

2

Le contexte général du projet

2-1 L'évolution de la réglementation sur le service public de l'électricité : la naissance de RTE

a) L'évolution de la législation

L'organisation du système électrique français actuel est récente. Le 19 décembre 1996, la Commission européenne a adopté une directive qui ouvre le marché de l'électricité.

Fruit d'un compromis entre les exigences de l'ouverture du marché et celles du service public, cette directive a pour but d'assurer la libre circulation de l'électricité tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne. La baisse des prix de l'électricité au profit de tous les consommateurs (ménages, PME, industries) est bien évidemment recherchée. Pour se conformer à cette directive, l'Assemblée nationale a adopté, le 10 février 2000, une loi dite « de modernisation et de développement du service public d'électricité ».

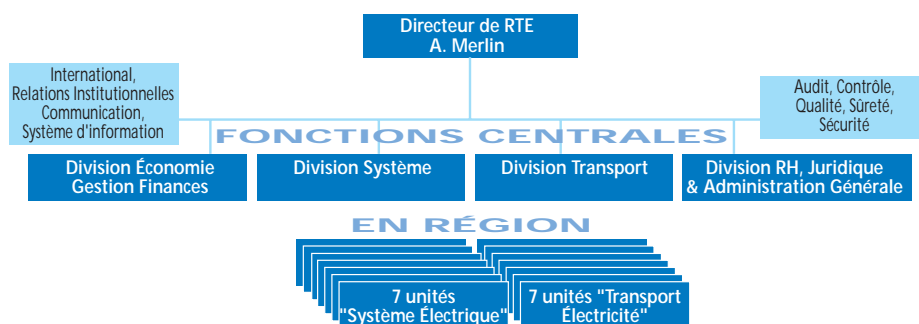
Cette loi redéfinit le fonctionnement du service public de l'électricité en France pour permettre l'ouverture du marché. Elle sépare l'activité de transport d'électricité des autres activités (production, distribution). C'est à la suite de cette loi que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, qui jusque-là était un service intégré d'EDF, est devenu indépendant : c'est la naissance du gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité, RTE.

La loi stipule que RTE est « indépendant sur le plan de la gestion des autres activités d'EDF ». RTE possède son propre budget mais aussi son directeur qui seul a autorité sur tous les agents de RTE. Conséquence de la loi, EDF, producteur d'électricité, est devenue client de RTE, transporteur d'électricité.

En outre, l'article 12 de la loi du 10 février 2000 rappelle que « le gestionnaire du réseau public de transport exerce ses missions conformément aux principes du service public d'électricité ». Ces principes sont le respect de l'intérêt général, le droit de tous à l'électricité (qualifiée de produit de première nécessité), le soutien à la compétitivité de l'activité économique, la maîtrise des choix technologiques d'avenir comme l'utilisation rationnelle de l'énergie. Autres principes de base du service public : contribuer à « l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement de ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie ».

b) Le rôle et l'organisation de RTE

Toujours selon la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau de transport public « exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux ».



Le gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)



Pour effectuer ses missions, RTE, qui regroupe environ 8 000 collaborateurs, s'articule autour de services centraux et d'entités régionales. Ces entités régionales sont au nombre de sept ; chacune d'elle est composée de deux divisions. Une division « système électrique » chargée de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau, de la conduite et de la sûreté du réseau et des relations avec la clientèle. Une autre division, « transport d'électricité », assure l'exploitation, la maintenance et l'ingénierie de construction des lignes et des postes du réseau.

C'est RTE Rhône-Alpes Auvergne, dont le siège est situé à Lyon, qui est chargé de porter le projet de reconstruction de la ligne à 400 000 volts entre Lyon et Chambéry. Le directeur de projet, maître d'ouvrage représentant de la direction de RTE était depuis 1999 Pierre Calzat. Appelé à d'autres fonctions il a été remplacé par Patrick Bortoli le 1^{er} septembre 2002. Il est assisté du chef de projet Serge Dubus qui assure quant à lui le pilotage opérationnel du projet. Il est notamment responsable de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, des études techniques et de la réalisation.



RÉSUMÉ

Jusqu'à la loi du 10 février 2000 sur la modernisation du service public d'électricité, le transport de l'électricité en France était géré directement par EDF. Depuis, conformément à cette loi, une nouvelle entité indépendante, RTE (« Réseau de transport d'électricité »), a été créée pour gérer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau électrique français.

Le projet de remplacement de la ligne à 400 000 volts de Lyon à Chambéry est porté par RTE Rhône-Alpes Auvergne.

2-2 Le fonctionnement du réseau 400 000 volts

a) Rappels

L'électricité est un produit de consommation courante, indispensable mais aussi un produit élaboré et technique, d'où les quelques notions qui suivent.

L'électricité est caractérisée par les paramètres suivants.

Le courant

Le courant est le déplacement d'électrons dans un conducteur. Ce déplacement peut être continu ou non. On parle alors de courant continu ou alternatif. Le courant le plus utilisé pour le transport et la distribution d'électricité est le courant alternatif caractérisé par sa fréquence, 50 hertz en France. Ce dernier est soit triphasé, soit biphasé (par exemple : fonctionnement des trains), soit monophasé (pour la plupart des utilisations domestiques).

L'intensité

L'intensité est la mesure du courant, elle est exprimée en ampères [A]. C'est la quantité d'électricité qui traverse un conducteur pendant une seconde. Si l'on compare l'électricité à l'eau, l'intensité correspond au débit dans un tuyau.

La tension

La tension est exprimée en volts [V]. Elle représente la force fournie par une quantité d'électricité donnée, qui va d'un point à un autre. Si l'on compare l'électricité à l'eau, la tension correspond à la pression.

La puissance

La puissance, qui s'exprime en watts [W], est le produit de l'intensité du courant en ampères [A] et de la tension en volts [V].

La consommation

Elle s'exprime en wattheures (ou wattseures). 1 wattheure est l'énergie consommée par le fonctionnement d'un appareil d'une puissance de 1 watt pendant une heure.

1 kilowattheure est l'énergie consommée par le fonctionnement d'un appareil d'une puissance de 1 kilowatt (1 000 watts) pendant une heure. Pour 2001, la consommation d'électricité primaire, corrigée du climat, s'élève à 436,3 térawattheures, soit 436 milliards de kilowatt-heures (source : « Bilan énergétique provisoire de l'année 2001 » du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie).

