



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité



DOSSIER DE PRESSE
**Le bilan électrique
français 2006**

Contacts presse

Michel Derdevet Mob 06 82 59 45 87
Directeur de la Communication LD 01 41 02 19 73

Karine de Usatorre Mob 06 08 82 71 37
Attachée de presse LD 01 41 02 15 69

Pour en savoir plus

www.rte-france.com

Réseau de Transport d'Electricité
1, terrasse Bellini
92919 LA DEFENSE CEDEX



SOMMAIRE

I. LES ÉLÉMENTS CLÉS DU BILAN ÉLECTRIQUE 2006	2
II. LES ENGAGEMENTS DE SERVICE PUBLIC DE RTE	5
III. DES MÉCANISMES DE MARCHÉ PERFORMANTS ET FAVORISANT LA FLUIDITÉ DES ÉCHANGES	10
IV. LES ENSEIGNEMENTS DE LA PANNE ÉLECTRIQUE DU 4 NOVEMBRE 2006	13
ANNEXE I : l'évolution des infrastructures de RTE et des moyens de production	19
ANNEXE II : RTE a choisi Gaz de France pour améliorer la sécurité de l'alimentation électrique en Bretagne	20
ANNEXE III : l'enquête de satisfaction de RTE en 2006	21

RTE est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français. Entreprise de service public, il a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau haute et très haute tension. Il est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique.

RTE achemine l'électricité entre les fournisseurs d'électricité (français et européens) et les consommateurs, qu'ils soient distributeurs d'électricité (EDF et les entreprises locales de distribution) ou industriels directement raccordés au réseau de transport.

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 4041 millions d'euros en 2005 et emploie 8300 salariés.

I. LES ÉLÉMENTS CLÉS DU BILAN ÉLECTRIQUE FRANÇAIS 2006

Pour la première fois depuis 9 ans,
une baisse de la consommation
globale d'électricité...

La consommation intérieure d'électricité en 2006 est en retrait de 1% par rapport à 2005, avec un cumul annuel atteignant 478,4 TWh⁽¹⁾, soit 4,8 TWh de moins qu'en 2005.

Corrigée des aléas climatiques, la consommation intérieure atteint 470,9 TWh, en relative stabilité par rapport à 2005 (-0,2%).

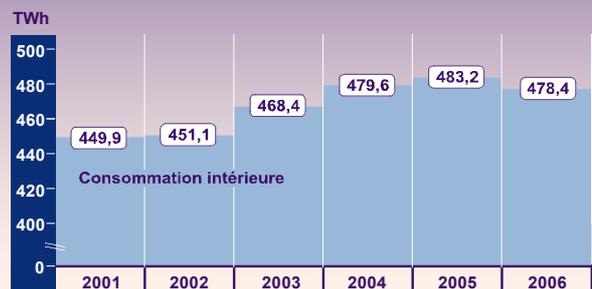
L'année 2006 a été marquée par des périodes de froid jusqu'à la mi-avril et par des températures clémentes fin décembre. Globalement, ces aléas ont entraîné une hausse de la consommation de 6,5 TWh par rapport à la normale. La vague de chaleur du mois de juillet a, quant à elle, engendré une hausse de la consommation d'électricité de presque 1 TWh par rapport à la normale. Cette hausse totale de 7,5 TWh liée aux aléas climatiques est toutefois moins élevée qu'en 2005 (11,5 TWh).

Le record absolu de consommation en France a été battu le vendredi 27 janvier 2006 à 19h avec un pic à 86 280 MW pour une température moyenne journalière de -1,1°C (-6,7°C par rapport à la normale). Cette forte demande d'électricité a eu lieu lors d'une vague de froid qui a duré une vingtaine de jours (du 22 janvier au 14 février). Le précédent record (86 024 MW) datait du 28 février 2005.

(1) 1 TWh = 1 milliard de kWh

(2) Les PMI-PME sont raccordées aux réseaux de distribution en HTA (tension de raccordement comprise entre 1 kV et 50 kV)

Consommation intérieure 478,4 TWh (-1,0 %)



...mais une consommation des clients domestiques qui continue de croître

Le recul de 1% de la consommation globale est imputable principalement à la baisse de la consommation des grandes entreprises industrielles du secteur énergétique.

En dehors du secteur énergétique, la consommation intérieure affiche une hausse de 0,9% en valeur brute, et de 1,8% en valeur corrigée des aléas climatiques. Cette légère progression est soutenue par la clientèle raccordée en basse tension (ménages, éclairage public, services publics, secteur tertiaire ...), dont la consommation augmente de 2% par rapport à 2005 (3,4% en valeur corrigée des aléas climatiques).

La consommation des PME-PMI⁽²⁾ progresse également (+0,9%) par rapport à 2005.

En revanche, la consommation de la grande industrie (hors secteur énergie) raccordée au réseau de transport de RTE est en recul de 0,8 %. Cette baisse est moindre qu'en 2005 (3,5 %).

Le solde des échanges contractuels aux frontières retrouve, avec 61,8 TWh, un niveau comparable à celui de 2004 en hausse de 3,2 TWh par rapport à 2005

L'analyse frontière par frontière de ce solde exportateur met en évidence des évolutions contrastées par rapport à 2005 :

➔ une hausse du solde exportateur vers l'Europe continentale⁽¹⁾ (+6,0 TWh soit +15%). Cette hausse est à la fois due à une baisse du solde importateur des échanges vers l'Allemagne (plus forte baisse des importations que des exportations en 2006 par rapport à 2005) et à la hausse du solde exportateur vers la Belgique (forte progression des exportations en 2006 par rapport à 2005) qui sont partiellement compensées par la baisse du solde exportateur des échanges vers l'Italie (on remarque une baisse des exportations avec en contrepartie une légère hausse des importations).

➔ et une baisse du solde exportateur vers l'Espagne (-2,1 TWh soit -33%) et vers l'Angleterre (-0,7 TWh soit -7%),

