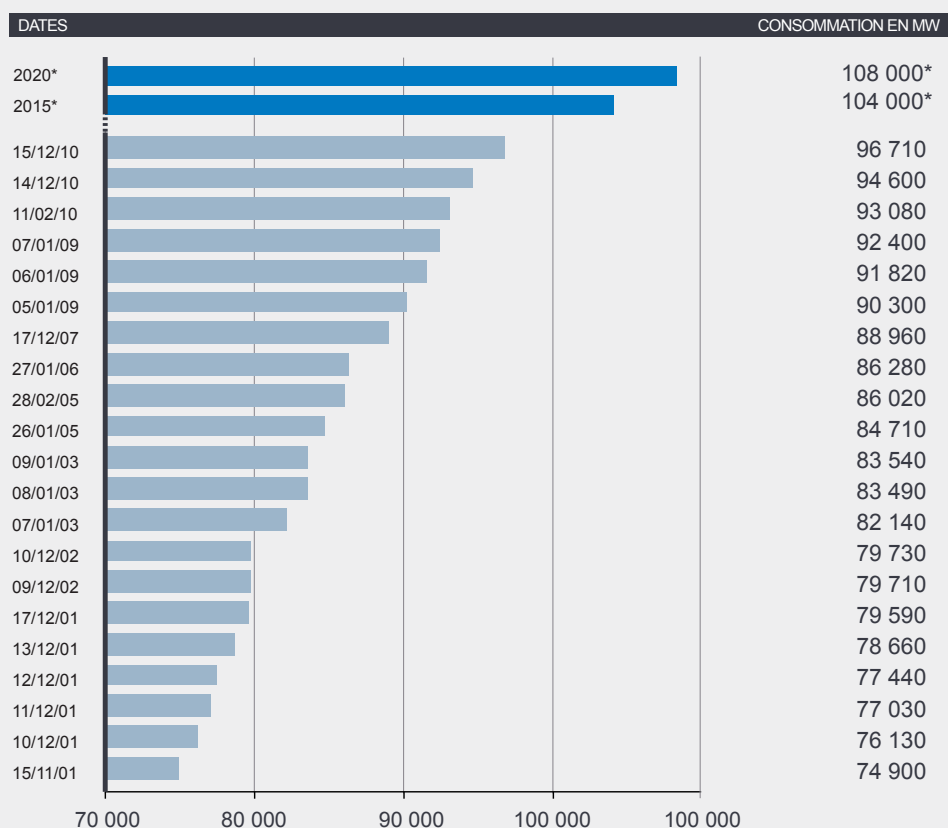
Consommation de la grande industrie*



(*) Grande industrie : clients directement raccordés au réseau de RTE.

IV. Des consommations de pointe hivernales en forte croissance

Historique et prévisions* des pointes de consommation d'électricité en France



(*) Prévisions à "une chance sur 10".

Les maxima historiques de consommation nationale en puissance ont été franchis successivement les 11 février à 93 080 MW, le 14 décembre à 94 600 MW et enfin le 15 décembre à 96 710 MW⁽⁸⁾, avec des températures en dessous des normales saisonnières de 8,5°C en février, et de 6,3°C en décembre.

En 2010, ces épisodes de froid n'ont néanmoins pas entraîné de tension sur le système électrique français et l'équilibre entre l'offre et la demande

a été assuré de façon satisfaisante, notamment en raison du développement récent de nouvelles capacités de production, renouvelables ou thermiques, et de la bonne mobilisation des 46 interconnexions transfrontalières. Pendant les deux semaines de froid de décembre 2010 (semaine du 30 novembre et semaine du 13 décembre), les capacités d'importation (en solde des échanges) ont été sollicitées à des niveaux de loin inférieurs au maximum physique qui est de l'ordre de 8000 MW.

(8) Valeurs consolidées a posteriori issues des comptages de RTE et ERDF, qui remplacent les chiffres provisoires communiqués le jour même de la pointe.

En revanche, en Bretagne et dans l'Est de la région PACA, les risques de rupture d'approvisionnement ont été réels et restent liés à la fragilité structurelle de ces régions.

Au total sur l'année 2010, la Bretagne a été placée en «alerte EcoWatt orange» pendant 7 jours, et en «alerte EcoWatt rouge» pendant 5 jours. Sur l'année 2010, l'Est de la région PACA a été placé en «alerte orange» pendant 15 jours.