Application pratique

Si la tension que vous recevez est de 220 volts et si votre compteur vous permet de recevoir un courant électrique de 30 ampères, vous disposez alors d'une puissance de 30×220 soit environ 6000 watts (6 kilowatts). Prenons l'exemple d'une lampe halogène de 500 watts. Si vous en utilisez 12 en même temps, vous faites un appel de puissance de $12 \times 500 = 6000$ watts = 6 kilowatts. Si vous en utilisez 14 soit 7000 watts, vous n'avez pas assez de puissance sur votre installation. En terme de consommation, une lampe halo-

gène utilisée pendant 4 heures consommera $4 \text{ heures} \times 500 \text{ watts} = 2\,000 \text{ wattoheures} = 2 \text{ kilowattoheures}$.

La gestion de l'équilibre consommation / production

L'électricité ne se stocke pas, sauf en très petites quantités (exemple : batteries). Cette caractéristique a pour conséquences :

- la nécessité d'adapter en permanence l'offre de la production aux demandes de consommation d'énergie, ce qui implique entre autres de prévoir l'évolution de cette dernière afin de pouvoir constamment être en mesure d'y répondre,
- l'impossibilité de constituer des " réserves " en quantité industrielle implique que la continuité d'alimentation de cette consommation dépend entièrement de la fiabilité du réseau.

Heures pleines et heures creuses

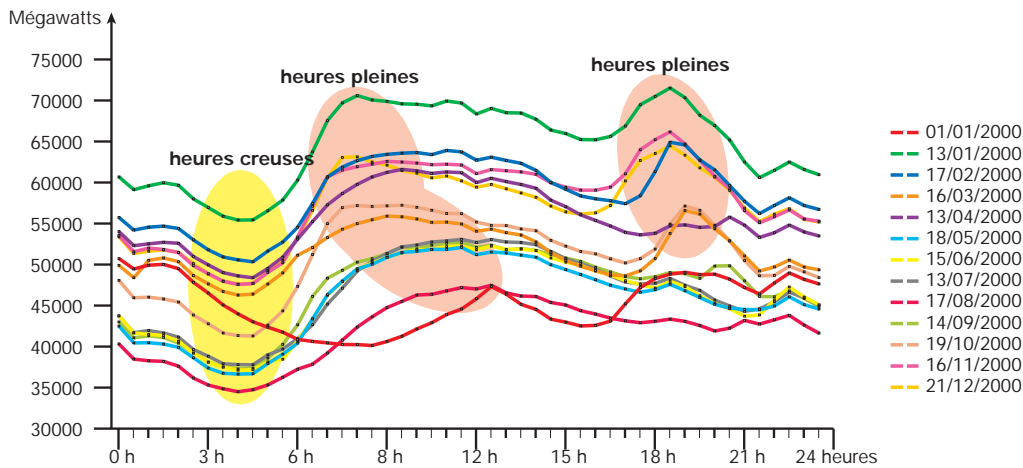
Principes généraux

Suivant les rythmes de vie, la consommation d'électricité du pays varie constamment. Elle est plus ou moins forte (cf. figure ci contre) :

- selon les saisons (lumière et chauffage électriques accroissent la consommation en hiver ; l'activité économique est faible pendant le mois d'août, etc.) ;
- selon le jour de la semaine, en particulier qu'il soit ouvré ou non, férié, plus ou moins nuageux (besoin de lumière), chaud ou froid (chauffage électrique, climatisation) ;
- selon les moments de la journée.

Les « heures creuses » correspondent au moment de la journée où la consommation est la plus faible, soit vers 4h du matin où seuls des dispositifs (congélateurs, éclairage public, veilles, etc.) ou des usines fonctionnant en continu consomment.

Les heures pleines correspondent au moment de la journée où la consommation est la plus forte, soit en hiver d'une part vers 9h et d'autre part vers 19h lors des chassés-croisés domicile/travail où se conjuguent activités industrielles, travail de bureau, transports en commun, éclairage, et activités domestiques (chauffage). En été, ces pointes de consommation sont moins marquées : moindre besoin d'éclairage et de chauffage, etc.



Exemples de consommation journalière

RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport d'électricité :

- assure à tout instant cet équilibre des flux d'électricité sur le réseau (la production devant être égale à la consommation),
- assure également la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau tout en s'adaptant en temps réel aux contraintes qui peuvent survenir,
- veille au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux des pays frontaliers.

Pour cela, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut modifier les programmes d'appel (c'est-à-dire les prévisions de la production nécessaire pour satisfaire les programmes de consommation et d'approvisionnement des clients) qui lui sont soumis par les producteurs. Ces modifications, sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, tiennent compte de l'ordre de préséance économique

des offres des fournisseurs. Les critères de choix pour ces programmes de production sont objectifs, non discriminatoires et publiés.

b) Les réseaux de transport et de distribution et les installations électriques

La production doit s'adapter sans cesse à la consommation, et l'énergie produite doit être transportée jusqu'aux consommateurs. Pour cela, la tension en sortie de centrale est tout d'abord transformée en une tension plus élevée, pour réduire les pertes en ligne, c'est-à-dire la chaleur dissipée dans les conducteurs par effet Joule.

On distingue :

Le réseau public de transport de l'électricité

Situé en amont des réseaux de distribution, le réseau public de transport d'électricité comporte deux sous-ensembles :

- Un réseau de transport de l'énergie sur grande distance (échelle nationale et

ARCHITECTURE DU RÉSEAU DE TRANSPORT



Architecture du réseau de transport

interconnexion européenne) principalement assuré en 400 000 volts. Il est comparable, en terme routier, aux structures autoroutières.

- Un réseau de transport de l'énergie sur plus petite distance (échelle régionale ou locale) assuré en 225 000, 90 000 et 63 000 volts. Il est comparable, en terme routier, au réseau des routes nationales.

Les réseaux de distribution de l'énergie vers les consommateurs directs

Le transport à l'échelle locale est assuré en 20 000 volts et basse tension (380 volts et 220 volts). Il est comparable au transport par routes départementales et voies communales.

Les industriels

Selon leur niveau de consommation les industriels sont raccordés :

- aux réseaux des distributeurs (par exemple en 20 000 volts),
- au réseau de transport (le plus souvent en 63 000 et 90 000 volts, parfois en 225 000 voire 400 000 volts).

Les postes électriques

La transformation

Les postes de transformation sont des installations électriques qui permettent de passer d'une tension à une autre. Élément clé du réseau, le poste de transformation reçoit l'énergie électrique, la transforme et la répartit. Les postes de transformation sont des lieux clos, qui peuvent s'étendre sur plusieurs hectares. Dans les postes, on trouve un certain nombre d'appareils électriques (transformateur, disjoncteur, automatisme, etc.) qui participent au bon fonctionnement du réseau.

