

Réseaux de transport d'électricité et transition énergétique

Sébastien Henry travaille au Réseau de transport d'électricité (RTE), à la direction Recherche et Développement Innovation. Il aborde dans ce chapitre le rôle des réseaux de transport d'électricité et les défis liés à la transition énergétique, en montrant comment la chimie apporte des solutions.

1 Le rôle des réseaux de transport d'électricité

1.1. L'Europe de l'électricité aujourd'hui

La **Figure 1** représente l'ensemble des 34 pays européens à travers lesquels les réseaux électriques sont interconnectés. Ils partagent le même vecteur électrique et l'utilisateur local ne sait pas d'où vient l'électricité qu'il consomme – ce pourrait être d'Allemagne, de

Serbie ou d'un quelconque des 34 pays. Il s'agit d'un système électrique intégré à travers l'Europe sur lequel les puissances installées sont de l'ordre de 900 gigawatts en termes de production et qui dessert un peu plus de cinq cents millions d'habitants.

1.2. Le réseau de RTE, haute et très haute tension

Au niveau français, le réseau de transport est géré par l'entreprise RTE (Réseau de

Figure 1

L'Europe de l'électricité.
530 millions d'habitants et 34 pays européens interconnectés.

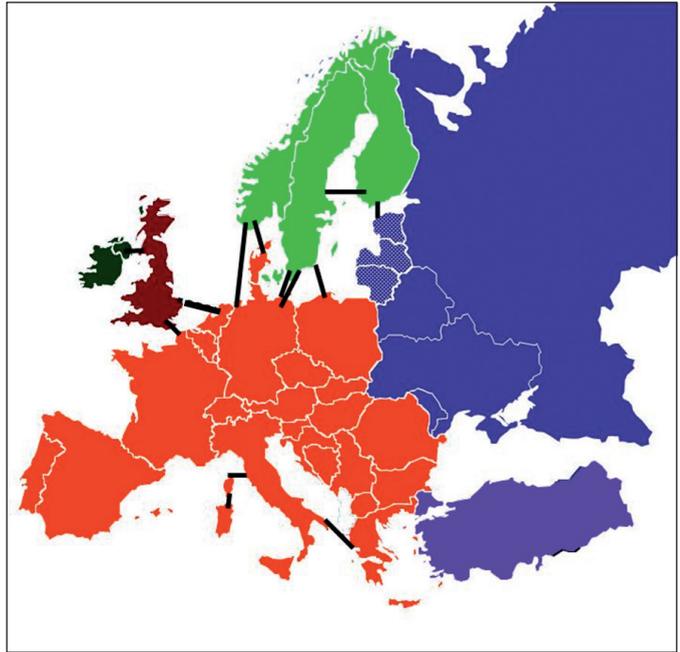
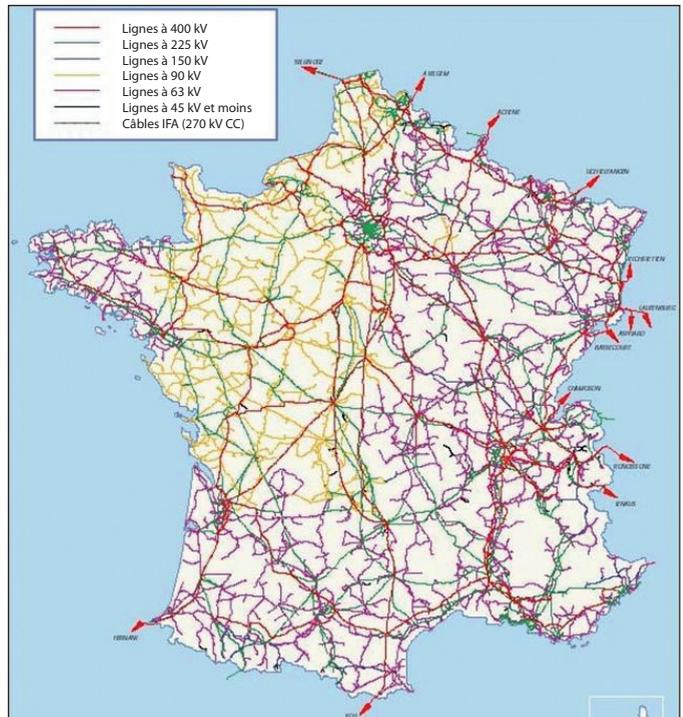


Figure 2

Carte du réseau de transport d'électricité français.
100 000 km de lignes du 400 000 aux 63 000 volts ; 2 600 postes électriques ; 46 interconnexions avec six pays frontaliers.



transport d'électricité), qui possède le réseau de haute et très haute tension. RTE achemine l'électricité entre les fournisseurs d'électricité (français et européens) et les consommateurs, qu'ils soient distributeurs d'électricité 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 (appelées « interconnexions »), le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. Le réseau français est représenté sur la **Figure 2** : en rouge foncé apparaît le réseau de plus haute puissance, exploité à 400 000 volts.

1.3. Équilibrer l'offre et la demande en contrôlant la fréquence du courant

Un aspect fondamental du fonctionnement des réseaux électriques est l'**obligatoire équilibre entre l'offre et la demande** : la production et la consommation. L'électricité ne se stocke pas sous forme directe ; on doit donc consommer à chaque instant ce qui est produit et produire à chaque instant ce qui est consommé. C'est une des lois fondamentales des systèmes électriques.

Cet équilibre se traduit dans une grandeur électrique qui est la **fréquence du courant alternatif**. En Europe, le système électrique fonctionne à une fréquence de référence de 50 Hz (dans le monde, d'autres systèmes comme les réseaux nord-américains fonctionnent à 60 Hz). Tous nos appareils domestiques (micro-ondes, TV, réfrigérateur...), les moteurs in-

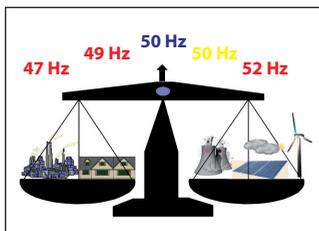
dustriels ainsi que les centrales de production sont conçus pour fonctionner de manière optimale à cette fréquence. En cas d'écart trop important par rapport à cette fréquence de référence, les équipements cessent de fonctionner.

La production d'électricité provient très majoritairement de machines tournantes, des alternateurs électriques, entraînés grâce à différentes énergies primaires – l'énergie nucléaire, l'éolien, l'hydraulique, des sources thermiques diverses (pétrole, gaz), etc. La production d'électricité est une transformation d'une énergie primaire en énergie mécanique (rotation des alternateurs) puis en énergie électrique. À l'équilibre, la fréquence de rotation des alternateurs est rigoureusement égale à 50 Hz (ou à un multiple de 50 Hz) : c'est la base du fonctionnement du système électrique. On a alors une puissance électrique consommée strictement égale à la puissance mécanique fournie par les groupes de production.

Si un utilisateur demande un peu plus de puissance électrique, l'équilibre entre la puissance électrique et la puissance mécanique est rompu. Les alternateurs doivent fournir plus de puissance électrique et donc requièrent plus de puissance mécanique. Sans modification rapide de la puissance mécanique, la fréquence de rotation des alternateurs va se modifier. Si on laisse l'évolution se faire, les alternateurs vont ralentir, la fréquence du courant alternatif va baisser en dessous de 50 Hz, les équipements des utilisateurs vont dysfonctionner puis les machines atteindre leur

Figure 3

Équilibre offre-demande. Le système électrique européen fonctionne à une fréquence de 50 Hz. Les appareils domestiques et les centrales de production sont conçus pour fonctionner de manière optimale à cette fréquence.



point de décrochage et s'arrêter ; de proche en proche, c'est un des phénomènes qui peut conduire au black-out ! Inversement, si l'on produit plus que l'on ne consomme, les machines tournantes n'ont pas assez de frein électrique, leur fréquence de rotation se met à augmenter, et leurs sécurités de fonctionnement vont les arrêter avant d'éventuels emballements.