En PACA, les 85 M€ d'investissements récemment réalisés par RTE sur son réseau ont déjà montré leur efficacité pour améliorer la sécurité d'alimentation régionale : depuis décembre 2010, ils ont déjà permis d'éviter 1 jour d'alerte rouge et 9 jours d'alerte orange. Ce mieux notable ne résout néanmoins pas totalement la situation de l'Est de la région PACA dont l'alimentation reste structurellement fragile.

Dans ces deux régions, le dispositif de sensibilisation EcoWatt a invité à modérer la consommation d'électricité, particulièrement entre 18 heures et 20 heures. Sur l'hiver 2009-2010, il est estimé que, sur chacune de ces deux régions, ces appels ont permis de diminuer la consommation de 1,5% environ aux heures de pointes et suivant les jours de la semaine, soit l'équivalent de la consommation de 60 000 habitants, ou encore l'équivalent de la consommation de Lorient (56) et de Saint-Raphaël (83).

Le développement du chauffage électrique, notamment des pompes à chaleur, augmente la sensibilité de la consommation aux températures froides. La sensibilité à la température de la consommation d'électricité est aujourd'hui de 2300 MW par °C à certaines heures de la journée, soit l'équivalent du double de la consommation de la ville de Marseille en plus par degré de température en moins.

V. La production française d'électricité augmente

La production française d'électricité a augmenté de 6 % en 2010

La production des centrales nucléaires augmente de 4,6% (+17,9 TWh).








La production des centrales hydrauliques augmente de 9,9% (+6,1 TWh), en lien avec l'évolution de l'hydraulicité et de l'utilisation des réservoirs hydrauliques par rapport à 2009.

La production éolienne atteint 9,6 TWh, en augmentation de 22% par rapport à l'année précédente (+1,7 TWh).

La production photovoltaïque a quadruplé par rapport à 2009 (+0,5 TWh) et la production issue des autres sources d'énergie renouvelables augmente de 11% (+0,5 TWh).

La production des centrales thermiques à combustible fossile qui assurent le rôle de « bouclage » de l'équilibre offre / demande augmente de 8,3% (+4,5 TWh).

Production française d'électricité

	TWh		Variation 2010/2009 (%)
Production nette	550,3		+ 6,0
Nucléaire	407,9		+4,6%
Thermique à combustible fossile	59,4		+8,3%
<i>dont charbon</i>	19,1		-7,6%
<i>dont fioul</i>	7,9		+2,7%
<i>dont gaz</i>	30,0		+24,7%
Hydraulique	68,0		+9,9%
Éolien	9,6		+22,2%
Photovoltaïque	0,6		+281,6%
Autres énergies renouvelables (biomasse essentiellement)	4,8		+11,1%

Les émissions de CO₂ augmentent deux fois moins que la production électrique française

Émissions de CO ₂	
	Millions de tonnes
Production nette	34,1
Nucléaire	0,0
Thermique à combustible fossile	31,2
<i>dont charbon</i>	18,3
<i>dont fioul</i>	3,5
<i>dont gaz</i>	9,3
Hydraulique	0,0
Éolien	0,0
Photovoltaïque	0,0
Autres énergies renouvelables (biomasse essentiellement)	2,9

Du fait de la structure du parc français, la hausse des émissions de CO₂ de la production électrique en France (3,0%), est deux fois moins importante que celle de la production ; les émissions de CO₂ s'élèvent à 34,1 millions de tonnes en 2010, contre 33,1 millions de tonnes en 2009.

Le parc de production augmente de 3 100 MW

La puissance installée du parc de production en France est en augmentation de 3 100 MW environ à fin 2010 par rapport à fin 2009.

Parmi les raccordements nouveaux au réseau de RTE en 2010, citons notamment la centrale éolienne de 78 MW d'Epizon en Haute-Marne, 2 cycles combinés gaz et 2 turbines à combustion pour une puissance totale de 1 260 MW environ, et des installations thermiques à combustible renouvelable pour une puissance totale de 88 MW.