La répartition

Les postes assurent la jonction entre les réseaux et permettent ainsi de réaliser les schémas électriques les mieux appropriés à chaque situation. Ils ont pour rôle « d'aiguiller » l'énergie du lieu de production vers le lieu de consommation.

La continuité d'alimentation

Les postes permettent, à l'aide d'un appareillage très performant, d'éliminer généralement en moins d'une seconde, les incidents (courts-circuits) qui peuvent se produire sur les lignes ou dans le poste lui-même.

Les transformateurs

Ce sont des appareils qui élèvent la tension électrique (exemple : à la sortie des centrales,

le transformateur élève la tension initiale jusqu'à une tension maximale de 400 000 volts ce qui permet de transporter cette énergie en grandes quantités sur de grandes distances) ou qui la diminuent (exemple : de 63 000 volts à 20 000 volts afin de permettre la livraison de l'énergie à une tension adaptée aux réseaux de distribution).

Les disjoncteurs

Ce sont des appareils destinés à protéger le réseau contre une éventuelle surcharge due à un courant de défaut (foudre, amorçage avec branche d'arbre, etc.), et à permettre l'exploitation du réseau par la mise en ou hors tension d'un circuit électrique ou d'un transformateur.

Les lignes électriques aériennes de 63 000 volts à 400 000 volts

Pour transporter le courant on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par des pylônes.

Les câbles conducteurs

Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles ou faisceaux de câbles par circuit : un par phase. Les lignes sont soit simples (un circuit par file de pylônes), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Le conducteur électrique est nu et son isolement électrique est assuré par l'air. C'est la distance des conducteurs entre eux et avec le sol qui garantit l'isolement. La distance minimale augmente avec le niveau de tension.



Exemple de ligne à 2 circuits

Les câbles de garde

Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les « câbles de garde ». Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs. Ils ont pour rôle de les protéger de la foudre. Certains câbles de garde spécifiques permettent aussi de transiter des signaux de télécommunication nécessaires à l'exploitation du réseau.

Les isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre, assurent l'isolation électrique entre le pylône et le câble conducteur sous tension. Les isolateurs sont d'autant plus nombreux que la tension est élevée.

Les pylônes

Le rôle du pylône est de maintenir les câbles à une certaine distance du sol et des obstacles rencontrés, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. La topologie des lieux, le respect des sites et de l'environnement, les

conditions climatiques sont autant de paramètres qui ont amené RTE à utiliser divers modèles de pylônes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes concernées, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Ces ouvrages doivent respecter l'arrêté interministériel du 17 mai 2001 (dit « arrêté technique ») fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie.

La silhouette des pylônes est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs (ou « armement »). Les armements les plus usités peuvent être :

- la juxtaposition : les conducteurs sont placés dans un même plan horizontal (armement « nappe » comme par exemple le pylône Trianon) ou dans des plans horizontaux « voisins » (comme par exemple le pylône Beaubourg).
- la superposition : les conducteurs sont placés les uns au-dessus des autres dans des plans verticaux « très voisins » (comme par exemple le pylône F5).



Pylône 400 000 volts à 2 circuits de type F5 (à gauche)



Pylône 400 000 volts à 2 circuits de type Beaubourg (à droite)



Pylône 400 000 volts à 2 circuits de type Trianon



Pylônes d'ancrage et pylônes de suspension

Les pylônes d'ancrage et les pylônes de suspension

Outre leur fonction habituelle de support de ligne, certains pylônes jouent également un rôle d'ancrage. La portion de ligne aérienne comprise entre deux pylônes d'ancrage est appelée canton. Les autres pylônes composant ce canton sont dits pylônes de suspension.

Les liaisons électriques souterraines de 63 000 volts à 400 000 volts

L'utilisation des câbles souterrains est souvent évoquée quand il s'agit de répondre à des exigences pour l'insertion paysagère ou d'encombrement de l'espace en zone urbaine. Cependant, elle impose des contraintes techniques croissantes avec le niveau de tension.

En 400 000 volts cette technique est difficile à mettre en œuvre. Elle est de plus inadaptée pour de grandes distances et le coût reste un écueil majeur.

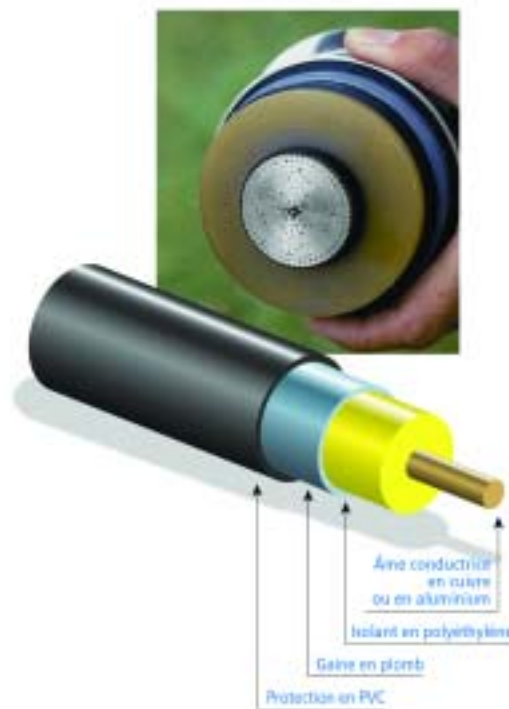
Les câbles isolés

L'isolement du conducteur est généralement assuré par un matériau isolant - matière synthétique pour les câbles les plus récents - dont l'épaisseur augmente avec la tension. Pour un câble à 225 000 volts, cette épaisseur est de l'ordre de 30 mm, ce qui donne un diamètre total supérieur à 100 mm et une masse de l'ordre de 30 kg par mètre linéaire.