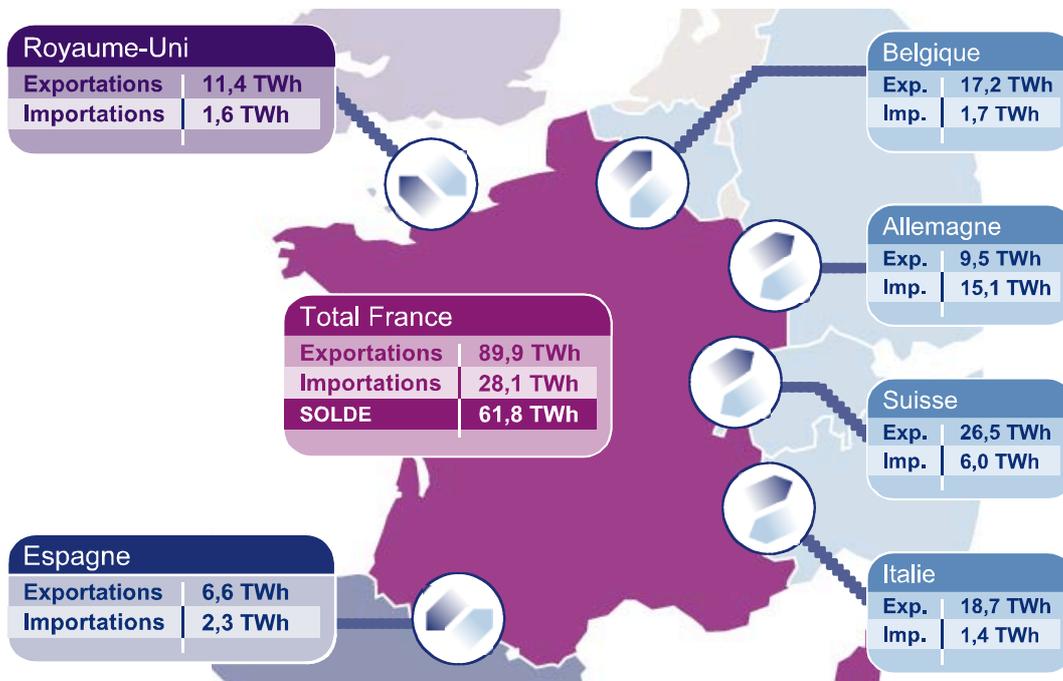
Le volume cumulé des exportations et des importations est en baisse. Il atteint 118 TWh, soit une baisse de 5,2 TWh par rapport à 2005, année record.

Cet indicateur baisse de 5% (-5,5 TWh) en 2006 par rapport à 2005 sur la frontière avec les pays d'Europe continentale et avec l'Angleterre de 2% (-0,3 TWh), alors qu'il augmente sur la frontière avec l'Espagne de 7% (+0,6 TWh).

La baisse du volume global des transactions avec les pays d'Europe continentale résulte de la diminution de l'activité avec l'Allemagne (-8,3 TWh), avec l'Italie (-1,5 TWh) et avec la Suisse (-0,3 TWh) tandis que l'activité avec la Belgique augmente (+4,6 TWh).

(1) Allemagne, Belgique, Suisse, Italie.

Echanges contractuels transfrontaliers en 2006



Une légère diminution de la production française d'électricité

La production française d'électricité affiche une légère diminution par rapport à l'année précédente (-0,2%) :

- ➔ la production des centrales **nucléaires** baisse de 0,3% en 2006 par rapport à 2005 ;
- ➔ la production d'origine **hydraulique** est en hausse de 8,4% par rapport à 2005, du fait de conditions hydrauliques plus favorables ;
- ➔ la production issue des **sources d'énergie renouvelables hors hydraulique** augmente de 27,7 % soit +1,2 TWh. Elle représente 5,5 TWh en 2006, dont 2,2 TWh issus de la **production éolienne**. Le volume de cette dernière augmente de 126 % par rapport à 2005, en cohérence avec l'augmentation de la puissance raccordée.
- ➔ La production **thermique classique**, qui assure le rôle de bouclage de l'équilibre offre/demande, est en baisse de 9,6%.

Production française d'électricité

	TWh	Variation 2006/2005 (%)
Production nette	549,1	⬇️ -0,2
Nucléaire	428,7	⬇️ -0,3
Thermique classique	54,0	⬇️ -9,6
Hydraulique	60,9	⬆️ +8,4
Autres sources d'énergie renouvelables	5,5	⬆️ +27,7
<i>dont éolien</i>	2,2	⬆️ +126

II. LES ENGAGEMENTS DE SERVICE PUBLIC DE RTE

Les missions de service public dévolues par la loi à RTE sont précisées dans le Contrat de Service Public conclu avec l'État. Signé le 25 octobre 2005 pour la période 2005-2007, le Contrat de Service Public précise les engagements de RTE en vue d'assurer la pérennité de ses missions de service public.

Les trois engagements de RTE en faveur d'une meilleure insertion de son réseau dans les paysages

Ces engagements prolongent ceux formalisés dans les accords « réseaux électriques et environnement » signés précédemment par RTE.

RENFORCER ET ÉLARGIR LA CONCERTATION À TOUTES LES ÉTAPES DU DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

RTE a largement contribué à cet engagement grâce à plusieurs actions dont les plus significatives sont :

➔ Les concertations régionales sur les schémas de développement du réseau : elles permettent un premier partage autour des besoins en développement très en amont des projets proprement dits.

➔ Sa participation au débat public relatif à l'insertion de l'EPR dans le réseau de transport (projet Cotentin-Maine) sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public. Le débat a donné lieu, entre le 24 octobre 2005 et le 23 février 2006, à 16 réunions publiques, auxquelles 4000 personnes au total ont pu assister, et a généré 12 000 visites sur le site de la Commission Particulière du Débat Public.



PROTÉGER LES PAYSAGES, LES MILIEUX NATURELS ET URBANISÉS

➔ Le taux d'enfouissement du réseau haute tension est de 36% en 2006, soit un total sur 2005-2006 de 37 %. Ce taux dépasse l'objectif du Contrat de Service Public fixé à 30%

➔ Les créations de lignes souterraines sont en 2006 d'environ 1 km en très haute tension (225 et 150 kV), et de 88 km en haute tension.

Au total, le réseau aérien a diminué de 108 kilomètres, compte tenu de la dépose d'ouvrages hors tension.

Sur le projet « Cahors – Ferouge », par exemple, environ 20 km de lignes 63 kV ont été construites en technique souterraine pour la prise en compte de zones naturelles (zones Natura 2000, traversée de la Dordogne). Le projet a de plus conduit à la dépose de 67 km de ligne 63 kV, propriété de la SNCF.

➔ Les dispositifs de régulation de puissance (comme les transformateurs-déphaseurs) et le remplacement des conducteurs par des câbles plus performants sont systématiquement étudiés dans toutes les études de développement de réseau. De tels dispositifs permettent d'optimiser le réseau existant sans introduire de modifications environnementales dans le milieu traversé.

Ainsi l'année 2006 a vu la première mise en service, le 25 juillet, sur la ligne 90 kV Odon-Creully en région Normandie d'une nouvelle génération de câbles en remplacement des câbles existants. Cette réalisation a permis d'augmenter le transit en régime de secours sans remplacer les supports et donc sans nouvel impact environnemental.

En outre, des transformateurs-déphaseurs ont notamment été mis en service dans les postes 225 kV de Niort et de Guarbecque (dans la région Nord-Pas-de-Calais).

INDEMNISER JUSTEMENT LES PRÉJUDICES SUBIS (AGRICILES, VISUELS, ETC.)

Une analyse des méthodes d'évaluation socio-économique des impacts paysagers de nos ouvrages a été initiée en 2006. Elle a été faite en collaboration avec le Ministère de l'écologie et du développement durable et la DIDEME conformément aux engagements pris.

Par ailleurs, les barèmes des indemnités agricoles ont été réactualisés.



L'engagement de RTE sur la qualité de fourniture

Les résultats pour 2006 s'annoncent dans la continuité de l'amélioration initiée depuis quelques années.