Au sein du système interconnecté européen, l'équilibre offre-demande est perturbé en permanence par différents phénomènes : modification de la consommation, aléa sur une centrale de production, variation du niveau de production des centrales éoliennes ou photovoltaïques... Des systèmes automatiques de régulation permettent de compenser les petits déséquilibres.

La **Figure 3** représente ces contraintes de façon imagée, illustrant l'impératif absolu d'éviter l'écroulement du système électrique en équilibrant l'offre et la demande par la nécessité de contrôler la fréquence du courant alternatif. Cet impératif ne sera pas sans conséquence sur la façon de mettre en œuvre une transition énergétique, ainsi qu'il sera expliqué plus loin.

2 Défis et enjeux autour de la transition énergétique

La transition énergétique se traduit par des évolutions

fortes sur les différentes composantes des systèmes électriques : consommation, production, réseaux.

2.1. Évolution des usages et maîtrise des pointes

Si les actions de maîtrise de la demande d'énergie constituent un enjeu fort de la transition énergétique, il convient aussi de limiter les pointes de consommation observées à certains moments de la journée. En février 2012, la consommation électrique française a atteint un pic historique. C'est une tendance forte : la consommation maximale d'électricité, aux heures de pointe en hiver, ne cesse de progresser en France. En dix ans, elle a ainsi augmenté de 25 %, portée par la croissance démographique, le développement du chauffage électrique, des transports urbains et des technologies de l'information et de la communication. C'est un défi collectif pour les prochaines années.

La **Figure 4** présente l'évolution des pics de consommation électrique en France depuis dix ans. Alors que la consommation annuelle totale connaît une tendance au ralentissement de la croissance, les pics de consommation croissent rapidement. On est passé de 80 000 mégawatts (MW) en décembre 2001 à 102 000 mégawatts en février 2012. Même si l'appel à la puissance est fonction des conditions météorologiques, l'accroissement est notable. La maîtrise de la consommation électrique, notamment aux heures de pointe, fait désormais partie du paysage énergétique. Elle mobilise les connaissances les plus récentes dans les capteurs, les télécommunications et les



Figure 4

Évolution des pointes de consommation électrique en France depuis dix ans.

technologies de l'information. Ces innovations rendent possible les mécanismes d'effacement de la consommation pour une gestion maîtrisée de l'équilibre entre l'offre et la demande.

La **Figure 5A** montre l'évolution de la consommation pendant l'hiver 2011-2012 sous forme de « montagne de charge », représentative des évolutions de la consommation française lors de vagues de froid. Enfin, la **Figure 5B** représente la variation de la consommation électrique sur une journée typique d'hiver (c'est une journée de l'hiver 2012 telle que relevée sur le site Internet de RTE ou *via* l'application pour smartphones éco2mix) – c'est la puissance appelée à chaque instant sur le système. À travers cette courbe de consommation d'électricité, on retrouve l'emploi du temps de nos concitoyens et de l'activité économique : décroissance de la consommation électrique pendant la nuit, creux absolu vers 4-5 h du matin, redémarrage le matin (éclairage, remise en route d'équipements, en ré-

sidentiel et en professionnel : centres commerciaux, industries), conduisant à un premier plateau atteint vers 9 h et se maintenant jusqu'à midi, avant une décroissance au cours de l'après-midi ; reprise de la consommation résidentielle à partir de 17 h jusqu'au pic absolu vers 19 h.

2.2. Développement des énergies renouvelables

À l'autre bout de la chaîne de l'équilibre offre-demande – celui de la production d'électricité –, il est intéressant de considérer l'évolution de la production issue des énergies renouvelables. La France s'est engagée sur la voie de la transition énergétique avec un double objectif : porter à 23 % de la consommation énergétique la part des énergies renouvelables en 2020 et réduire à 50 % (contre 75 % actuellement) la part du nucléaire dans le mix énergétique en 2025. Ces objectifs conduisent à une croissance soutenue dans les prochaines années du parc de production d'électricité à partir des

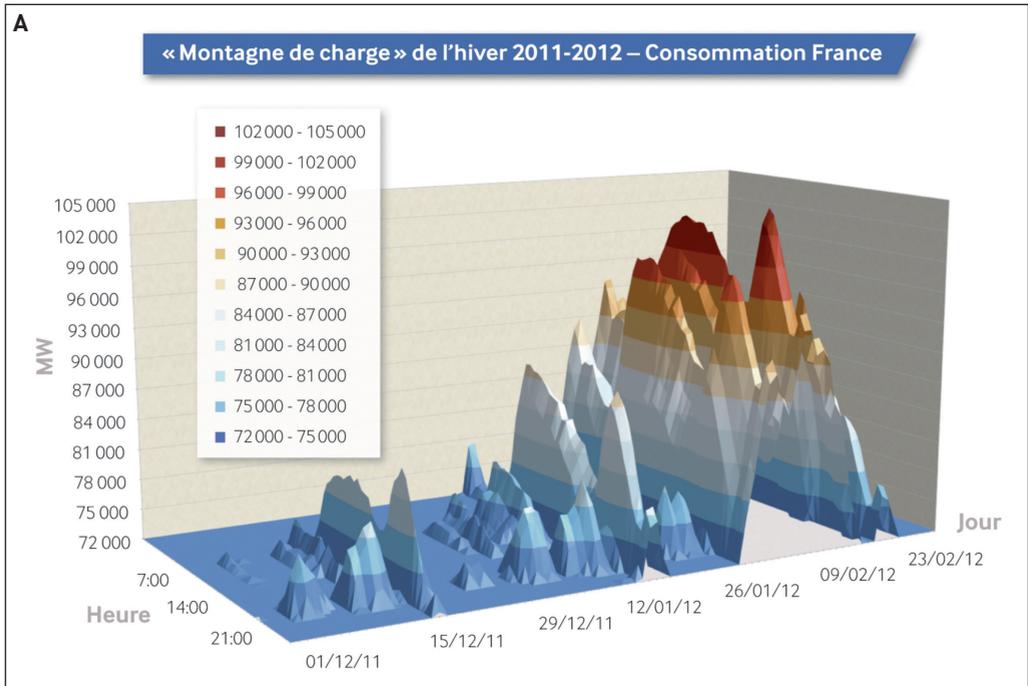
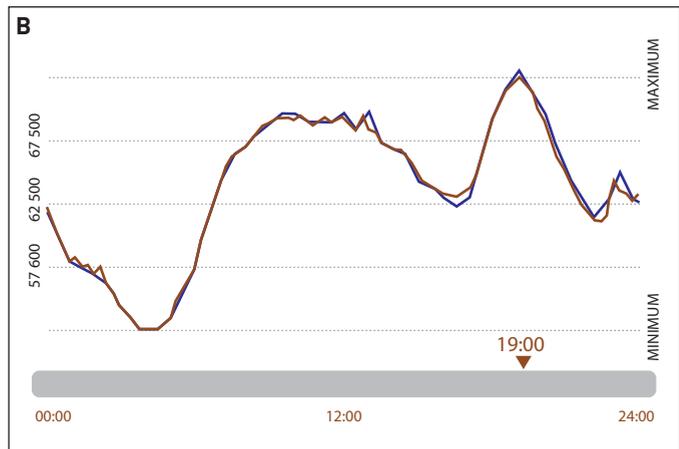


Figure 5

A. « Montagne de charge » de l'hiver 2011-2012 – Consommation France.

B. Variation de la consommation d'électricité totale en France pour une journée typique d'hiver.

Source : Une analyse plus détaillée est disponible sur le site de RTE : http://www.rte-france.com/uploads/pdf_zip/alaune/Rex_Vague_froid_V2.5.pdf



énergies renouvelables : éolien terrestre, éolien off-shore, photovoltaïque, biomasse, hydroliennes.