L'éolien poursuit son développement tandis que le photovoltaïque est en très forte croissance

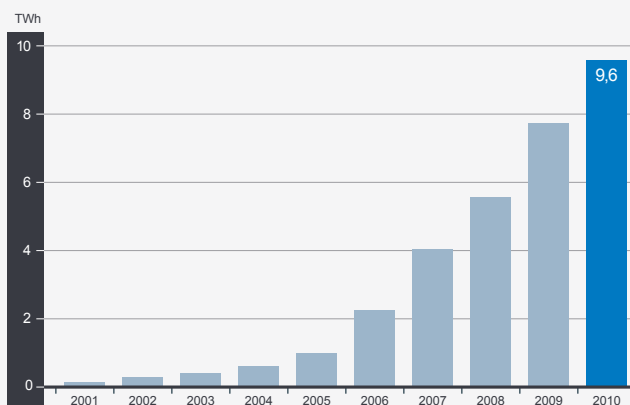
Avec 5 600 MW installés en France métropolitaine à fin 2010, la filière éolienne poursuit son essor. En 5 ans, la production d'origine éolienne a été multipliée par 10.

Le 12 novembre 2010 à 18h30, le record de production éolienne a été atteint, avec une puissance instantanée de 4 200 MW, correspondant à un facteur de charge⁽⁹⁾ de 77%. Cette valeur dépasse ainsi le précédent maximum absolu de 3 620 MW franchi en février 2010. Sur l'année 2010, le facteur de charge horaire reste très variable, évoluant entre 0% et 79%, pour une valeur moyenne sur l'année de 22%, stable par rapport à 2009.

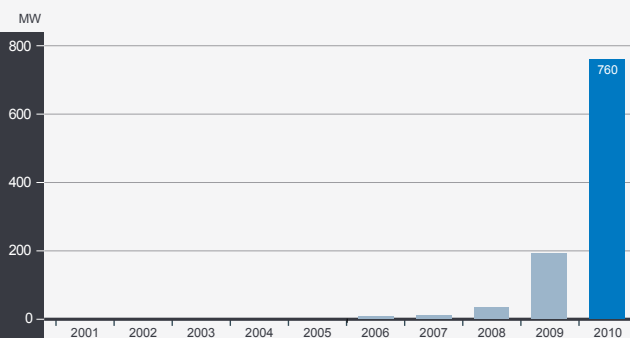
Le nombre d'installations photovoltaïques raccordées est en très forte augmentation cette année, avec un parc atteignant maintenant une puissance installée de 760 MW, soit plus du quadruple par rapport à fin 2009.

L'énergie produite en 2010 est estimée à 0,6 TWh, soit près du quadruple de la production enregistrée en 2009.

Production éolienne en France



Parc photovoltaïque en France



(9) Le facteur de charge est l'énergie produite rapportée à la puissance installée.

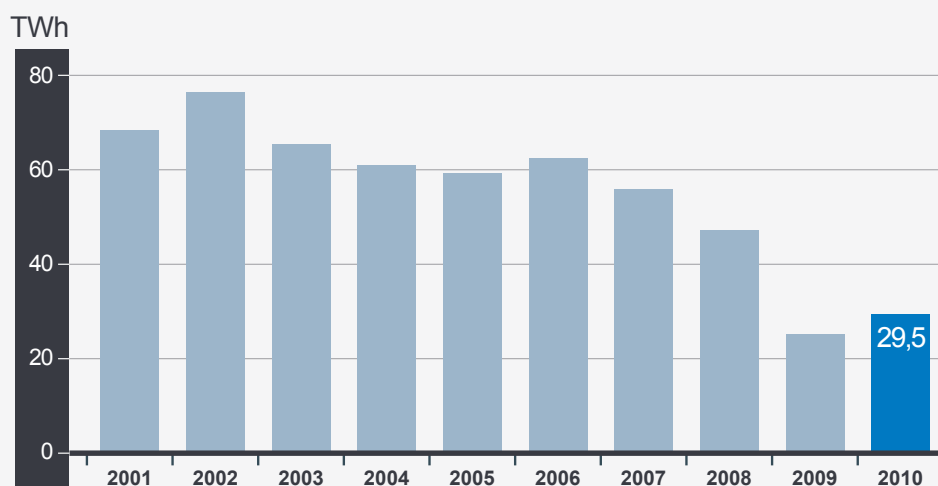
VI. Le solde des échanges est exportateur et en augmentation de 19% par rapport à 2009

Une augmentation significative du solde des échanges

Dans le domaine des échanges contractuels transfrontaliers, le solde des échanges⁽¹⁰⁾ atteint 29,5 TWh en 2010, soit une hausse importante de 19,0% par rapport à 2009. Ce solde est la différence entre les exportations (66,6 TWh) et les importations (37,1 TWh).