Pour un câble 63 000 volts, l'épaisseur est de l'ordre de 15 mm, donnant un diamètre total

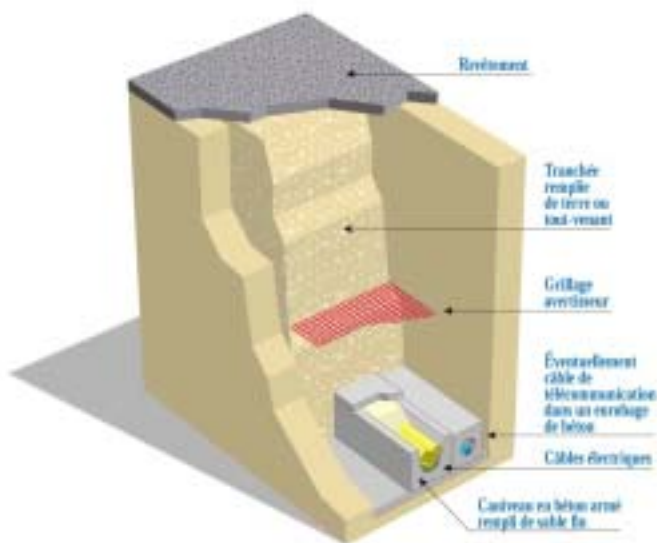
supérieur à 90 mm et une masse de l'ordre de 11 kg par mètre linéaire.

La photo ci-dessous représente un câble souterrain à 225 000 volts isolé.



L'installation

Les câbles sont en général posés dans des caniveaux remplis de sable et munis d'un couvercle. Les tranchées sont généralement d'une profondeur de 1,50 m et d'une largeur de 1 m.



Les câbles sont déroulés par tronçons de 500 m environ pour le 225 000 volts et de 700 m environ pour le 63 000 et 90 000 volts. Ces tronçons sont raccordés à l'intérieur de chambres de jonctions souterraines.

Autres modes de pose :

- En fourreaux, pour refermer les tranchées plus rapidement, par exemple à la traversée de carrefours.
- Directement dans un mortier maigre (uniquement pour le 63 000 et 90 000 volts). Cette technique se prête bien à la pose «mécanisée» qui est possible lorsque le sous-sol n'est pas encombré.
- Pour la traversée d'obstacles ponctuels (routes à grande circulation, voies ferrées, rivières, etc.) on a recours à la technique du micro tunnel, ou du fonçage.

À la sortie des postes de transformation urbains, les liaisons sont regroupées dans des galeries.

RÉSUMÉ

La consommation d'électricité varie constamment en fonction des saisons, des jours (ouverts ou non), des conditions météo et des moments de la journée. Les heures creuses correspondent aux périodes où la consommation est la plus faible, les heures pleines aux moments où elle est la plus forte. L'électricité ne pouvant être stockée, il faut sans cesse adapter la production à la demande. Pour acheminer cette production fluctuante, un réseau de transport efficace est nécessaire. Pour le transport sur les grandes distances, on utilise principalement les lignes à 400 000 volts. Ces lignes peuvent comporter un ou deux circuits. Le courant étant triphasé, chaque circuit compte trois câbles ou faisceaux de câbles conducteurs.

c) Les avantages de la mise en réseau

Outre transporter l'énergie des centrales de production vers les centres de consommation, le réseau électrique a schématiquement quatre fonctions.

Le secours apporté par le « maillage » du réseau

Les lignes du réseau constituent des boucles - des « mailles » - de sorte que tout poste électrique reste connecté par au moins une liaison électrique au reste du réseau, même en cas de panne d'un ouvrage de transport ou de production. Cela évite des investissements supplémentaires en moyens de production.

Le lissage de la consommation

Tous les utilisateurs ne consomment pas au maximum au même instant.

La puissance cumulée appelée à la pointe par l'ensemble des clients d'un pays est même, en pratique, très inférieure à la somme des puissances maximales que chacun peut consommer.

Une pointe de consommation moins élevée exige d'autant moins de centrales de production. De plus, cet étalement des consommations réduit l'amplitude entre creux et pointes de consommation.

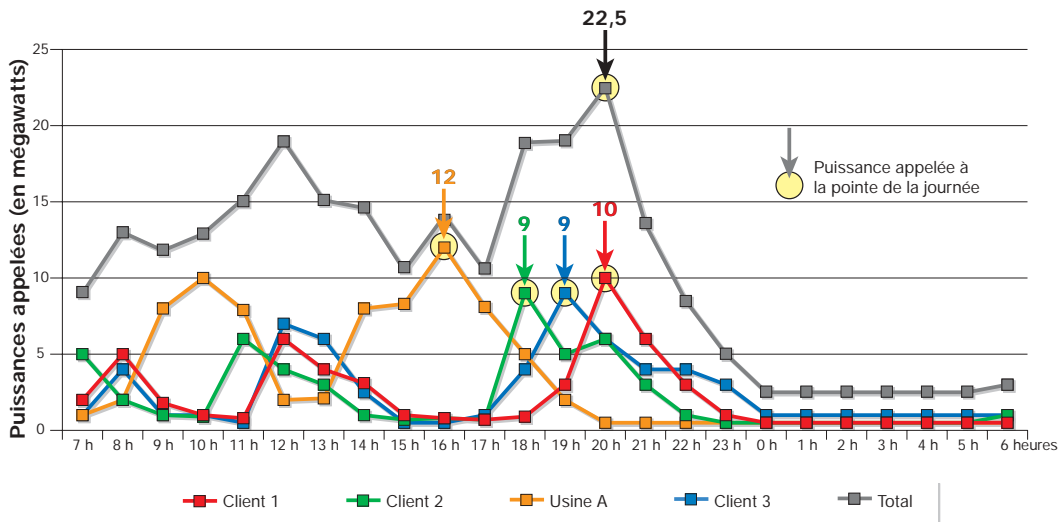


Illustration de courbes de charges

La contribution à la performance économique du marché de l'électricité pour le bénéfice des consommateurs grâce à l'arbitrage entre moyens de production

Quand les centrales de production sont raccordées en réseau, les producteurs peuvent faire des offres à l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité, sur des bases équivalentes. Le marché, par l'intermédiaire de bourses de l'électricité ou de contrats bilatéraux entre producteurs et consommateurs, permet une sélection des unités de production les plus efficaces pour satisfaire la demande, en comparant les offres en présence.

En pratique, les centrales dont les coûts de production sont les moins élevés fonctionnent ainsi quasiment en continu pour satisfaire la demande de base sur tout le territoire. Les centrales les plus chères à exploiter ne démarrent que pour faire face aux pointes de consommation.

Cette optimisation a un impact direct sur le prix de l'électricité.

L'amélioration de la sécurité du système électrique

Tout changement de comportement d'un élément du système est ressenti par tous les autres, notamment en terme de fréquence du courant alternatif (qui est la même en tout point du réseau, quelle que soit sa taille), ou de tension. Là encore, la taille du système est bénéfique.