Au sein de chaque région, le potentiel de développement des énergies renouvelables dépend non seulement de la géographie, du climat mais aussi de l'urbanisation. Si le pourtour méditerranéen est propice au développement du photovoltaïque, les conditions de vent favorisent le développement de l'éolien terrestre

dans le Nord-Est, le centre, la vallée du Rhône et de l'éolien off-shore en Manche et sur la côte Atlantique. La transition énergétique crée donc une nouvelle répartition géographique de la production électrique.

En Europe, on dispose dès aujourd'hui d'une capacité installée de plus de 160 GW de moyens de production à base d'énergie renouvelable répartis selon l'indication de la **Figure 6**.

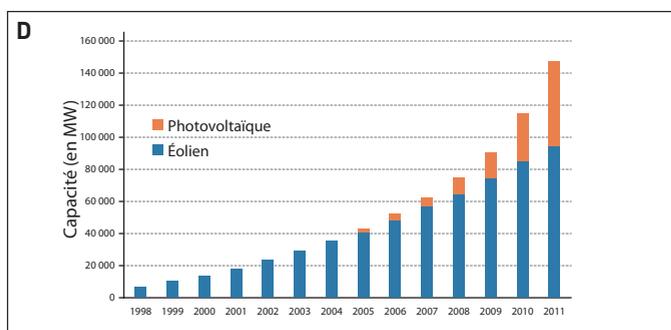
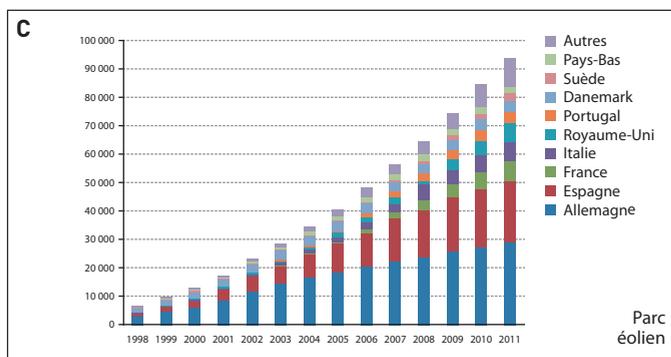
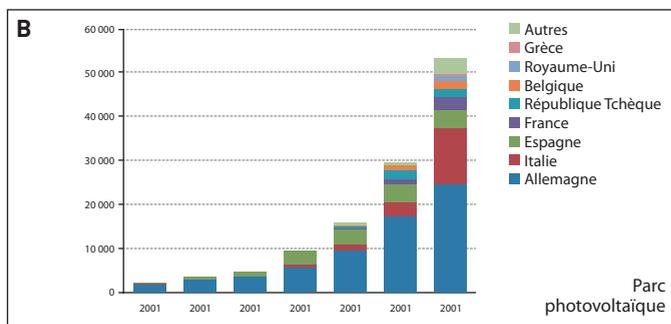
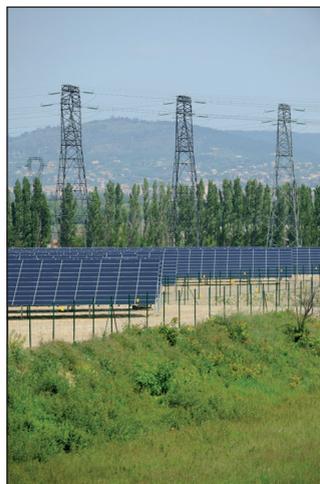
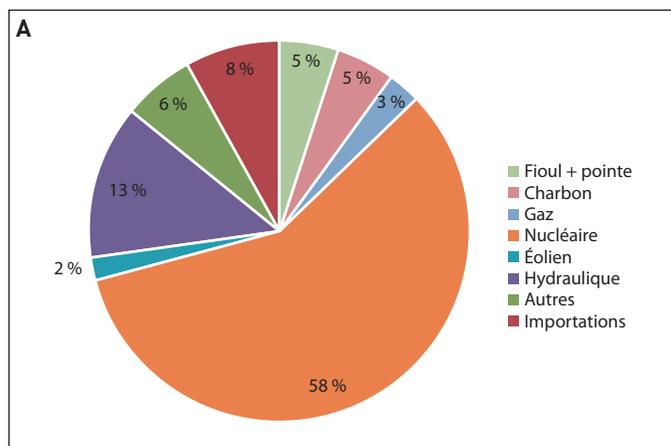


Figure 6

L'Europe continentale dispose de plus de 160 GW de capacité renouvelable installés à mi-2012.

A. Énergie primaires utilisées en Europe pour la production d'électricité. **B.** Évolution du parc photovoltaïque par pays. **C.** Évolution du parc éolien par pays. **D.** Évolution des puissances photovoltaïque et éolienne installées en Europe.

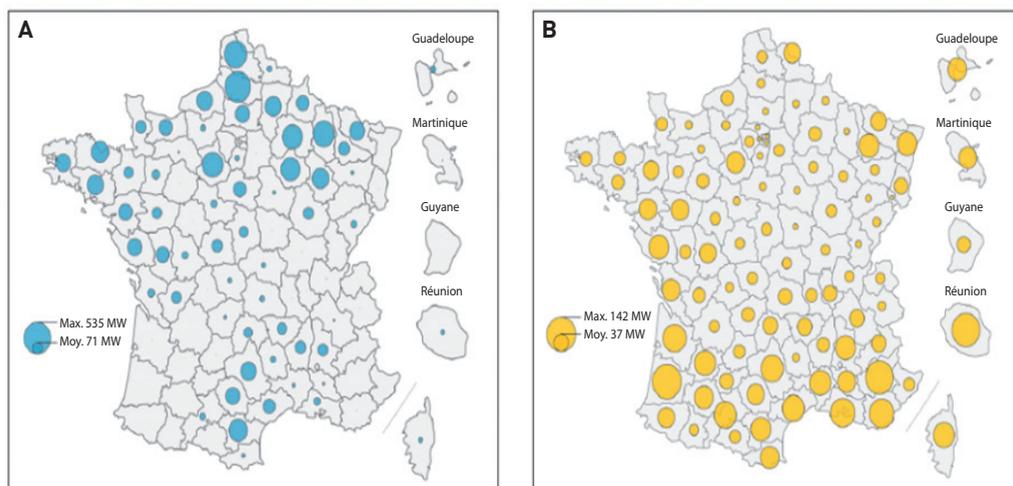


Figure 7

Éolien et photovoltaïque en France à fin juin 2012 : 10 GW installés.

A. Pour l'éolien : 7 GW, avec plus de 700 parcs (> 1 MW).

B. Pour le photovoltaïque : 3 GW, pour environ 250 installations (> 1 MW)... et plus de

220 000 « petites » installations !

Source : SOeS, d'après ERDF, RTE, SEI, principales ELD

Les pays d'Europe ont des politiques très volontaristes sur l'insertion des renouvelables. Sur l'éolien, l'Allemagne est le pays le plus équipé ; en numéro deux, c'est l'Espagne et la France (Figure 7) est en troisième position, avec aujourd'hui environ 7 GW en capacité installée. Sur le solaire, l'Allemagne est de loin le premier pays en termes d'installations photovoltaïques ; viennent ensuite l'Italie, l'Espagne, puis la France (avec environ 3 GW installés).