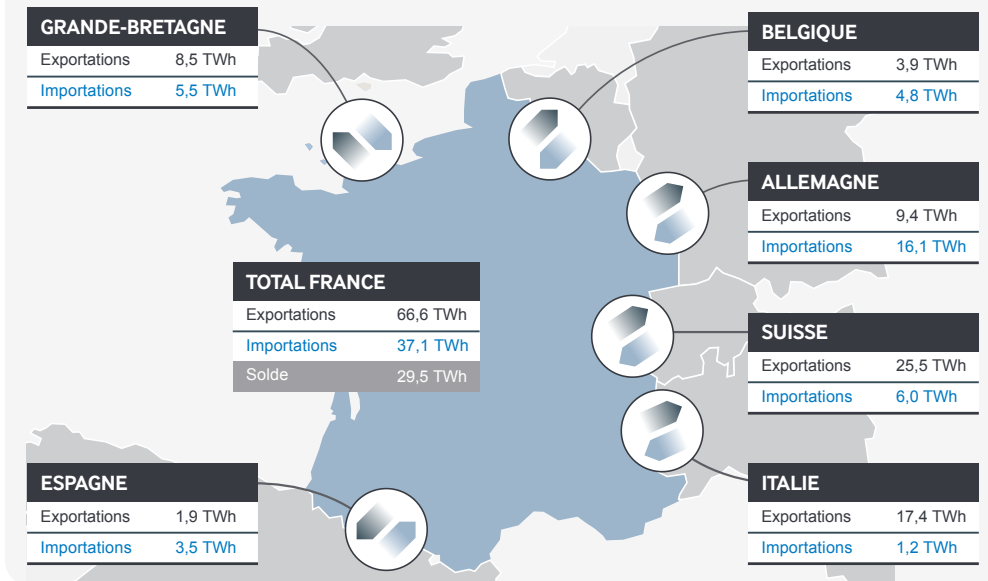
Cette progression témoigne de la fluidité des échanges aux 46 interconnexions électriques qui relient notre pays à ses voisins européens.

Solde des échanges contractuels



(10) Echanges contractuels

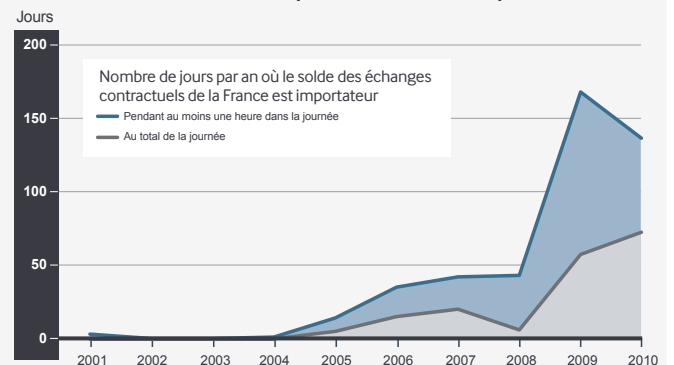
Échanges contractuels transfrontaliers en 2010



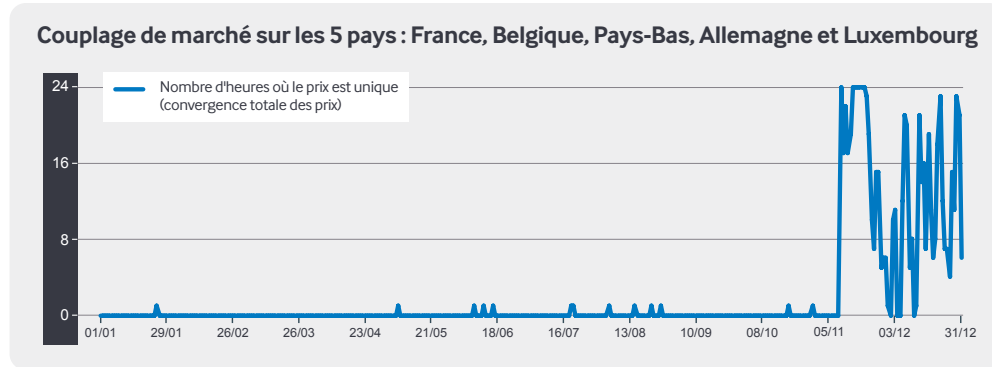
L'année 2010 a enregistré 72 journées d'importations contractuelles nettes, contre 57 en 2009.