➔ Le **temps de coupure équivalent** s'améliore considérablement en 2006 et atteint une valeur historiquement basse en passant pour la première fois sous la barre des 2 minutes.

➔ La **fréquence de coupure longue** (CL) augmente par rapport à 2005 mais reste parmi les meilleures valeurs acquises sur la période 1999-2006 en étant légèrement supérieure au résultat de 2002.

➔ L'évolution à la hausse de la **fréquence de coupure brève** (CB) est étroitement liée à celle de la densité de foudroiement. Elle retrouve une valeur identique à celle de 2002 (976 coupures brèves dues à la foudre en 2006 contre 938 en 2002 et 683 en 2005).

RTE s'engage auprès des clients industriels et des distributeurs en termes de :

➔ **CONTINUITÉ D'ALIMENTATION** : RTE s'engage à ne pas dépasser un seuil en nombre de coupures longues et de coupures brèves. Les seuils relatifs à chaque site client sont établis pour une période de 3 ans, sur la base de l'historique réel des coupures sur les 4 dernières années. Ils sont compris entre une limite maximale de 5 coupures brèves et 1 coupure longue par an, et une limite minimale de 2 coupures (brèves ou longues) sur 3 ans.

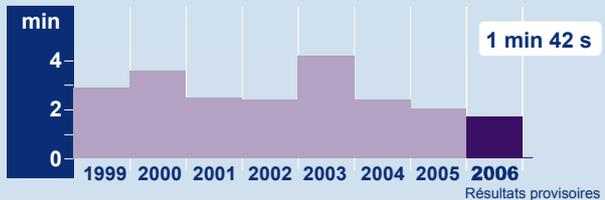
L'application de ce dispositif de calcul a conduit à une amélioration des seuils d'engagement, qui s'est poursuivie en 2006 : le seuil moyen d'engagement pour 2006 était de :

▀ 2,06 coupures/an pour les clients industriels (3,21 en 2001)

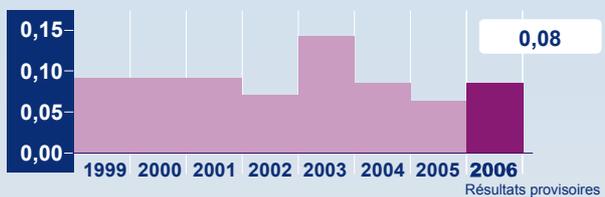
▀ 1,32 coupures /an pour les distributeurs (2,32 en 2001)⁽¹⁾

Indicateurs de qualité de fourniture

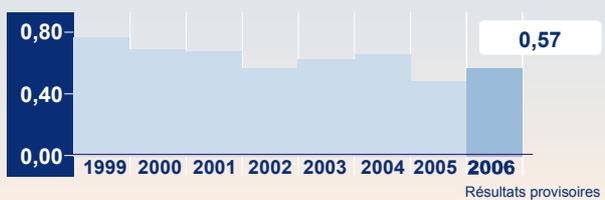
Temps de coupure équivalent



Fréquence de coupure longue



Fréquence de coupure brève



(1) la différence entre les seuils moyens pour ces deux catégories de clients s'explique notamment par une proportion beaucoup plus importante de raccordements à une seule liaison pour les clients industriels, peu favorables à une bonne continuité, ce qui se traduit dans les engagements calculés en fonction de l'historique.

➔ **QUALITÉ DE L'ONDE** : un engagement réciproque sur la qualité de l'onde de tension (limites des variations lentes de tension, variations rapides de tension, déséquilibre, variations de fréquence) et des valeurs indicatives sur les harmoniques.

➔ **INFORMATION** : en temps réel, un contact est systématiquement établi avec le client en cas de coupure longue. Par ailleurs, RTE donne, pour chaque coupure (CL ou CB), une information écrite au client sous trois jours ouvrés au plus tard. Chaque année, RTE réalise un bilan complet de ses engagements contractuels pour tous ses clients.

➔ **INDEMNISATION** : RTE s'engage, en cas de non-respect de ses engagements sur les coupures ou sur la qualité de l'onde de tension, à indemniser le préjudice après expertise.

Tout en poursuivant la baisse des seuils d'engagement, le taux de respect des engagements contractuels reste supérieur à l'objectif de 90%, avec 93,6% pour les clients industriels et 94,2% pour les postes sources de distribution.

Par ailleurs, un nouveau service optionnel, « Qualité + » a été déployé en 2006 pour les clients industriels. Ce service a pour but :

- ▶ d'établir un diagnostic sur la base d'une analyse croisée des perturbations mesurées sur le réseau et de leurs conséquences pour le client,
- ▶ d'étudier et éventuellement mettre en œuvre, sur la base de ce diagnostic, des actions d'amélioration ciblées sur le réseau, afin de limiter le nombre ou les caractéristiques des perturbations les plus gênantes pour le client. Après réalisation, RTE peut prendre des engagements personnalisés correspondant aux améliorations attendues.

Environ 180 clients ont souscrit ce service depuis début 2006.



Enfin, RTE s'engage, dans le cadre de ses contrats d'accès au réseau public de transport, à analyser la situation des « points noirs ». Un point noir correspond à un site client ayant subi plus d'une coupure longue ou plus de 5 coupures brèves dans l'année. RTE s'engage, dans les 6 mois suivant la demande des utilisateurs, à faire une proposition technique et financière en vue d'une amélioration de la situation par rapport au niveau de qualité historique.

Afin de déterminer les situations « chroniques », RTE suit de façon plus particulière les **points noirs récurrents**, c'est-à-dire les points noirs CL ou CB pendant 3 années consécutives.

Les points noirs récurrents sur la période 2004-2006 sont en nombre limité, puisqu'il n'y a **aucun point noir CL récurrent**. Les points noirs CB récurrents sont constitués de :

- ▶ 5 sites clients industriels (+2 par rapport à 2005),
- ▶ 4 postes sources d'EDF-Distribution auxquels on peut ajouter 2 sites indirectement raccordés au RPT via des installations de production (+1 par rapport à 2005),
- ▶ 15 sous-stations RFF (+3 par rapport à 2005).

**RTE déploie son programme
de sécurisation mécanique**

Tirant les enseignements de la tempête de 1999 et conformément aux engagements du Contrat de Service Public, RTE déploie son programme de sécurisation mécanique.

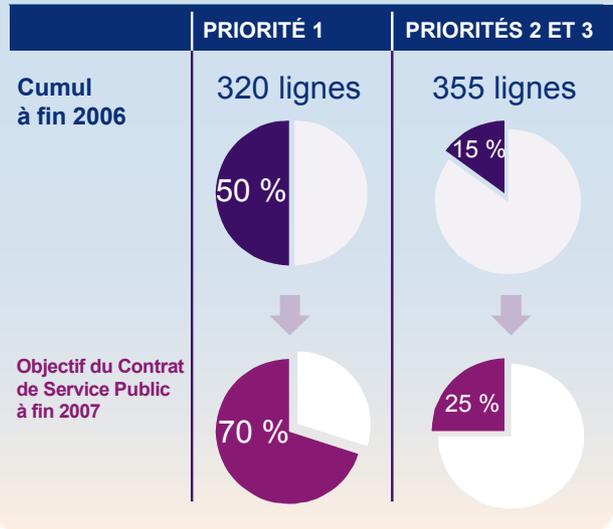
La finalité de ce programme est de maintenir, en cas d'événements climatiques de même intensité que cette tempête, la continuité d'alimentation de la quasi-totalité des postes électriques par une ligne dite sécurisée mécaniquement.