2.3. Le besoin de nouvelles technologies

La transition énergétique impose des modifications fortes tant au niveau de la consommation (efficacité énergétique, gestion des pointes, nouveaux usages de l'électricité...) qu'à celui des moyens de production. Assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le système complet (consommation et moyens de production) pose des contraintes exigeantes au réseau électrique. Ce dernier permet de

mutualiser les ressources de production d'électricité et les variations de consommation de chaque territoire. Il permet aussi de gérer les flux d'électricité entre collectivités, entre régions et entre pays.

Des modifications importantes du réseau de transport qui doit notamment s'adapter aux nouvelles localisations des moyens de production (Figure 8) sont par conséquent nécessaires. Son développement est indispensable pour rendre possible la transition énergétique et répondre à ses objectifs : l'intégration des énergies renouvelables et la maîtrise de la consommation. Cependant le temps de développement d'un réseau classique est long, bien plus que le temps mis pour construire de nouveaux moyens de production. Entre la phase d'instructions, de procédures administratives, de concertations, et la construction des ouvrages, il peut s'écouler plus de dix ans pour décider et construire une ligne de très haute tension aérienne.



Figure 8

Le besoin de nouvelles réponses pour le développement du réseau : la plupart des nouvelles lignes 63 à 225 000 volts sont désormais construites en souterrain ; l'augmentation des capacités des lignes aériennes 400 000 volts existantes avec des câbles haute température est maintenant possible.

A. Pylônes Roseau sur la ligne très haute tension Amiens-Arras. **B.** Poste 400 000 volts de Saucats dans la région Sud-Ouest. **C.** Chantier de mise en place d'une liaison électrique souterraine.

La très faible acceptation par le public d'ouvrages tels que ceux conçus dans les années 1970 ou 1980 a amené à repenser les méthodes de décision et d'exploitation ainsi que les types d'ouvrages construits (Figure 9).

Pour le pilotage en temps réel des réseaux, on fait appel aux technologies de l'information et de la communication (capteurs et moyens informatiques) conduisant au concept de « smart grids ». Doivent également être

prises en compte les évolutions techniques majeures en électronique de puissance sur la façon de piloter et de convertir l'électricité. Ces aspects ne seront pas discutés ici où l'accent sera mis sur les questions liées aux évolutions des matériels de réseau impliquant la chimie et la science des matériaux, ceci à travers trois infrastructures fondamentales : les liaisons souterraines, les postes électriques et les lignes aériennes.



Figure 9

Les réseaux doivent évoluer et se développer pour permettre d'assurer l'équilibre offre-demande du système électrique et d'en maintenir la fiabilité. Il est nécessaire de penser autrement le développement et la gestion du réseau en utilisant les progrès technologiques :

- dans les TIC (technologies de l'information et de la communication) ;
- en électronique de puissance ;
- en chimie et science des matériaux.

2.4. Un réseau qui doit avoir une très grande durée de vie

Avant de détailler l'apport de la chimie et des sciences des matériaux sur les différents composants d'un réseau électrique, il est important de donner quelques ordres de grandeur sur les contraintes auxquelles ils sont soumis. Si les infrastructures qui constituent un réseau électrique à très haute tension sont longues à construire, elles ont aussi des durées de vie très longues et sont exploitées pour une durée minimum de cinquante ans. Certains ouvrages en service ont même plus de quatre-vingt voire quatre-vingt-dix ans. En fait, la plupart des lignes construites depuis 1946 sont encore en service aujourd'hui.

Figure 10

Carte du réseau de transport d'électricité 400 000 volts en 2011.



La **Figure 10** montre la carte du réseau à 400 000 volts. Il a été créé à partir des années 1950 pour raccorder, dans un premier temps avec la région parisienne, les grandes centrales hydrauliques situées dans les Alpes et dans d'autres massifs. Une deuxième phase est venue du développement du programme électronucléaire à partir des années 1970 qui a inclus la liaison de ces centrales aux centres de consommation. Aujourd'hui, le développement de ce réseau est notamment lié à celui des énergies renouvelables : en Europe, cela représente entre la moitié et les trois quarts des projets de constructions d'infrastructures.

Ces ouvrages étant de durées de vie longues, il y a lieu de gérer leur maintenance et l'ensemble de leur cycle de vie. Des contraintes sur les choix technologiques en résultent : entre l'invention de nouveaux matériaux et la possibilité de leur utilisation effective pour certaines applications aux composants du réseau, le délai peut être de dix, vingt ou trente ans comme on le verra par la suite. Les phénomènes de vieillissement des matériaux sont ici déterminants. Ces infrastructures étant installées à l'air libre, elles sont soumises aux écarts de température, à l'humidité, au vent, au foudroiement, aux UV, à la pollution et toutes ces agressions conduisent à leur usure (**Figure 11**). Il faut aussi y ajouter des contraintes internes dues aux fortes puissances électriques et thermiques associées à leur fonctionnement.

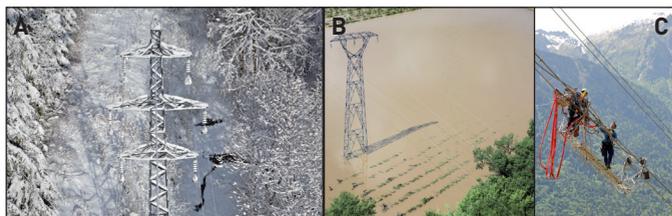


Figure 11

Les infrastructures sont soumises à diverses contraintes contribuant à leur vieillissement : les contraintes externes météorologiques (température, humidité, vent, foudre, UV...), la pollution, les contraintes électriques internes.

A. Lignes à haute tension dans le massif de Belledonne suite à de fortes intempéries. **B.** Survol en hélicoptère des dégâts matériels sur les ouvrages RTE causés par pluies diluviennes dans le Var. **C.** Chantier de maintenance sur la ligne 400 000 volts d'Albertville-Rondissone.

3 Chimie et développement de nouvelles solutions

3.1. Des solutions pour les liaisons souterraines

3.1.1. Constitution d'un câble souterrain moderne

Aujourd'hui, la plupart des liaisons pour des niveaux de tension allant de 63 000 à 220 000 volts sont construites en technologie souterraine. La constitution d'un câble approprié est schématisée sur la **Figure 12**. Au cœur se trouve l'âme, généralement en cuivre ou en aluminium, conducteur où va transiter la puissance électrique. Elle est entourée d'un isolant électrique et protégée par des gaines. Un historique des solutions techniques employées pour la fabrication des câbles est instructif sur la progression des techniques, car les câbles électriques souterrains, ce n'est pas si nouveau que cela !

3.1.2. Les premiers câbles à papier imprégné (1920)

On peut remarquer qu'à Paris notamment, il n'y a pas ou très

peu de fils électriques aériens dans les rues. Les premiers câbles souterrains de forte puissance y ont été posés dans les années 1920. Sur ces premières technologies pour les câbles « haute tension », autour du conducteur en cuivre, on retrouve du papier enrubanné ou de la cellulose enrubannée (**Figure 13**). Ces couches épaisses de plusieurs millimètres vont être imprégnées de matière visqueuse (huile et résine) pour assurer l'isolation, puis on va protéger le tout par une gaine de plomb et enfin un matelas de jute goudronnée. Près de 400 km de câble de ce type sont posés dans la région parisienne.

Il existe encore des câbles de cette technologie qui sont en service, et pour certains depuis plus de quatre-vingt-cinq ans ! Des évolutions technologiques ont eu lieu au cours du temps sur les qualités d'huiles et de papiers : on est passé des huiles végétales à des huiles minérales ; les papiers se dégradent moins et sont de meilleure qualité. Cependant, ce type de technologie pose des problèmes. Le

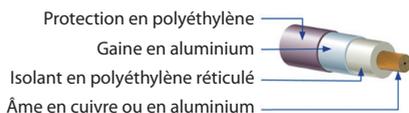


Figure 12

Constitution d'un câble de liaison souterrain (coupe).