Par contre, le nombre de journées présentant au moins un point horaire avec un solde des échanges contractuels importateur passe à 136 en 2010, contre 169 en 2009.

Évolution des événements d'importation en France depuis 2001



De l'innovation pour une meilleure fluidité des échanges aux frontières européennes et une convergence accrue des prix de l'électricité



Le 9 novembre 2010, les gestionnaires de réseau de transport et les bourses d'électricité ont innové en lançant un nouveau couplage par les prix sur 5 pays : France, Belgique, Pays-Bas, Allemagne et Luxembourg. Depuis cette date, et jusqu'au 31 décembre 2010, les prix ont été identiques dans les 5 pays dans 55% des cas en base (0h-24h)⁽¹¹⁾.

Initiative inédite, le 9 novembre également, les gestionnaires de réseau de transport et les

bourses concernées de 10 pays - la Belgique, la France, le Luxembourg, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Danemark, la Suède, la Finlande, la Norvège et l'Estonie - ont lancé un couplage de marché par les volumes. Les 17 partenaires européens ont ainsi créé **le plus grand marché d'électricité au monde. Avec un volume d'échange de plus de 1800 TWh, ce marché représente 60% de la consommation d'électricité en Europe, ou encore la consommation de 200 millions d'habitants.**

Qu'est-ce que le couplage de marché par les prix ?

Le couplage par les prix entre différents pays permet de créer une zone d'échange unique – et par conséquent des zones de prix uniques, quand les capacités d'interconnexion ne limitent pas les échanges transfrontaliers. Il participe à la création du marché européen unique de l'électricité. Nord Pool Spot a mis en place un « price splitting » en 1993, et en 2006 un couplage par les prix a pour la première fois été appliqué entre la France, la Belgique et les Pays Bas.

Et le couplage de marché par les volumes ?

Le couplage par les volumes consiste en une enchère journalière coordonnée impliquant deux ou plusieurs marchés d'électricité. Les volumes d'échange calculés par un bureau d'enchères sont transférés aux bourses d'électricité, qui les considèrent comme des offres à tout prix dans leur système local. Les flux calculés sont basés sur des carnets d'ordre anonymes et les capacités d'échange disponibles, tandis que le calcul du prix reste du ressort des bourses locales. Le couplage par les volumes a été mis en place aux frontières nord de l'Allemagne en novembre 2009.

(11) Contre 0,2% des cas avant le lancement du couplage, du 1^{er} janvier au 8 novembre 2010.

ANNEXE 1

Les nouvelles infrastructures du réseau de RTE en 2010

RTE a mis en service, en 2010, **656 km de lignes⁽¹²⁾ neuves ou renouvelées**, qui se répartissent comme suit :

→ 176 km en 400 000 volts, en technologie aérienne,

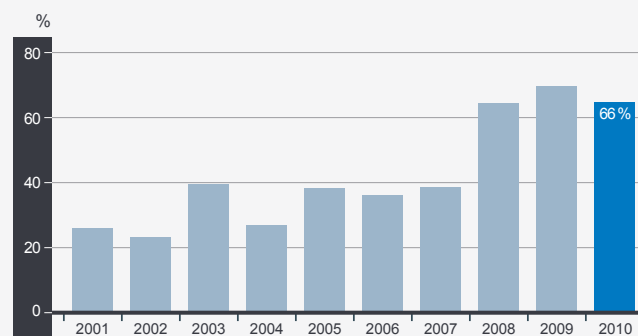
→ 212 km en 225 000 volts, dont 37 km en technologie souterraine,

→ 268 km en 90 000 ou 63 000 volts, dont 117 km en technologie souterraine.

En 2010, le taux annuel de circuits neufs souterrains en 90 000 volts et 63 000 volts atteint 66%⁽¹³⁾.

RTE a mis en service 20 nouveaux postes.

**Taux annuel du réseau neuf souterrain*
90 000 volts et 63 000 volts**



(*) Au sens du Contrat de Service Public

(12) Exprimé en km de circuits.