En 2006, RTE a consacré 100 M€ à ce programme. A fin 2006, la moitié des lignes de priorité 1⁽¹⁾ est sécurisée.

C'est donc avec succès que la dynamique de mise en œuvre de cette politique s'est poursuivie en 2006.

(1) Les lignes de priorité 1 sont les lignes 400 et 225 kV essentielles pour la sûreté du système électrique. Les autres lignes sont classées en priorité 2 et 3.

**Nombre de lignes sécurisées
contre les chutes en cascade de pylônes**



III. DES MÉCANISMES DE MARCHÉ PERFORMANTS ET FAVORISANT LA FLUIDITÉ DES ÉCHANGES

Dans la continuité des années précédentes, les ventes d'énergie entre RE enregistrent une forte progression

Le volume échangé entre Responsables d'Equilibre (RE) en gré à gré via les notifications d'échanges de blocs a atteint 270 TWh pour l'année 2006 contre 229 TWh en 2005. Cela représente une augmentation de 18% (pour mémoire, la hausse entre 2005 et 2004 était déjà de 27% et celle entre 2004 et 2003 de 36%).

Le volume mensuel maximal échangé a été atteint en décembre 2006 avec un volume légèrement supérieur à 25 TWh.

Le nombre de RE augmente également fortement : au 31 décembre, on dénombre 98 Responsables d'Equilibre (contre 87 en 2005, et 79 en 2004, 73 en 2003)

Le volume des échanges sur Powernext « day ahead » est également en forte hausse

Powernext a consolidé sa place dans le paysage électrique français et européen avec une croissance régulière des volumes négociés sur Powernext Day-Ahead™ (30 TWh en 2006, 19,7 TWh en 2005, 14,2 TWh en 2004 et 7,5 TWh en 2003).

Un nouveau record mensuel a été enregistré en décembre 2006 avec un volume échangé de 3 TWh. Un record journalier a été enregistré le 30 novembre 2006 avec presque 130 GWh échangés.



Un mécanisme d'ajustement bien rodé

Le mécanisme d'ajustement est un outil de marché qui permet à RTE de disposer à tout moment de réserves de puissance afin de les mobiliser, à la hausse ou à la baisse, dès qu'un déséquilibre entre l'offre et la demande se produit. Le mécanisme d'ajustement a été ouvert le 1er avril 2003.

Au 31 décembre 2006, 32 acteurs d'ajustement étaient déclarés (+3 par rapport à l'année précédente). Près des deux tiers des acteurs inscrits ont des accès depuis l'étranger (Angleterre, Allemagne, Suisse ou Espagne).

Le volume d'ajustement appelé par RTE a atteint en cumul à fin 2006,

- ▶ 3,9 TWh à la baisse (soit -35% par rapport à 2005)
- ▶ 3,9 TWh à la hausse (soit +12% par rapport à 2005).

**Un bilan positif de la généralisation
du mécanisme d'enchères
sur les interconnexions entre la France
et ses voisins**

RTE avait annoncé il y a un an, la mise en place généralisée, au 1^{er} janvier 2006, d'enchères sur toutes les liaisons d'interconnexion avec ses voisins.

Ce mécanisme s'est avéré très efficace et répond parfaitement au besoin des acteurs du marché.

Pour 2006, les enchères suivantes ont eu lieu :

➔ annuelles, mensuelles et journalières (depuis janvier 2006) sur les frontières belge et allemande. Sur la frontière belge, les enchères explicites journalières ont été remplacées le 21 novembre 2006 par une allocation implicite par couplage des marchés français, belge et néerlandais ;

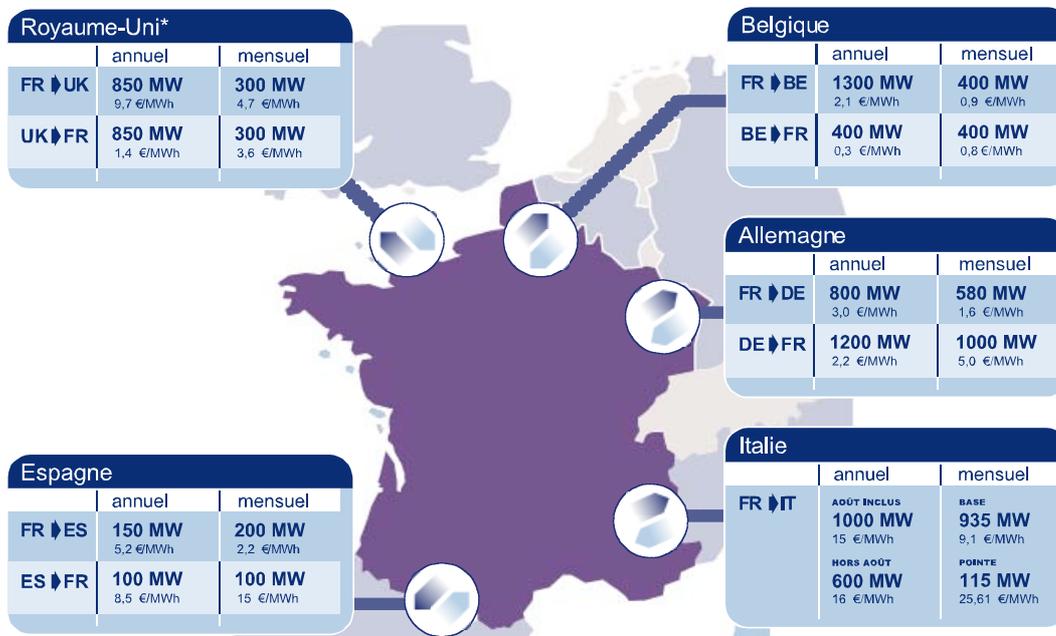
➔ annuelles, mensuelles (depuis janvier 2006) et journalières (depuis février 2006) sur la frontière italienne (seules les capacités d'exportation ont fait l'objet d'enchères en 2006, les demandes de capacités d'importation étant inférieures à la capacité disponible ; RTE et TERNNA prenaient en charge chacun l'allocation de 50% de la capacité d'exportation);

➔ mensuelles et journalières (depuis février 2006) et infrajournalières (depuis juillet 2006) sur la frontière espagnole ;

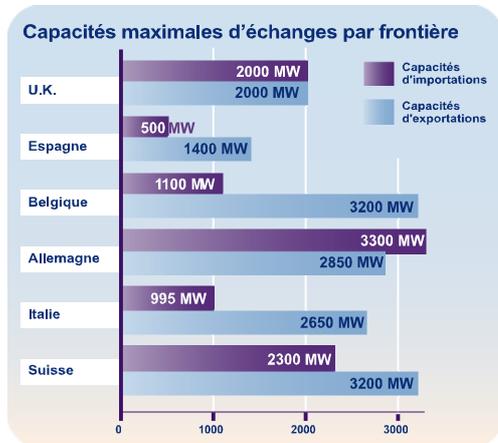
➔ annuelles, semestrielles, trimestrielles, mensuelles, week-end et journalières sur la liaison France-Angleterre.