Figure 13

Livraison de tourets de câbles souterrains.

Figure 14

A. Câbles à huile fluide. Conducteur creux en cuivre présentant un canal central dans lequel circule de l'huile sous pression (2 à 3 bars) qui permet d'imprégner le papier qui enrubanne le conducteur. Le canal d'huile est connecté à des réservoirs extérieurs appelés « poumons ».

B. Câbles à pression externe ou oléostatiques. Conducteurs isolés au papier imprégné, placés dans un tube d'acier rempli d'huile sous pression (15 bars).

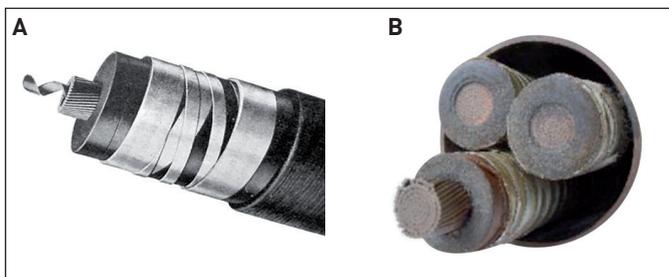
conducteur de cuivre du câble à papier imprégné, soumis à des échauffements ou des refroidissements, selon la température du conducteur et celle du sol, entraîne des dilatations et des compressions des huiles. L'inconvénient est que l'huile n'a pas le même coefficient de dilatation que le plomb de la gaine, ce qui entraîne des déformations provoquant l'apparition de zones vides remplies d'air à l'intérieur de l'isolant. Cet air, ionisé par le champ électrique, est ensuite à l'origine de décharges partielles puis du claquage du câble, correspondant à des courts-circuits à l'intérieur du câble. Une intervention devient alors nécessaire pour remplacer la partie défectueuse.

3.1.3. Les câbles à huile fluide (1930)

Dans une deuxième génération, on est passé aux câbles à huile fluide (**Figure 14A**), inventés par la société Pirelli. Le conducteur central est creux, ménageant au centre un canal dans lequel on fait circuler de l'huile sous pression (1 à 3 bars). Des réservoirs extérieurs, appelés « poumons », sont placés le long de la liaison. Ils maintiennent une pression constante à l'intérieur du câble, tout en permettant les mouvements de dilatation et de compression de l'huile au fil des cycles de fonctionnement.

Le premier câble 220 000 volts souterrain, d'une longueur de 18 km, a été développé en France et posé en 1936 entre Clichy-sous-Bois et Saint-Denis. Il a été mis hors tension et retiré, aux débuts des années 2000, après soixante-dix ans de bons et loyaux services sans avoir connu d'avarie.

Dans une autre optimisation de ce type de procédés, on a développé les câbles oléostatiques (**Figure 14B**) dont certains sont encore en service, notamment dans la région parisienne. On a toujours les conducteurs avec papier imprégné mais



ils sont placés dans un tube d'acier rempli d'huile sous une pression importante (15 bars), chargée de gérer les problèmes d'isolation et de dilatation. Les câbles à huile ne sont pas exempts d'inconvénients. Même en nombres relativement faibles, les phénomènes de claquage existent toujours. Par ailleurs, il faut gérer l'étanchéité du câble, donc tout ce qui est « fuites » ; les risques d'incendies sont également là ; de surcroît, leur coût est élevé.

3.1.4. Les câbles à isolation synthétique (1960) : le polyéthylène

La grande évolution, c'est la chimie du pétrole qui l'amène avec l'invention du polyéthylène en 1938 (Figure 15). Des propriétés très intéressantes émergent d'emblée, à la fois du point de vue de la résistance mécanique et de la tenue électrique : ces câbles ont toutes les qualités pour remplacer les systèmes à huile. Il faudra une dizaine d'années pour obtenir industriellement des polyéthylènes de qualité suffisante pour des applications électriques en haute tension (en France, première pose en 1963 pour du 63 000 V et 1969 pour du 225 000 V).

Les premiers polyéthylènes utilisés étaient de la technologie « basse densité ». Pour l'application à la fabrication de câbles électriques, ils présentaient une limitation en termes de température maximum de fonctionnement. En effet, le polyéthylène est rigide jusqu'à une certaine température ; il se ramollit à partir d'environ 110 °C, puis se liquéfie à plus haute température. Il ne peut alors plus confiner correctement l'âme de cuivre et remplir son rôle d'isolant.

3.1.5. Évolution des câbles à isolation synthétique

Les progrès de la chimie des polymères (voir l'**Encadré « L'évolution des polyéthylènes »**) ont ensuite permis l'utilisation du polyéthylène « haute densité », puis du polyéthylène « réticulé », avec à chaque fois des gains significatifs en termes de température de fonctionnement, donc de puissance électrique transportable admissible. Les câbles électriques en polyéthylène haute densité ont été utilisés à partir de la fin des années 1970. L'utilisation du polyéthylène réticulé est quant à elle devenue systématique à partir de 1986.

À mesure des progrès du matériau polyéthylène, on a pu en améliorer l'efficacité

Figure 15

Le démarrage en 1938 de la production industrielle du polyéthylène a permis la production de nouvelles matières thermoplastiques avec des propriétés très intéressantes du point de vue mécanique et tenue électrique, ouvrant la perspective d'utilisations en tant qu'isolant en remplacement des isolations à huile.



L'ÉVOLUTION DES POLYÉTHYLÈNES

Polyéthylène basse densité (PEBD)

Polymérisation de l'éthylène sous très haute pression (1 500 à 3 000 bars) et haute température (170 à 300 °C). Température maximum de fonctionnement du câble de 70 °C.

Polyéthylène haute densité (PEHD)

Utilisation de catalyseurs métalliques sous température relativement basse (50 à 150 °C) et pression plus faible que le PEBD (25 à 40 bars). Température maximum de fonctionnement du câble de 80 °C.

Polyéthylène réticulé (PER)

Création chimique de connexions entre les macromolécules de polyéthylènes. Température maximum de fonctionnement du câble de 90 °C.

d'isolation et en diminuer l'épaisseur. Le **Tableau 1** indique les progrès faits en vingt ans : pour les câbles 63 000 volts, on est passé d'une épaisseur de polyéthylène de 14 mm à une épaisseur de 8 mm : l'allègement correspondant donne une plus grande facilité à la pose, l'emploi sur des trajets à courbure plus fortes, sans parler des gains en coût.

L'industrie chimique d'aujourd'hui travaille sur des thermoplastiques avec de grandes capacités isolantes, qui pourraient fonctionner à des températures encore plus élevées (100, 110 °C) sans se déformer – de nouvelles perspectives de progrès.

3.2. Des solutions pour les postes électriques

Les postes électriques permettent d'adapter la tension du réseau au transport ou à la distribution, en passant à l'aide de transformateurs d'un niveau de tension à un autre. Ils assurent aussi une fonction d'aiguillage *via* la répartition des courants entre les lignes situées en amont ou en aval des transformateurs. Enfin, les postes électriques hébergent des systèmes de protection, de surveillance et de contrôle du réseau.

3.2.1. L'isolation des postes électriques

La **Figure 16** montre un poste classique, en milieu rural, qui utilise l'air comme isolant. Dans les zones semi-urbaines ou urbaines, le manque de place nécessite l'utilisation de postes compacts, dits blindés, utilisant un gaz sous pression : l'hexafluorure de soufre (**Encadré « Propriétés de l'hexafluorure de soufre SF₆ »**). Ce gaz présente des caractéristiques d'isolement supérieures à celles de l'air, ce qui permet d'utiliser moins de matériaux et d'obtenir des gains de place très importants ainsi qu'une bonne intégration dans des milieux contraints. La **Figure 17** représente des postes blindés

Tableau 1

Évolution des isolants et de leurs épaisseurs.