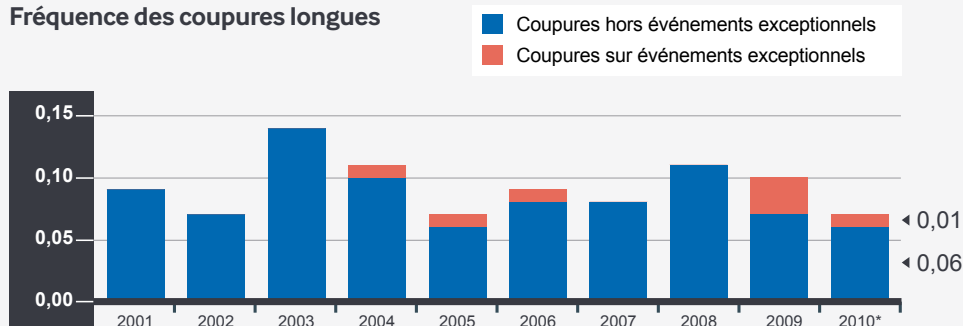
(13) Valeur provisoire, indicateur au sens du Contrat de Service Public

ANNEXE 2

Résultats détaillés de la qualité de l'électricité sur le réseau de RTE

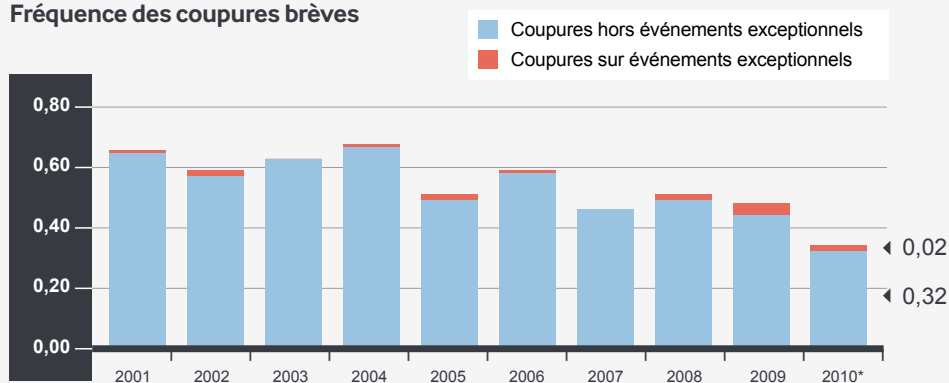
Fréquence des coupures longues⁽¹⁴⁾ et fréquence des coupures brèves⁽¹⁵⁾

Fréquence des coupures longues



(*) Résultats provisoires

Fréquence des coupures brèves



(*) Résultats provisoires

(14) La fréquence de coupure est le ratio entre le nombre de manques de tension et le nombre de sites des clients distributeurs et industriels desservis par RTE. Une coupure longue est une coupure supérieure ou égale à 3 minutes, lorsque le client n'a pas la possibilité de se réalimenter sur une autre alimentation RTE disponible.

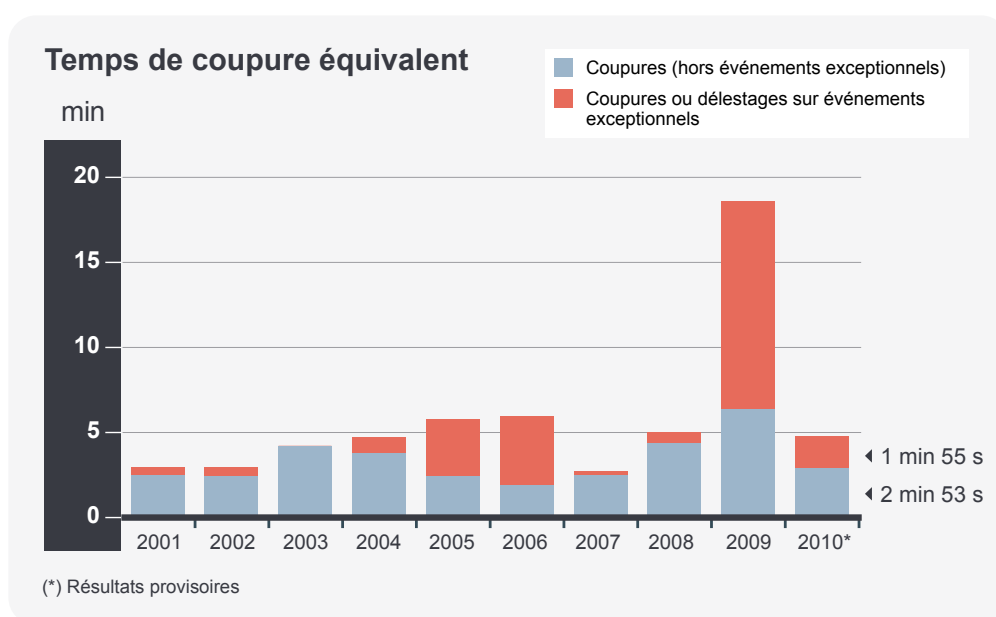
(15) La fréquence de coupure est le ratio entre le nombre de manques de tension et le nombre de sites des clients distributeurs et industriels desservis par RTE. Une coupure brève est une coupure d'une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.