Schématiquement : plus le réseau comporte d'éléments, plus il peut « amortir » toute variation importante de l'onde électrique, ou tout aléa dans le fonctionnement d'un de ses composants. Par exemple, la tension mesurée chez un consommateur ou un producteur est potentiellement sensible à l'arrêt ou l'enclenchement d'une consommation à proximité (le démarrage d'une usine, ou bien la montée en puissance d'un poste de distribution desservant des clients domestiques au passage en heures pleines).

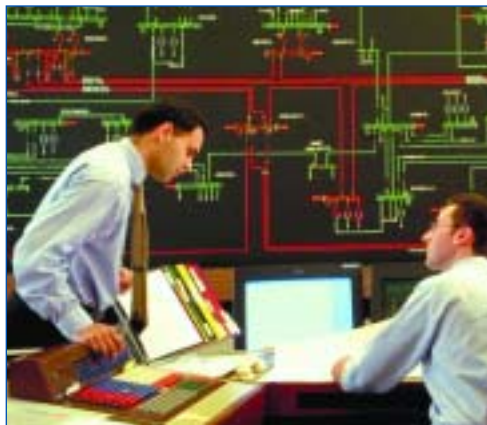
Plus le réseau est étendu (à l'échelle d'un pays ou d'un ensemble de pays), plus ce nouveau « soutirage » d'électricité devient relativement faible par rapport au total de la consommation desservie par le réseau, et moins la variation

de la tension est perceptible, et donc gênante pour les process industriels ou les appareils électriques proches.

De même, en cas de déplacement du point d'équilibre offre-demande (par exemple l'avarie brutale d'un centre de production en un point du réseau), tous les centres de production raccordés au réseau peuvent ainsi participer à la compensation de cet aléa, de façon instantanée.

La mise en réseau crée donc les conditions d'une solidarité permanente entre les acteurs du système électrique, indispensable pour assurer le fonctionnement en sécurité attendu par les industriels et les clients domestiques.

Les effets bénéfiques présentés ci-dessus sont d'autant plus importants que le nombre de consommateurs et d'unités de production reliées au réseau est grand. Au final, le réseau permet ainsi de limiter le prix de l'électricité et d'améliorer la sûreté d'alimentation de tous.



d) L'exploitation en sécurité d'un réseau électrique : principes et exigences

L'utilisation d'une ligne électrique pour transporter de l'énergie obéit d'une part à certaines limites physiques et d'autre part à un certain nombre de règles de sécurité partagées par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité.



Les limites de fonctionnement des lignes et la sécurité des biens et des personnes

Il faut tout d'abord tenir compte de la capacité de transit de la ligne considérée, c'est-à-dire la puissance qu'elle peut faire passer. Lorsque la ligne supporte plusieurs circuits triphasés, on considère en fait séparément la capacité de transit de chaque circuit. Cette dernière est fonction de différents paramètres. Les principaux sont le niveau de tension, le diamètre des câbles conducteurs d'énergie de chaque circuit et la saison (plus il fait chaud, plus un câble électrique se détend et plus il se rapproche du sol). Les distances minimales étant fixées par des considérations de sécurité des personnes et des biens, l'intensité admissible en été est donc inférieure à celle admissible en hiver.

Si sa capacité de transit est dépassée, la ligne passe alors en « surcharge ». Une telle situation n'est pas admissible pour garantir la sécurité aux abords de l'installation, premier impératif pour RTE. En effet, l'allongement des conducteurs amènerait à dépasser les distances de sécurité, ce qui n'est pas envisageable. Si elle n'est pas maîtrisée, une surcharge peut provoquer un arc électrique et causer des dégâts aux alentours. Pour éviter un tel cas de figure, des aménagements sont réalisés lors de la construction des lignes (distance de sécurité permettant la dilatation des conducteurs) et des dispositifs de contrôle surveillent les

ouvrages. Si une surcharge est détectée, un automate est activé et alerte les techniciens de RTE qui disposent de quelques minutes pour intervenir. Si la surcharge perdure au-delà de ces temporisations, l'automate « déclenche » la ligne, c'est-à-dire qu'il provoque l'ouverture des disjoncteurs qui la déconnectent du reste du réseau et interrompent ainsi le transit sur cette ligne afin d'éviter tout risque d'arc électrique et garantir la sécurité aux abords de l'installation.

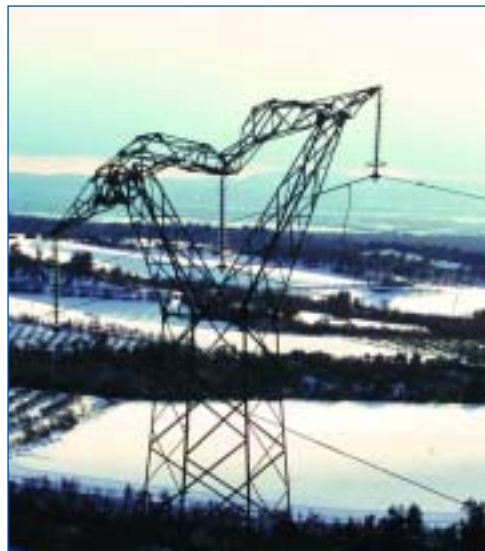
Des règles d'exploitation du réseau pour garantir l'alimentation des clients

Compte tenu de l'importance vitale de l'électricité dans notre société, les gestionnaires de réseaux s'imposent un certain nombre de règles d'exploitation pour garantir la continuité d'alimentation de leurs clients sauf véritable cas de force majeure (comme par exemple la tempête de décembre 1999). Ils s'assurent en particulier en permanence que toute mise hors service imprévue¹ d'un matériel du réseau (comme un circuit électrique, un transformateur de puissance ou un groupe de production) n'entraînera pas de coupure ou de gêne des clients : c'est la « règle du N-1 », utilisée par la quasi totalité des électriciens du monde.

Cette règle se traduit en pratique pour RTE par l'étude systématique des répercussions de l'absence imprévue d'un ouvrage sur le bon fonctionnement du reste du réseau. Il s'agit en particulier d'éviter des surcharges en cascade sur les lignes voisines, et que l'incident ne prenne une plus grande ampleur. En effet, si une ligne est coupée suite à une avarie ou une surcharge inadmissible, le transit sur cet ouvrage est brutalement interrompu et la quantité d'électricité qu'elle transportait se reporte instantanément sur les ouvrages voisins. Les lignes supportant les reports les plus importants peuvent alors entrer elles aussi en surcharge. Si ces surcharges perdurent plus de quelques minutes, les lignes seront déclen-

chées à leur tour par un automate pour respecter les distances de sécurité à proximité de ces installations. Ces nouveaux déclenchements entraîneront des reports d'autant plus grands sur les lignes qui restent en fonction. Potentiellement, la surcharge d'une ligne peut donc déboucher sur des déclenchements en cascade et donc priver d'électricité toute une région (voire plus puisque le réseau forme un tout sur le plan national et même européen) pendant plusieurs heures. C'est donc pour cette raison qu'en régime nominal les lignes ne fonctionnent pas en général à pleine capacité.