	Évolution des isolants			Évolution des épaisseurs d'isolant			
	PEBD	PEHD	PER		1980	1990	2000
63 kV	1962	1972	1987	63 kV	14 mm	11 mm	8 mm
225 kV	1969	1978	1994	90 kV	17 mm	14 mm	11 mm



Figure 16

Poste électrique aérien
400 000 volts de Saucats
dans la région Sud-Ouest.

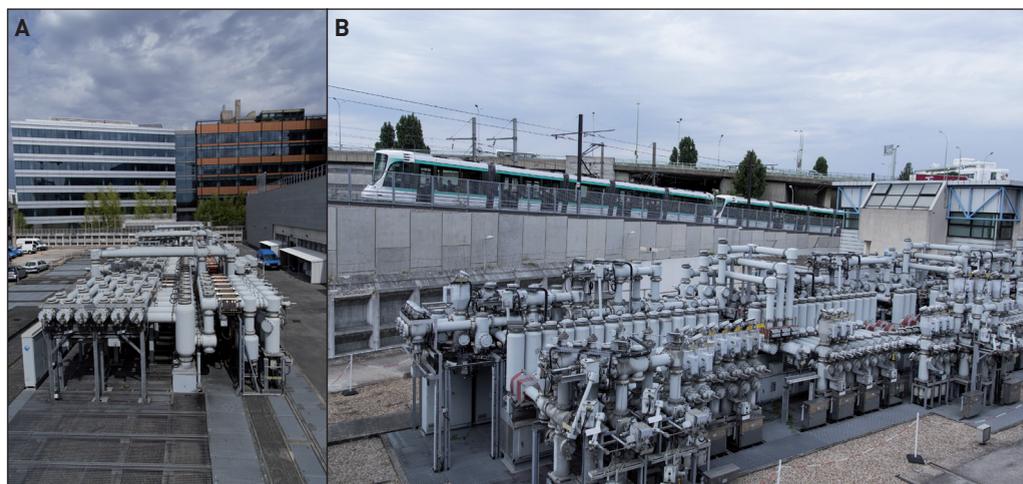


Figure 17

Postes électriques blindés.
A et B. Vues du poste électrique
d'Harcourt à Issy-le-Moulineaux
(92). **C.** Poste électrique
de Vincennes.

PROPRIÉTÉS DE L'HEXAFLUORURE DE SOUFRE (SF₆)

L'hexafluorure de soufre (**Figure 18**) est un composé gazeux à température ordinaire qui a été synthétisé pour la première fois au début du siècle dernier. Ses avantages sont d'être un très bon isolant (deux fois et demi meilleur que l'air), non toxique, non inflammable et non corrosif. Il présente deux inconvénients forts : sa température de liquéfaction est relativement élevée (- 25 °C) et peut limiter son utilisation dans des milieux climatiques particuliers (les vallées des Alpes par exemple) ; c'est aussi un « gaz à effet de serre » listé par les accords du protocole de Kyoto. À ce sujet, on peut le comparer au gaz carbonique CO₂ : son pouvoir réchauffant est vingt-trois mille fois (!) plus grand que celui du CO₂ – mais son émission est des milliards de fois plus faible... et son impact donc limité. Ce poste d'émissions constitue néanmoins un enjeu fort pour RTE qui s'est doté d'un plan d'action permettant de diminuer fortement les émissions de SF₆.



Figure 18

L'hexafluorure de soufre (SF₆).

situés en milieu urbain ; il en existe aussi de plus cachés, notamment situés dans des bâtiments souterrains pour des agglomérations importantes comme Paris.

3.2.2. Évolution des techniques d'isolation dans les disjoncteurs de puissance

Situé à l'intérieur d'un poste électrique, le disjoncteur est un appareil destiné à protéger les circuits et les installations contre une éventuelle surcharge de courant due à un court-circuit. Il permet aussi l'exploitation du réseau en interrompant ou en rétablissant le passage du courant dans une portion du circuit. En très haute tension, les courants sont intenses. À la séparation des contacts d'un disjoncteur, il se forme un arc qui ne peut pas être interrompu simplement dans l'air comme en basse tension. Son extinction a lieu dans une

« chambre de coupure » qui utilise un fluide ou un gaz en surpression projeté sur l'arc pour l'éteindre.

Les premiers disjoncteurs utilisaient de l'huile. À l'origine, il en fallait de gros volumes (**Figure 19A**). Ensuite, de meilleures huiles et de meilleures capacités de coupure du courant ont permis de réaliser des disjoncteurs à faible volume d'huile (**Figure 19B**). On a ensuite utilisé des disjoncteurs à air comprimé (**Figure 19C**), les arcs électriques pouvant être éteints avec de l'air, mais de l'air sous pression, afin d'avoir une capacité isolante suffisante. Ces systèmes sont cependant très bruyants en fonctionnement et réclament des actions de maintenance importantes.

Les disjoncteurs à SF₆ (**Figure 20A**) ont été introduits et se sont généralisés à partir des années 1970. L'étude

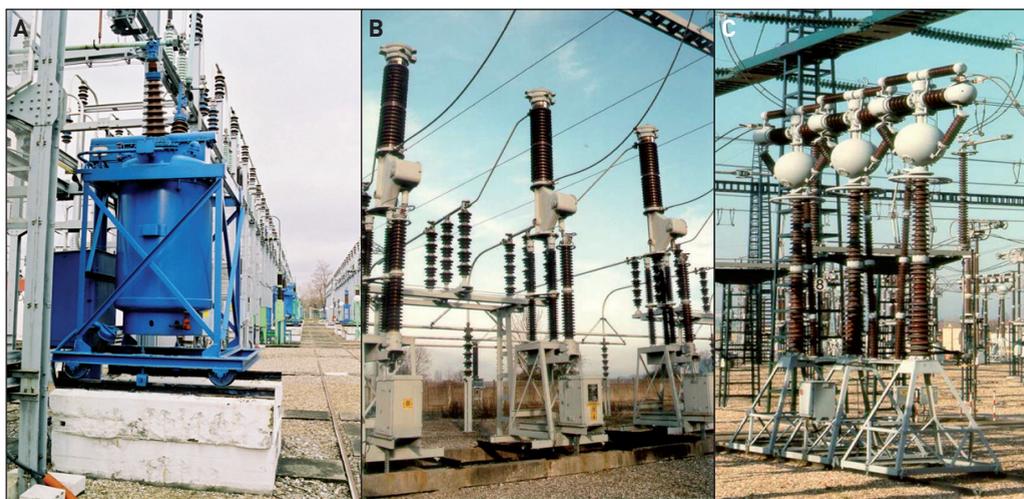


Figure 19

A. Disjoncteur à gros volume d'huile (1900). B. Disjoncteur à faible volume d'huile (1930). C. Disjoncteur à air comprimé (1950).