Résultat des enchères annuelles 2007 et mensuelles janvier 2007

Capacités allouées en MW et prix de règlement en €/MWh



*ROYAUME-UN
Hiver FR→UK 350 MW/10,3€/MWh | UK→FR 350 MW/1,1 €/MWh
Trimestriel FR→UK 300 MW/6,1€/MWh | UK→FR 300 MW/1,0 €/MWh



En dehors des enchères annuelles et mensuelles, représentées sur la carte en page précédente, les capacités restantes sont allouées au marché sur la base de produits journaliers.

Pour les capacités 2007, les mécanismes d'enchères sont désormais coordonnés avec l'ensemble des GRT communautaires voisins de RTE, dans les deux sens de l'interconnexion.

Pour 2006, au total 3450 MW de capacité annuelle d'exportation vers l'Angleterre, la Belgique, l'Allemagne et l'Italie ont été alloués, et 3150 MW de capacité annuelle d'importation depuis l'Angleterre, la Belgique, et l'Allemagne. De même, de 2100 MW à 5130 MW (suivant les périodes) de capacité semestrielle, trimestrielle et mensuelle d'exportation ont été alloués vers l'Angleterre, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne, et de 1600 MW à 3570 MW (suivant les périodes) de capacité semestrielle, trimestrielle et mensuelle d'importation depuis l'Angleterre, la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne.

Pour 2007, au total 4700 MW de capacité annuelle d'exportation et 2550 MW de capacité annuelle d'importation ont été alloués. De même, pour le mois de janvier, 3180 MW de capacité semestrielle, trimestrielle et mensuelle d'exportation et 2450 MW de capacité semestrielle, trimestrielle et mensuelle d'importation ont été alloués.

Sur l'ensemble de ces enchères, RTE dénombre une quinzaine de sociétés ayant acquis de la capacité à chacune des sessions d'enchères.

Comme en 2005, les prix auxquels ont été attribuées les capacités d'interconnexion font apparaître une « zone de marché » à prix relativement homogènes entre la France, la Belgique et l'Allemagne.

En novembre 2006, un couplage de marché mis en place avec succès entre les Pays Bas, la Belgique et la France

Le 21 novembre, le mécanisme de couplage des marchés belge, néerlandais et français a été lancé. Le couplage contribue à rapprocher les prix dans les trois pays concernés et aboutit à un prix unique lorsque la capacité d'échanges est suffisante pour effectuer toutes les transactions transfrontalières. Il améliore la liquidité sur toutes les bourses et ouvre la voie à un marché plus intégré de l'électricité en Europe. Il permet une utilisation maximale des infrastructures d'interconnexion.

Entre le 22 novembre et le 31 décembre 2006, les trois prix Powernext, Belpex et APX ont été identiques dans 56% des cas en base (0h-24h) et dans 43% des cas aux heures de pointe (8h-20h).

Sur l'interconnexion France-Belgique :

► Les prix belges et français ont été identiques dans 73% des cas en base et dans 69% des cas aux heures de pointe.

Sur l'interconnexion Belgique-Pays-Bas :

► Les prix belges et hollandais ont été identiques dans 82% des cas en base et dans 73% des cas aux heures de pointe.

IV. LES ENSEIGNEMENTS DE LA PANNE ÉLECTRIQUE DU 4 NOVEMBRE 2006

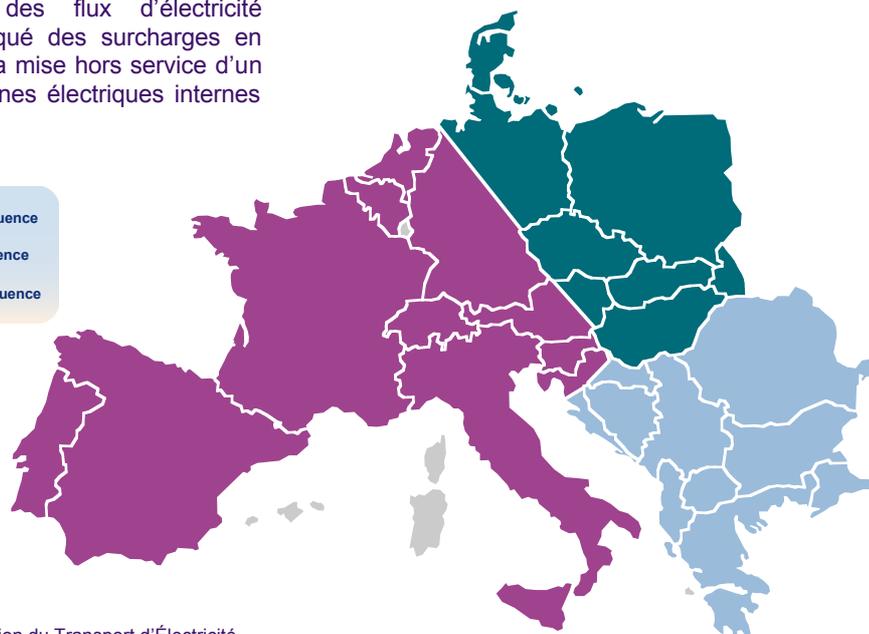
L'UCTE⁽¹⁾ a rendu publics les premiers résultats de l'enquête concernant la panne électrique du 4 novembre 2006.

L'incident qui a privé d'électricité environ 15 millions de foyers en Europe trouve son origine sur le réseau à très haute tension allemand.

Avertissement : ce chapitre, fourni exclusivement à titre d'information, est basé sur la chronologie des événements perçus par RTE sur le réseau français, complétée des informations résultant du rapport intermédiaire de l'UCTE sur l'incident du 4 novembre 2006.

L'origine de la panne

La mise hors service d'une ligne électrique à 400 000 Volts initialement planifiée pour le 5 novembre au matin, a été réalisée le 4 novembre à 21h38 par EON-Netz, l'un des gestionnaires de réseau allemands. Suite à cette manœuvre, des flux d'électricité imprévus ont provoqué des surcharges en cascade entraînant la mise hors service d'un grand nombre de lignes électriques internes au réseau européen.



A 22h10, le réseau européen s'est trouvé alors divisé en trois zones déconnectées les unes des autres :

- La zone Ouest (partie Ouest de l'Allemagne et de l'Autriche, Slovénie, Benelux, Suisse, France, Espagne, Italie, Portugal, partie de la Croatie) ;
- La zone Nord-Est (partie Est de l'Allemagne et de l'Autriche, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie)
- La zone Sud-Est (Grèce, Albanie, Macédoine, Bulgarie, Serbie, Monténégro, Bosnie-Herzégovine, Est de la Croatie, une petite partie de la Hongrie).