NB : l'avarie simultanée de deux circuits portés par une même file de pylônes a des conséquences beaucoup plus graves qu'une avarie en affectant un seul. Dans certaines conditions cependant, ce risque peut être accru : ainsi, si un orage ou un grand froid est annoncé, RTE envisage le risque d'une avarie conduisant à l'indisponibilité simultanée de deux circuits portés par une même file de pylônes, qui peuvent être frappés simultanément par la foudre, ou subir de la même façon la formation de givre.



¹ Une ligne électrique peut être hors service suite à une avarie, provoquée en général par des causes externes (foudre, givre, vent, incendies, etc.), ou suite à son déclenchement par mesure de sécurité en cas de surcharge.

Quelles sont les parades pour éviter une cascade de surcharges sur le réseau ?

Au-delà de l'identification des situations à risque, RTE prend des dispositions pour éviter qu'une simple avarie ne dégénère effectivement en incident de grande ampleur.

Concernant l'exploitation du réseau, deux grands types de parades en dehors du délestage peuvent être envisagés pour éviter que des incidents affectant un ouvrage ne dégénèrent. Leur efficacité et leur mise en œuvre dépendent cependant de chaque contexte local : configuration du réseau, nombre et capacité des ouvrages, période de pointe ou de creux de consommation, etc.

Tout d'abord, il est possible de modifier la façon dont les lignes sont connectées entre elles dans les postes électriques pour constituer par exemple des chemins plus longs et par conséquent plus résistants au passage de l'électricité. De cette façon, on peut limiter le transit sur une ligne de faible capacité sensible au report occasionné lorsqu'une ligne voisine est coupée. Cette technique trouve cependant vite ses limites : la quantité d'énergie qui ne transite plus sur cette ligne doit passer ailleurs, et il faut s'assurer que les autres ouvrages peuvent l'accepter sans surcharge. Par suite, ce moyen peut se révéler efficace comme parade face à un incident donné, mais fragilise le réseau face aux autres risques d'avarie. En effet, l'introduction de points de séparation dans le réseau diminue d'autant l'effet bénéfique du maillage global du réseau : plus les lignes sont connectées entre elles, plus il y a de secours mutuels possibles en cas d'incident.

Un autre type de parade est envisageable pour modifier les transits sur le réseau et résoudre des problèmes de surcharges : la modification du programme de production de certaines centrales. Schématiquement, pour réduire la quantité d'énergie qui circule sur une ligne, et le cas échéant résoudre un problème de surcharge, l'idée est de diminuer

la production d'une centrale en amont de cet ouvrage, et d'augmenter la production d'une centrale en aval. Cette action ne peut bien sûr être mise en œuvre que si de telles centrales de production existent et sont mobilisables. Elle est d'autant plus efficace que les centrales sont proches de la ligne concernée. Ce faisant, RTE n'agit cependant pas grâce à ses moyens propres, mais demande un service aux producteurs et doit les rémunérer pour ce service.



Aucun des deux types de parades présentés n'apparaît donc comme une panacée : le premier en raison des difficultés techniques de gestion du réseau qu'il introduit ; le second du fait des surcoûts importants engendrés. Ils ne peuvent donc devenir des principes de gestion usuelle des avaries de réseau.

Le délestage, qui consiste à couper l'alimentation de certaines zones de consommation, constitue une solution ultime pour éviter l'incident de grande ampleur.

Comment RTE met-il en œuvre ces parades ?

Lorsque sont analysées les répercussions d'une panne quelconque sur le réseau, RTE explore l'éventail des mesures envisageables pour résoudre les problèmes de surcharge qui pourraient alors se poser.

Dans le meilleur des cas, les parades peuvent n'être engagées qu'une fois l'incident

survenu : ce sont des **mesures curatives**. Comme on ne dispose cependant que d'un temps très court pour agir après l'apparition de la surcharge, il est impératif que les mesures prises se montrent pleinement efficaces avant que l'automate ne déclenche la ligne. S'agissant d'actions sur la production, cela suppose que les moyens de production concernés soient capables de modifier rapidement leur apport sur le réseau, sur demande de l'exploitant du réseau. Dans les faits, les centrales de production ne sont pas toutes capables de réagir rapidement, c'est-à-dire dans les minutes qui suivent un incident.

Lorsque l'analyse systématique d'un problème montre qu'il ne sera matériellement pas possible d'agir efficacement en quelques minutes, on choisit alors de mettre en œuvre préventivement les parades : si l'incident survient, elles permettent d'éviter l'apparition de toute surcharge. Ces **mesures préventives** doivent être engagées que l'incident redouté survienne ou non. Lorsqu'elles impliquent des modifications du programme de production des centrales, les surcoûts engendrés sont très importants.

Dans la pratique, la gestion du système est une combinaison de gestion préventive et curative adaptée à chaque contexte local.



RÉSUMÉ

Les lignes du réseau 400 000 volts sont reliées entre elles. On parle alors de « maillage » du réseau. Ce maillage a plusieurs avantages.

- Le secours mutuel : en cas d'avarie d'une ligne, le transit passe par les autres lignes.
- La gestion optimisée des moyens de production : des investissements superflus sont évités et les centrales les moins chères sont utilisées en priorité même si elles ne sont pas les plus proches.
- L'amélioration de la sécurité du système : les aléas de fonctionnement sont d'autant mieux amortis que le réseau est grand.

Mais le maillage est aussi synonyme de contraintes d'exploitation : si une surcharge intervient sur une ligne, il faut veiller à ce qu'elle ne se propage pas sur le réseau. Pour éviter ces surcharges « en cascade », des automates de sécurité peuvent, dans les situations les plus critiques, déconnecter la ligne en surcharge du reste du réseau. L'énergie qu'elle transportait se reporte alors sur les autres lignes. En régime normal (réseau complet), les lignes ne fonctionnent donc pas à pleine puissance afin, en cas d'avarie d'une ligne, de pouvoir absorber les reports d'énergie sans entrer à leur tour en surcharge.

En complément de ces mesures, RTE négocie avec les producteurs d'électricité des aménagements des plans de production pour adapter autant que possible, de manière préventive ou curative, la quantité d'énergie à transporter aux capacités sur les lignes disponibles.