Temps de coupure équivalent⁽¹⁶⁾

Le Temps de Coupure Équivalent⁽¹⁷⁾ a été affecté par deux événements exceptionnels : la tempête Xynthia en février et les inondations dans le Var en juin. Hors ces deux événements, le temps de coupure équivalent atteint 2 min 53s.

Ce chiffre intègre la durée nécessaire pour établir le diagnostic des ouvrages du réseau touchés par l'incident et pour rétablir l'alimentation des clients

concernés. Deux facteurs influencent particulièrement cette durée : la nature des ouvrages concernés (diagnostic et réparation sont sensiblement plus longs sur des ouvrages souterrains) et les choix faits par les clients, en terme de niveau de sécurité, pour leur raccordement au réseau public de transport. En 2010, 80% du temps de coupure équivalent est lié à des incidents survenus⁽¹⁸⁾ sur les ouvrages de raccordement.



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

(17) Le temps de coupure équivalent est égal à l'énergie non distri-

buée du fait de coupures d'alimentation et des délestages des clients, rapportée à la puissance annuelle livrée par RTE à ses clients.

(18) Valeur variant entre 60 et 80% au cours des 10 dernières années.

ANNEXE 3

Les mécanismes de marché

Le marché infra-journalier aux frontières

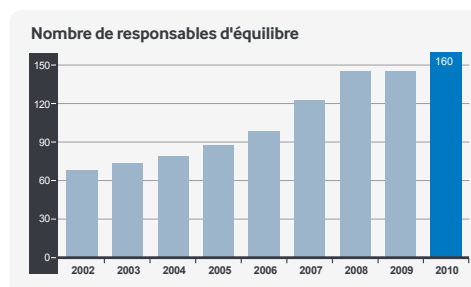
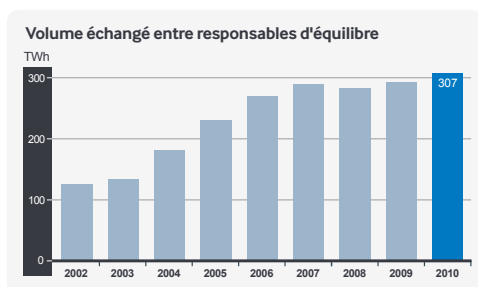
Le volume cumulé des échanges sur le marché infra-journalier a progressé de 9% en 2010, pour atteindre 6,2 TWh, en hausse de 0,5 TWh par

rapport à 2009. En 2010, le marché infra-journalier représente 6 % des échanges contractuels aux frontières.

Les responsables d'équilibre

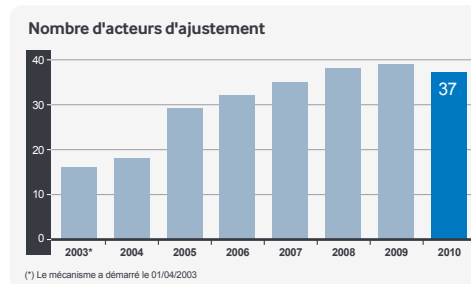
Le volume annuel échangé entre responsables d'équilibre, via les notifications d'échanges de blocs, progresse de 5% avec 307 TWh échangés

pour l'année 2010 contre 292 TWh en 2009. Par ailleurs, le nombre de responsables d'équilibre au 31 décembre, à savoir 160, augmente de 10% (+15).



Le mécanisme d'ajustement

Le nombre d'acteurs sur le mécanisme d'ajustement est relativement stable. Au 31 décembre 2010, 37 acteurs d'ajustement étaient déclarés contre 39 en 2009. En 2010, les volumes d'ajustement appelés par RTE à la hausse augmentent dans la continuité de 2009 (+28%), tandis que les volumes appelés à la baisse sont relativement stables.





Dossier imprimé sur papier recyclé Symbol Freelife.

Réseau de Transport d'Électricité
1, terrasse Bellini
92919 La Défense cedex
www.rte-france.com