L'interconnexion entre l'Espagne et le Maroc s'est à son tour mise hors service, pour protéger le système électrique du Maghreb.

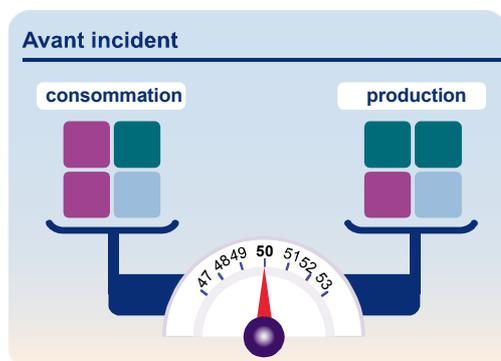
(1) Union pour la Coordination du Transport d'Électricité en Europe.

Des situations de déséquilibre entre offre et demande d'électricité

Alors que le réseau européen respectait une des exigences fondamentales des systèmes électriques avant l'incident, à savoir l'égalité instantanée entre la production et la consommation d'électricité à la fréquence de 50 Hertz, l'éclatement en trois zones place certaines d'entre elles en fort déséquilibre :

- ➔ Dans la zone Ouest, où se situe la France, une insuffisance de production de près de 9 000 MW fait chuter la fréquence du réseau à 49 Hertz.
- ➔ Dans la zone Nord-Est, la production d'électricité se trouve supérieure (plus de 10 000 MW) à la consommation d'électricité, ce qui entraîne une augmentation instantanée de la fréquence du réseau au-delà de 51 Hertz.
- ➔ Dans la zone Sud-Est, la production d'électricité présente un manque de 700 MW entraînant une sous-fréquence de moindre ampleur à 49,7 Hertz.

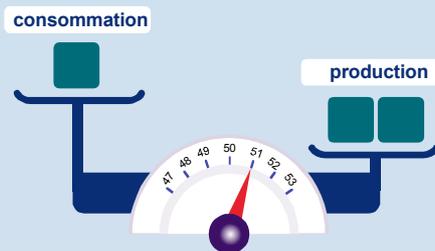
Or la fréquence doit impérativement être stabilisée autour de 50 Hertz sur tout le réseau interconnecté. Tous les groupes de production doivent en effet fonctionner à ce rythme, de façon synchronisée, ce qui les « solidarise » les uns par rapport aux autres.



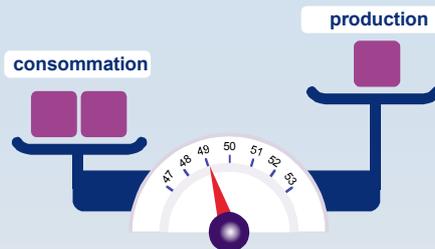
L'excès de consommation électrique par rapport à la production d'électricité provoque le « ralentissement » de ces groupes de production, qui se traduit par une baisse de la fréquence observée sur le système électrique. En cas de ralentissement trop important, ils se déconnectent du réseau automatiquement. Le déséquilibre entre la consommation et la production s'accroît et, par effet de cascade, peut conduire à une panne généralisée : le « black-out », c'est-à-dire un effondrement total du réseau. Cette situation peut parfois nécessiter de nombreuses heures pour réalimenter les consommateurs d'électricité, voire plusieurs jours comme cela a été le cas aux États-Unis en 2003.

Incident : séparation en 3 zones

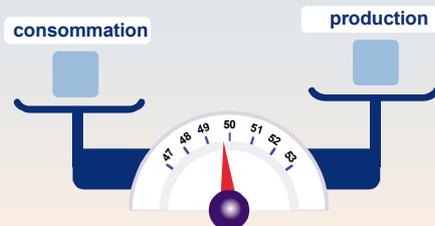
Zone Nord-Est : sur-fréquence



Zone Ouest : sous-fréquence



Zone Sud-est : sous-fréquence



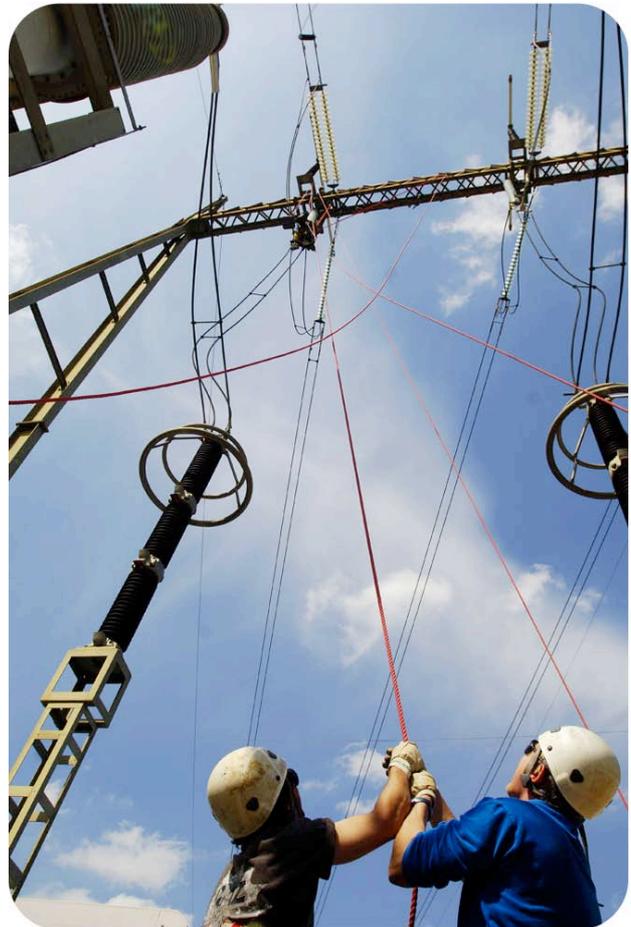
Les parades, le retour à la normale

Pour rétablir le plus rapidement possible l'équilibre fondamental entre la production et la consommation d'électricité, dans la zone Nord-Est, des automates ont réduit, en quelques secondes, la production d'électricité ; les gestionnaires de réseau de transport ont également procédé à des réductions de production.

Dans la zone Ouest, des automatismes ont interrompu, en quelques secondes, une partie de la consommation d'électricité. Environ 10 % de la consommation des pays de la zone Ouest ont ainsi été coupés, ce qui a permis d'interrompre la chute brutale de la fréquence et d'éviter un « black-out » généralisé. Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont également coordonné l'augmentation de centrales de production pour combler le déficit soudain d'offre permettant de satisfaire la demande d'électricité. En Italie, en Espagne, en Autriche et dans le Sud de l'Allemagne, les pompes électriques remontant l'eau dans les réservoirs de montagne des centrales hydroélectriques ont été arrêtées, ce qui a permis d'éviter des délestages⁽¹⁾ supplémentaires de la consommation. Pour limiter la durée de la coupure, RTE a immédiatement sollicité une augmentation de la production hydro-électrique, la plus rapide à mobiliser.