2-3 Les réseaux confrontés à l'ouverture du marché de l'électricité

a) Rappel historique de l'interconnexion des réseaux en Europe

Les premiers embryons de réseaux électriques (une ligne reliant une centrale de production à un centre de consommation telle une ville ou plus fréquemment une industrie) ont été reliés les uns aux autres - c'est-à-dire : « interconnectés » - pour constituer des réseaux plus importants, donc plus sûrs et plus économiques. Progressivement, cette interconnexion¹ a couvert l'ensemble du territoire national de chaque pays européen.

Les premières lignes transfrontalières sont apparues pour relier des centrales hydrauliques à des zones de consommation importante dans un pays voisin. La constitution d'un réseau interconnecté européen a débuté dans les années cinquante. Les objectifs sont de minimiser les investissements de production et d'accroître la sécurité du système, en généralisant la notion de solidarité apportée par le réseau à celle de secours mutuel entre pays.

¹ Le mot « interconnexion » a ce sens très général dans le langage des électriciens. Il tend aujourd'hui à être principalement employé pour désigner les liens transfrontaliers entre réseaux de pays voisins.



En effet, le système électrique doit pouvoir faire face à la soudaine avarie d'une importante centrale de production ou des lignes qui la raccordent au réseau (comme à toute autre variation brusque du point d'équilibre offre-demande, a priori moins grave). Pour être à même de compenser ce déficit de production, les unités sont démarrées en deçà de leur puissance maximale pour ainsi ménager une réserve de production instantanément disponible. Cette réserve représente pour les pays d'Europe de l'Ouest 3 000 mégawatts.

Isolé, chaque pays devrait assurer cette réserve pour lui-même, c'est-à-dire démarrer - et avoir au préalable construit - l'équivalent de deux ou trois unités de production nucléaire ou entre cinq et douze unités thermiques à flamme, ou encore 4 % de la puissance de pointe d'un pays comme la France. Interconnectés, les pays d'Europe de l'Ouest n'ont plus besoin que d'une réserve commune de 3 000 mégawatts, soit moins de 1 % de la puissance de pointe de tous ces pays : chacun participe à la constitution de cette réserve proportionnellement à sa taille, réduisant au passage le dimensionnement et les frais de fonctionnement de son parc de production national. Et sur incident, où qu'il se produise, les unités de tous les pays réagissent solidairement, indépendamment

de la distance pour y faire face.

Techniquement, ce secours mutuel instantané est possible et facile à mettre en œuvre si l'interconnexion est une ligne à courant alternatif. On parle d'« interconnexion synchrone », commune à toute l'Europe de l'Ouest à l'exception des Iles Britanniques qui sont reliées au continent par une liaison à courant continu.

L'interconnexion permet également d'effectuer des échanges commerciaux d'énergie entre les pays. L'objectif est de rationaliser la gestion des ressources énergétiques à l'échelle du continent. Elles permettent en particulier aux producteurs de mieux gérer les ressources hydro-électriques, renouvelables et pratiquement gratuites mais inégalement réparties et d'éviter de recourir à des unités de production au charbon et au fioul, qui contribuent à l'effet de serre.

b) La structure et la gestion du réseau européen interconnecté

Pour être efficace, le réseau interconnecté doit être capable de transporter de grandes quantités d'énergie sur de relativement longues distances. Compte tenu de la géographie européenne, on a choisi l'échelon de tension de 400 000 volts pour constituer l'ossature du réseau d'interconnexion. Quelques lignes 225 000 volts transfrontalières plus anciennes peuvent aussi jouer un rôle régional important.

Au sein de l'association European Transmission System Operators (ETSO), tous les gestionnaires de réseau de transport s'efforcent d'améliorer la gestion des interconnexions et des flux transfrontaliers. Chaque gestionnaire de réseau est responsable dans son périmètre : il lui appartient de veiller à ce que l'équilibre offre-demande soit maintenu, et de reconstituer sa part des réserves de production. Il notifie à ses voisins les volumes d'échanges prévisionnels que souhaitent effectuer les acteurs présents sur le territoire dont il a la charge.

c) La directive européenne de libéralisation du marché et ses conséquences

La directive européenne du 19 décembre 1996 vise à ouvrir le marché de l'électricité en Europe pour que tous les consommateurs européens puissent bénéficier du kilowattheure le moins cher, en leur permettant de librement choisir leur fournisseur. Pour cela, elle impose la séparation des activités de production (centrales), de transport et de distribution (réseaux), de fourniture et de vente (au contact du client). La concurrence est introduite au niveau de la fourniture (production, négoce). La gestion des infrastructures de réseau (transport comme distribution) reste un monopole naturel.

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) doivent assurer un accès équitable à tous ceux qui souhaitent y être raccordés, producteurs ou consommateurs. Ils doivent assurer l'alimentation de

chacun et la sécurité du système électrique. Ils identifient les besoins de développement ou de renforcement des réseaux, avec une anticipation suffisante pour mener à bien leur mission sans favoriser un client au détriment d'un autre.

Chaque pays européen a ouvert son marché à la concurrence dans une proportion plus ou moins grande : les clients éligibles¹ sont ceux qui peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité, où qu'il se trouve en Europe. Avec la multiplication de contrats de fournitures complexes et de possibilités de négoce à court terme, le nombre de transactions internationales se multiplie. Pour RTE et les autres GRT, cela a deux conséquences :

- la prévision plus difficile des flux d'énergie entre pays européens ;
- l'apparition de congestions aux frontières : les capacités des lignes d'interconnexions entre les pays européens limitent les possibilités d'échanges².



¹ Actuellement en France, sont éligibles les consommateurs de plus de 16 millions de kilowattheures (kWh) annuels, ce seuil sera ramené à 9 millions de kWh en février 2003.

² Elles ont en effet été construites en premier lieu pour permettre le secours mutuel entre pays européens.

d) *L'interconnexion avec l'Italie*

La problématique du renforcement de l'interconnexion France Italie :
L'Union Européenne s'est depuis longtemps intéressée au développement des réseaux transeuropéens d'énergie.