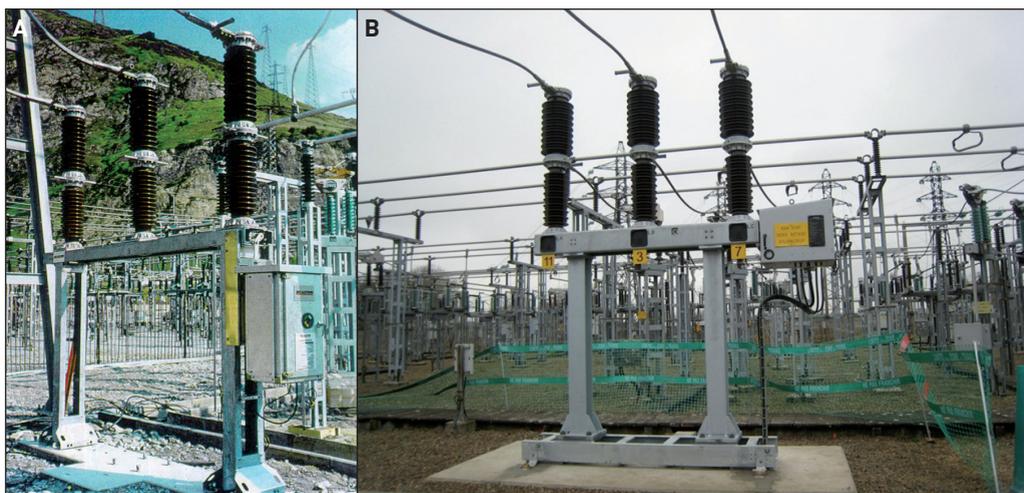


Figure 20

A. Disjoncteurs SF_6 (1970).
B. Disjoncteurs ampoule à vide (2010).

d'autres solutions s'est poursuivie ; on travaille ainsi sur des disjoncteurs à vide utilisant la simple isolation par le vide, ou sur des mélanges d'azote et de SF_6 permettant de diminuer la quantité de SF_6 utilisée. Des travaux de recherche donneront encore lieu à d'autres isolants dans le futur (Figure 20B).

3.2.3. Dégradations chimiques associées à l'hexafluorure de soufre

L'hexafluorure de soufre est susceptible de se décomposer du fait des sollicitations thermiques, électriques et chimiques auxquelles il est soumis. Les produits de décomposition dépendent de la nature des matériaux

présents dans le poste blindé ou le disjoncteur – non seulement les conducteurs, mais aussi les parois, elles-mêmes constituées de plusieurs matériaux – et des conditions de réactivité élevée que produisent les inévitables arcs électriques au cours du fonctionnement.

La **Figure 21** liste un certain nombre de réactions qui se produisent dans ce milieu. Les réactions conduisent à la formation de produits toxiques et corrosifs et peuvent provoquer une dégradation des matériaux ainsi que de la qualité isolante du SF_6 . Il s'ensuit le risque de courts-circuits et de dommages à l'ensemble du système.

La **Figure 22** montre des dépôts consécutifs à des réactions chimiques (amorçage interne) faisant intervenir l'hexafluorure de soufre. La présence d'eau accroît et accélère la formation de produits de décomposition.

3.3. Des solutions pour les lignes aériennes

3.3.1. Principales contraintes techniques : électricité et mécanique

Sur les lignes aériennes, les conducteurs (cuivre ou aluminium) sont dépourvus d'isolants : ils sont nus (**Figure 23**). C'est donc l'air qui joue le rôle d'isolant et cela implique de respecter des distances minimales : entre les conducteurs et entre les conducteurs et le sol ou divers obstacles. Ces distances sont appliquées de façon courante avec une prise en compte de marges de sécurité. Les lignes sont par ailleurs des objets mécaniques soumis à de sévères contraintes.

Le facteur limitant des transits électriques sur les lignes aériennes provient des allongements que provoquent l'échauffement consécutif au passage du courant ou certains aléas climatiques comme le givre (**Figure 24**).

Figure 21

Réactions de l'hexafluorure de soufre au sein d'un disjoncteur ou d'un poste blindé conduisant à la dégradation de la qualité isolante et à des produits de décomposition toxiques et corrosifs.

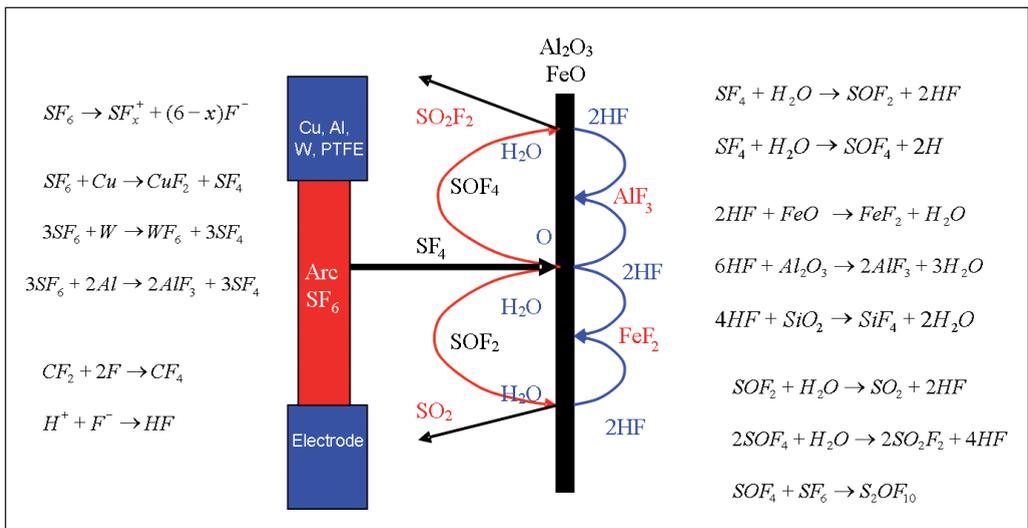




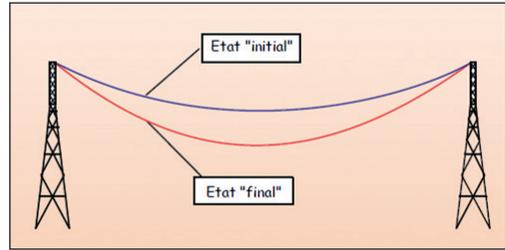
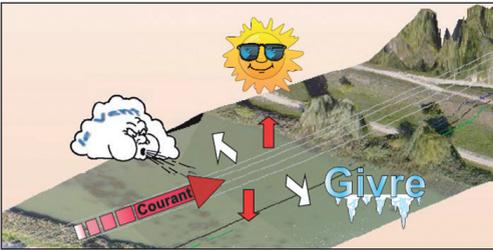
Figure 22

Formation de produits de décomposition du SF_6 . La poudre est due à la présence d'eau ; un compartiment avec une hygrométrie faible présentera très peu de poudre blanche suite à un amorçage.



Figure 23

Ligne aérienne de transport de courant. Les conducteurs sont « nus » : c'est l'air qui est l'isolant, ce qui implique de respecter des distances minimales entre les conducteurs et d'autres éléments.



S'échauffant, les lignes se dilatent, et leur dilatation modifie les distances des conducteurs entre eux et avec les divers obstacles présents.

3.3.2. Lignes aériennes et évolutions de la métallurgie

(Encadré « Les grandes étapes de l'évolution des conducteurs pour lignes aériennes »)

Dans les années 1900, au début de l'équipement en électricité à grande échelle, les conducteurs utilisés étaient

en cuivre pur (Figure 25), le cuivre étant l'un des meilleurs conducteurs. Le cuivre possède aussi des caractéristiques de résistance mécanique qui permettent de le maintenir sous tension mécanique et de limiter les phénomènes d'allongement. L'inconvénient de ce métal provient de son poids important : un conducteur lourd impose des pylônes massifs, ce qui entraîne des limitations techniques et économiques.

Figure 24

Les conducteurs sont soumis à différentes contraintes pouvant conduire à leur allongement et à la réduction des distances d'isolement.

LES GRANDES ÉTAPES DE L'ÉVOLUTION DES CONDUCTEURS POUR LIGNES AÉRIENNES

Conducteurs en cuivre (1900-1910)

Excellent conducteur mais métal lourd nécessitant des pylônes massifs à coût élevé.

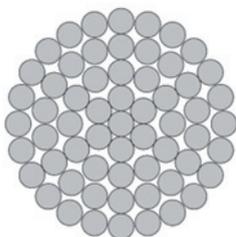


Figure 25

Coupe schématique d'un conducteur en cuivre.