Ainsi, en France, la situation a été rétablie en moins d'une heure.

(1) Interruptions momentanées de la fourniture de courant électrique d'une partie du réseau.



**Les causes de l'incident identifiées
dans le rapport intermédiaire de
l'UCTE et les suites à donner**

Dans son rapport intermédiaire, publié le 30 novembre 2006 sur son site internet (www.ucte.org), l'UCTE identifie deux causes principales à cet incident :

➔ Le non-respect de la règle du « N-1 ». Cette règle, selon laquelle la perte d'un élément du réseau (ligne, poste, unité de production) ne remet pas en cause le fonctionnement du système électrique, est reconnue par l'ensemble des gestionnaires de réseau de l'UCTE.

« La règle du N-1 n'a pas été respectée : quand E.ON Netz a décidé de réaliser la mise hors tension de la ligne Conneforde – Diele à un horaire différent de ce qui était initialement prévu, il ne s'est pas assuré à l'aide de simulations précises que le réseau était exploité en sécurité ; seule une estimation empirique de la situation a été réalisée. Les résultats des calculs de sécurité réalisés au cours de l'enquête ont montré que la règle du N-1 n'avait pas été respectée sur le réseau d'E.ON Netz y compris sur quelques lignes le reliant à des gestionnaires de réseau voisins. »



➔ Le manque de coordination entre les gestionnaires de réseau avant et pendant la panne.

« La coordination entre E.ON Netz et ses voisins pendant l'événement a été inadaptée : la mise hors tension de la ligne Diele-Conneforde était initialement prévue le 5 novembre entre 01h00 et 05h00 et avait été préparée en coordination avec les gestionnaires de réseau de transport concernés (E.ON Netz, TenneT et RWE TSO). Le changement d'horaire de cette manœuvre a été communiqué très tardivement aux autres gestionnaires de réseau par E.ON Netz et les conséquences de ce changement n'ont pas été suffisamment anticipées. Enfin, E.ON Netz n'a pas accordé suffisamment d'attention au fait que les réglages des protections des lignes électriques contre les courants excessifs n'étaient pas les mêmes sur son réseau et sur celui de RWE TSO (sur la ligne Wehrendorf – Landesbergen), alors que cette information était capitale au regard du flux de puissance très important acheminé sur cette ligne. »



L'UCTE distingue par ailleurs des facteurs défavorables dans le déroulement de l'incident, concernant :

➔ Le comportement de la production :

▮ « Perte d'un volume important de production lors de l'incident par fonctionnement des protections des groupes suite à la très forte variation de fréquence en particulier dans la Zone Ouest, contribuant à la détérioration de la situation dans cette partie du réseau européen et à augmenter les délais permettant le rétablissement d'une situation proche de la normale ;

▮ Pas d'accès en temps réel pour les gestionnaires de réseau de transport aux valeurs de la production injectée par les unités raccordées aux réseaux de distribution ;

▮ Re-connexion automatique des unités de production, en particulier pour l'éolien, sans contrôle de la part des gestionnaires de réseau de transport, dégradant plus avant les conditions d'exploitation du système électrique de la Zone Nord Est et retardant le retour à une situation sécurisée »

➔ Les mesures mises en œuvre côté allemand :

« Moyens d'action disponibles en temps réel pour gérer les flux importants sur le réseau et les congestions résultantes : les gestionnaires de réseau allemands ont décliné dans leurs procédures le cadre fixé par la réglementation en Allemagne ; l'adéquation et l'efficacité de telles mesures doivent être analysées au regard de la situation rencontrée le 4 novembre au soir » ;

➔ La coordination des gestionnaires de réseau :

▮ « Coordination inadaptée entre les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour la mise en œuvre des plans de défense et le restage de la consommation : certains distributeurs ont procédé au restage de la consommation coupée sans coordination avec les gestionnaires de réseau de transport, alors que le système électrique n'était encore pas complètement consolidé, faisant ainsi prendre le risque d'un nouvel incident » ;

▮ « Phase de reconstitution de l'ensemble du réseau électrique européen interconnecté : les actions menées par les gestionnaires de réseau de transport dans cette phase n'ont pas toutes été coordonnées, ni réalisées avec la parfaite connaissance de la séparation en trois zones du réseau UCTE. »

Un rapport final de la Commission d'enquête initiée par l'UCTE est attendu dans quelques semaines : il approfondira l'analyse des causes et affinera le rôle et la criticité des facteurs défavorables identifiés. Le rapport établira des recommandations à mettre en œuvre par tous les gestionnaires de réseau de l'UCTE, afin qu'un tel incident ne se reproduise pas.

Une attention particulière sera portée au respect des règles édictées par l'UCTE (regroupées dans l'Operational Handbook), qui s'appliquent à chaque GRT et constituent des obligations juridiques, sanctionnées au sein de l'UCTE en application du « Multi Lateral Agreement » signé par l'ensemble de ses membres. Tout écart aux règles doit être préalablement déclaré par le GRT concerné et fait l'objet d'un examen au sein de l'UCTE quant aux mesures transitoires mises en œuvre par celui-ci pour respecter les obligations en question. Tout écart à ces règles, non déclaré préalablement, peut faire l'objet de plaintes et d'actions au sein de l'UCTE.

De nombreuses enquêtes ont également été diligentées par les pouvoirs publics français et communautaires, les autorités de régulation du marché de l'électricité dans les pays européens touchés par cet incident majeur.

RTE – TERNAL ont décidé de coopérer pour une sûreté accrue du système électrique interconnecté entre la France et l'Italie

RTE et TERNAL, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité italien, ont élaboré des scénarios permettant d'entraîner les dispatchers des deux entreprises à la gestion commune des interconnexions entre la France et l'Italie.

A l'issue de l'incident qui priva d'électricité l'Italie en septembre 2003, RTE a mis en place avec son homologue italien des stages d'entraînement à la gestion des interconnexions des réseaux de RTE et de TERNAL.

Ces stages permettent aux dispatchers de TERNAL et du Centre National d'Exploitation du Système (CNES) de RTE de s'entraîner ensemble, à Lyon, sur un réseau commun THT modélisé sur l'outil SIDERAL du centre de formation de RTE.

La première session expérimentale impliquant des dispatchers des deux GRT s'est déroulée les 4 et 5 décembre derniers. Huit autres sessions sont d'ores et déjà prévues en 2007.

Ces actions soulignent l'engagement de RTE dans la démarche préventive des grands incidents, où la coordination entre les GRT joue un rôle primordial, comme l'a souligné l'UCTE dans son rapport sur l'incident du 4 novembre dernier en Allemagne.

ANNEXE 1 – L'évolution des infrastructures de RTE et des moyens de production

Les principaux ouvrages mis en service en 2006

➔ **14 nouveaux postes raccordés au réseau de RTE** dont 1 en 400 kV (Penchard), 5 en 225 kV (Comps, Hirsingue, Rêlé, Val de Sèvre, Vézilly), 3 en 90 kV et 5 en 63 kV.