Dans les années 80, EDF et son homologue italien (ENEL) ont proposé un projet de renforcement de l'interconnexion France - Italie : une nouvelle ligne 400 000 volts à deux circuits reliant Grande Ile (Chambéry) à Piosasco (Turin). Ce projet présentait plusieurs finalités, à replacer dans le contexte énergétique de l'époque :

- Renforcer la sûreté de fonctionnement des réseaux électriques interconnectés. En effet, Les lignes d'interconnexions internationales autorisent la mutualisation des groupes de production et des capacités de transport des différents réseaux qu'elles relient. Elles permettent ainsi de réduire les conséquences graves d'indisponibilités d'ouvrages. La taille des systèmes électriques européens augmentant, il était indispensable que les capacités des interconnexions augmentent elles aussi, pour préserver l'efficacité des secours réciproques.
- Augmenter les capacités d'échanges avec l'Italie et la Suisse, dans le contexte des contrats signés entre ces trois pays dans les années 80.
- Optimiser la production nationale française en utilisant pleinement le potentiel hydro-électrique de la Savoie.

Le passé : Grande Ile Piosasco

La concertation sur ce projet a été lancée au printemps 1987. De nombreuses réunions locales et départementales ont permis d'aboutir fin 1987 à la présentation du fuseau de moindre impact. L'enquête publique s'est déroulée en juin et juillet 1989. Après un avis favorable de la Commission d'Enquête, la Déclaration d'Utilité Publique a été obtenue le 18 juillet 1991 et publiée au Journal Officiel du 8 août 1991.

Suite à cette DUP, des associations de défense ont déposé un recours devant les juridictions administratives visant à l'annulation et au



sursis à exécution du projet. Le sursis à exécution a été rejeté fin 1991, le jugement sur le fond devant intervenir ultérieurement.

La concertation s'est poursuivie sur le terrain dans le cadre de l'élaboration d'un projet détaillé. En 1996, tenant compte de la situation, EDF a demandé et obtenu une prorogation de 5 ans de la validité de l'enquête publique, le 4 juillet 1996 (JO du 12 juillet 1996). Toutefois, le permis de construire et les autorisations d'exécution n'ont pas été instruits.

Parallèlement, certaines communes ainsi que le Conseil général de Savoie ont demandé un moratoire sur le projet, dans l'attente du jugement sur le fond du Tribunal Administratif. En avril 1998, le Conseil d'État a débouté les associations de défense et a confirmé la déclaration d'Utilité Publique.

C'est dans ce contexte que la validité de l'enquête publique a définitivement expiré le 17 juillet 2001. De ce fait, aucune nouvelle prorogation n'est réglementairement possible. **En conséquence, aucune action n'est donc aujourd'hui possible sans relancer une nouvelle procédure d'enquête publique.**

Où en est-on aujourd'hui ?

Le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Italie comme d'autres

interconnexions, reste un projet prioritaire d'intérêt européen, cela dans le cadre du nouveau contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité. Cet objectif est passé au premier plan depuis la signature du traité de Maastricht (article 129). Cela a été confirmé au sommet d'Essen fin 1994 et, le 20 décembre 2001, quand la Commission européenne a adopté un ensemble de mesures relatives aux infrastructures énergétiques, destiné en particulier à encourager les nouvelles infrastructures d'intérêt européen.

Toutefois, le renforcement des réseaux électriques entre la France et l'Italie, s'il reste aujourd'hui souhaité par l'Europe, ne peut s'imaginer dans le cadre de la DUP du projet Grande Ile - Piosasco. **Tout nouveau projet nécessite aujourd'hui que les pouvoirs publics français et italiens demandent à leurs GRT respectifs de rechercher et de proposer des solutions techniques, ce qui n'a pas été le cas à ce jour.**

Le renforcement de la ligne Lyon - Chambéry a-t-il un rapport avec le renforcement de l'interconnexion France - Italie ?

Le renforcement de la ligne Lyon - Chambéry concourra certes à l'amélioration du service de transport d'électricité entre les deux pays et serait nécessaire en cas de renforcement de l'interconnexion transfrontalière. En effet, il n'est pas envisageable de renforcer une partie du réseau sans renforcer les parties situées en amont. Mais l'intérêt technique et économique du renforcement de la ligne Lyon - Chambéry existe d'ores et déjà et revêt dès aujourd'hui une grande importance pour RTE, indépendamment d'un éventuel renforcement de l'axe France - Italie pour lequel les gouvernements français et italien n'ont pas demandé à leurs gestionnaires respectifs des réseaux de transport de rechercher une solution de renforcement de l'interconnexion.

Au poste de La Praz, près de Modane, dans la vallée de la Maurienne, RTE a mis en service, fin

août 2002, un transformateur déphaseur. Un tel appareil permet de réguler les transits et notamment de les diminuer en cas de surcharge sur une ligne en orientant les flux de puissance sur les autres lignes du réseau (dans la mesure des marges de capacité disponible sur ces autres axes). Ce transformateur déphaseur a été installé sur l'axe transfrontalier entre la France et l'Italie : la ligne à 400 000 volts Albertville - La Praz - Villarodin - Venaus. Il est justement destiné à diminuer les risques liés à la faible capacité de cet axe et à optimiser les conditions d'échange vers l'Italie grâce à une meilleure sécurité du système dans un cadre économique plus favorable. Ce nouvel ouvrage permet de garantir la capacité d'échange actuelle de 2 600 mégawatts sans qu'il soit nécessaire de pénaliser la production des usines hydrauliques de la Vallée de la Maurienne. Mais il ne s'inscrit pas dans un programme de renforcement de la liaison France - Italie.

Le transformateur déphaseur de La Praz représente une solution provisoire et palliative à la faible capacité de la ligne actuelle Albertville - La Praz - Villarodin - Venaus (Italie). Il ne résout pas la contrainte globale de la capacité d'interconnexion France - Italie

RÉSUMÉ

Les réseaux électriques 400 000 volts des États européens sont connectés les uns aux autres. Cela rend possible le secours mutuel en cas d'incident majeur et permet l'établissement d'échanges commerciaux. Ces échanges sont appelés à augmenter puisque la directive européenne du 19 décembre 1996 a initié la libéralisation du marché de l'électricité dans l'Union européenne. Dans ce cadre, l'amélioration de l'interconnexion avec l'Espagne et l'Italie figure parmi les priorités définies par le Conseil de l'Europe. Dans les années 90, EDF a lancé un projet de renforcement : la ligne Grande Ile - Piosasco (Turin). Ce projet n'a pas été réalisé et depuis, les gouvernements français et italien n'ont pas demandé à leurs gestionnaires de réseaux de travailler au renforcement de l'interconnexion. Ce n'est donc pas dans le but d'améliorer les échanges avec l'Italie que RTE propose aujourd'hui de renforcer la ligne Lyon Chambéry. L'intérêt technique et économique de ce renforcement existe, indépendamment de la problématique des échanges internationaux.