➔ **En 400 kV, 3 km de circuits neufs ou renouvelés** (associés à des déposes d'ouvrages pour 3 km) ; **en 225 kV, 97 km de circuits neufs ou renouvelés** (associés à des déposes d'ouvrages et des modifications diverses pour 60 km) dont :

▮ dans le cadre de l'alimentation de la Ligne à Grande Vitesse Est, le raccordement du poste de Penchard sur la ligne aérienne Chambry – Plessis Gassot, en 400 kV ; le raccordement du poste de Rêlé sur la ligne aérienne Bezaumont – Montois, les lignes aériennes Rêlé - Vandières 1, Bezaumont – Vandières 2, et après réhabilitation la ligne Bezaumont – Vandières 1, en 225 kV ; le raccordement du poste de Vézilly sur la ligne aérienne Ormes – Soissons Notre Dame, en 225 kV ;

▮ pour le renforcement de l'alimentation de la région de Mulhouse, le raccordement du poste de Hirsingue sur la ligne aérienne 225 kV Etupes – Sierentz ;



▮ dans le cadre de l'alimentation du futur poste de Montagny-les-Lanches dans les Alpes, de nouveaux tronçons sur la ligne aérienne 400 kV Albertville – Cornier et sur les lignes 225 kV Albertville – Chavanod, Chavanod – Génissiat.

➔ Deux Compensateurs Statiques de Puissance Réactive, l'un au poste 225 kV de Plaine Haute dans les Côtes-d'Armor, l'autre au poste 225 kV de Poteau Rouge dans le Morbihan, afin d'augmenter les capacités de réglage de la tension en Bretagne.

Les ouvrages de production raccordés au réseau de RTE et aux réseaux de distribution

➔ Baisse de la puissance installée sur le réseau de RTE de l'ordre de 1000 MW (concerne essentiellement la production de type thermique classique, et, dans une moindre mesure, la production hydraulique)

➔ Augmentation importante de la puissance installée sur les réseaux des distributeurs (+1220 MW) avec :

▮ + 715 MW pour la production à partir de sources d'énergie renouvelables hors hydraulique, suite principalement à la progression de + 610 MW de la production éolienne,

▮ + 355 MW pour la production à partir d'installations de cogénération,

▮ + 150 MW pour la production hydraulique.

ANNEXE 2 – Le 7 décembre, RTE a choisi Gaz de France pour améliorer la sécurité de l'alimentation électrique en Bretagne

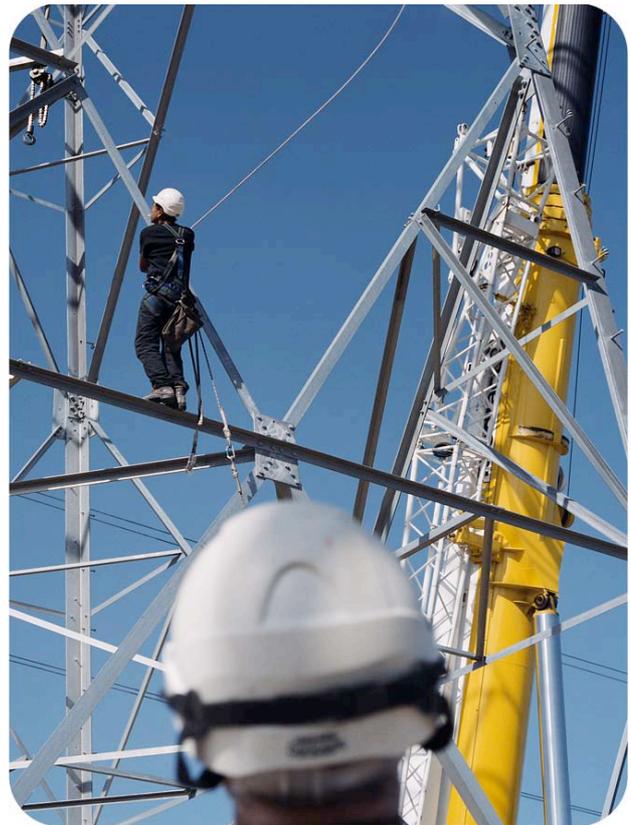
Quatre sociétés ont répondu à l'appel d'offre lancé par RTE le 15 février 2006. Le marché a été attribué à Gaz de France, qui a présenté la meilleure offre technique et commerciale.

Gaz de France va engager la construction d'une installation de production d'électricité de l'ordre de 200 MW fonctionnant principalement au gaz naturel. Cette installation sera localisée dans la zone industrielle des Châtelets, dans la communauté d'agglomération de Saint-Brieuc (Côtes d'Armor). Elle sera mise en service en 2010.

Gaz de France, propriétaire et exploitant de la centrale, en commercialisera l'énergie. Mais RTE pourra y faire appel en cas de situation tendue de l'alimentation électrique régionale.

RTE pourra ainsi disposer, grâce à ce contrat d'une durée de 10 ans, d'une puissance électrique supplémentaire permettant de mieux équilibrer le réseau breton en cas de forte consommation, et de renforcer de ce fait sa sécurité.

Pour une meilleure insertion dans l'environnement, RTE raccordera cette centrale au réseau public de transport d'électricité par une liaison souterraine à 225 000 Volts.



ANNEXE 3 – L'enquête de satisfaction RTE en 2006

Le taux de satisfaction globale des clients de RTE s'élève à 94%, dont 25% de très satisfaits

RTE a réalisé en 2006 sa 4^{ème} enquête de satisfaction auprès de ses différentes catégories de clients : Consommateurs industriels, Producteurs, Distributeurs et Traders.

L'Institut CSA, à travers une étude quantitative, a interrogé 631 interlocuteurs par téléphone. Par ailleurs, le CSA a visité 30 clients pour un entretien approfondi, dans le cadre d'une étude qualitative.

Cette enquête a été particulièrement bien accueillie par nos clients puisqu'ils ont été plus de 90 % à répondre à nos questions.



Ces résultats sont très encourageants car ils consolident ceux, excellents, de l'enquête menée en 2004 et s'inscrivent dans une tendance à la hausse depuis la 1^{ère} enquête de 2001.

La qualité du relationnel entre les interlocuteurs RTE et l'ensemble de nos clients en constitue le socle. De plus, chaque catégorie de client a des critères de satisfaction différents :

► Les Clients industriels apprécient l'anticipation de leurs besoins et la connaissance de leurs activités par leurs interlocuteurs RTE ainsi que le respect par l'entreprise de ses engagements, en particulier en ce qui concerne la qualité de l'électricité.

► Les Producteurs sont très satisfaits de la qualité et la disponibilité des interlocuteurs RTE sur les sujets contractuels.

► Les Traders sont très sensibles à l'amélioration apportée par la mise en place du dispositif d'enchères aux interconnexions en 2006.

► La satisfaction des Distributeurs est, quant à elle, très liée à l'écoute et à la grande réactivité de leurs interlocuteurs RTE.

RTE conforte également auprès de ses clients son image de gestionnaire de réseau compétent et d'acteur majeur du système électrique au niveau européen.