Conducteurs en aluminium (1910-1920)

Moins bon conducteur et moins résistant mécaniquement que le cuivre mais beaucoup plus léger, l'aluminium est utilisé dès que la métallurgie permet de fabriquer des aluminiums de qualité suffisante.

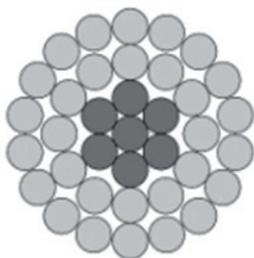


Figure 26

Coupe schématique d'un conducteur en aluminium-acier.

Conducteurs en aluminium-acier (1920 à aujourd'hui)

Utilisation d'une âme en acier pour la tenue mécanique et d'une couche périphérique en aluminium pour la conduction. Constitue le standard international qui dissocie la fonction mécanique et la fonction électrique.

Conducteurs en Almelec (1950 à nos jours)

Alliage d'aluminium pur avec du magnésium (0,7 %) et du silicium (0,6 %).



Figure 27

Coupe schématique d'un conducteur en Almelec avec brins en Z.

Tableau 2

Caractéristiques comparées des matériaux utilisés.

	Cuivre	Aluminium	Acier	Almelec
Résistivité à 20 °C ($10^{-8} \Omega \cdot m$)	1,72	2,82	~15	3,26
Masse volumique ($kg \cdot m^{-3}$)	8 890	2 700	7 800	2 700
Contrainte à la rupture en traction (Mpa)	380 à 450	150 à 190	1 410 à 1 450	320 à 380

Dans un deuxième temps, grâce aux progrès de la métallurgie de l'aluminium, on a su fabriquer des aluminiums de qualité suffisante pour être utilisés seuls en tant que conducteur. Ce métal est moins bon conducteur, moins résistant mécaniquement que le cuivre mais beaucoup plus léger, ce qui rendait son utilisation intéressante.

Le standard qui s'est imposé mondialement est celui de conducteurs mixtes aluminium/acier. Ils sont constitués d'un cœur d'acier (*Figure 26*) qui assure la résistance mécanique et évite que les câbles ne se dilatent ou cassent. L'acier ne conduit pratiquement pas l'électricité, c'est donc de l'aluminium, placé autour, qui assure la conduction. En France, dans les années 1950, un alliage particulier d'aluminium a été inventé, l'Almelec (*Figure 27*), constitué d'aluminium, de magnésium et de silicium. Il constitue un matériau de bonne conductivité, de bonne résistance mécanique – bien meilleure que celle de l'aluminium pur et proche de celle du cuivre – et qui possède la légèreté de l'aluminium. Ce matériau, encore utilisé aujourd'hui, a pendant longtemps été le standard français.

D'autres progrès sur les câbles sont liés à ceux de

la métallurgie moderne. Au lieu de fils, on peut utiliser des composants dits « en Z ». On peut voir que la structure comble mieux les vides, et qui dit moins de vide dit moins de résistance, donc moins de pertes. Par optimisation de l'arrangement des composants des conducteurs, on peut gagner 15 % en conductivité, et ainsi diminuer les pertes d'autant.

3.3.3. Que promet l'avenir ?

Les travaux actuels sur les matériaux laissent entrevoir des progrès spectaculaires (*Encadré « Conducteurs à faible dilatation et nouveaux matériaux »*).

Pour les composants aluminium/acier (*Figure 28*), on utilise aujourd'hui des aciers de meilleure qualité pour assurer la résistance mécanique du câble, et des aluminiums supportant des plus hautes températures. Les nouveaux composants métalliques qui en résultent peuvent fonctionner à des températures beaucoup plus élevées – jusqu'à 200 °C, là où les conducteurs standards fonctionnent plutôt aux alentours de 70 °C. Cela permet un gain d'environ 30 % en capacité.

Deux autres solutions attractives sont des retombées de recherches high-tech initiées au départ pour des objectifs

CONDUCTEURS À FAIBLE DILATATION ET NOUVEAUX MATÉRIAUX

ÉTAT DE L'ART ACTUEL

Conducteurs bimétalliques aluminium/acier

Âme acier à très haute résistance mécanique.

Brins conducteurs trapézoïdaux en aluminium recuit.

Fonctionnement maximum : 200 °C (+ 30 % de capacité).



Figure 28

Schéma d'un conducteur bimétallique aluminium/acier.

Conducteurs composites à matrice métallique

Âme en fibres d'alumine noyées dans une matrice métallique d'aluminium.

Brins conducteurs trapézoïdaux en aluminium/zirconium.

Fonctionnement maximum : 240 °C (+ 90 % de capacité).



Figure 29

Schéma d'un conducteur composite à matrice métallique (3M™).

Conducteurs composites à matrice organique

Âme en fibres de carbone noyées dans une résine organique.

Brins conducteurs trapézoïdaux en aluminium/zirconium ou aluminium recuit.

Fonctionnement maximum : environ 180 °C (+ 50 à 90 % de capacité).

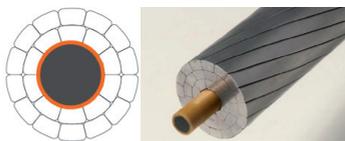


Figure 30

Schéma d'un conducteur composite à matrice organique.

Tableau 3

Caractéristiques comparées des matériaux utilisés.

	Résistivité ($10^{-8} \Omega \cdot m$)	Contrainte à rupture (Mpa)	Température maximale permanente (°C)
Aluminium écroui dur	2,825	160 à 180	75
Almelec	3,26	315 à 325	75
Aluminium recuit	2,92	59 à 97	250

de la recherche spatiale ou aéronautique. Une nouvelle gamme de conducteurs utilise ainsi une âme constituée de fibres d'alumine noyées dans une matrice métallique d'aluminium (*Figure 30*). Ce type de composants présente des similarités avec les composants pour les navettes spatiales devant résister aux très hautes températures (3 000 °C !) en gardant de très bonnes capacités mécaniques. Ces composants ont

une conductivité d'environ 25 % de celle du cuivre. En les entourant d'aluminium, on crée des conducteurs permettant de transiter 90 % de plus qu'un câble classique.

En dernier lieu, on peut citer l'utilisation de fibres de carbone (*Figure 30*), matériau utilisé entre autres pour le transport aérien. Une fibre de carbone au centre assure la résistance mécanique ; autour, ce sont des conducteurs en aluminium.

Pas de transition énergétique sans réseau de transport !

Pendant de nombreuses années, le moteur principal du développement du réseau de transport a été la consommation d'électricité. Aujourd'hui, c'est d'abord la localisation géographique des nouveaux moyens de production d'électricité. Son développement est indispensable pour rendre possible la transition énergétique et répondre à ses objectifs : l'intégration des énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie.

De nombreux défis se présentent pour les réseaux de transport d'électricité pour accompagner les changements dans la production et la consommation associés au passage vers une société à bas contenu en carbone. L'intégration

de la production à base d'énergie renouvelable, l'évolution de la consommation vers une consommation mieux maîtrisée et plus flexible, entraînent de nombreuses modifications dans la gestion de l'équilibre offre-demande. Les infrastructures du réseau de transport doivent se développer pour s'adapter à l'évolution du paysage énergétique et continuer d'assurer leur rôle de réconciliation géographique et de mutualisation des énergies. Le maintien de la fiabilité du système électrique à des conditions économiques acceptables est primordial pour réussir la transition énergétique.

Pour répondre à ces enjeux, il est important de connaître les dernières avancées technologiques. Cela nécessite de suivre et d'accompagner les progrès de la chimie comme ceux des technologies de l'information et de la communication ou de l'électronique de puissance. Être prêt pour la prochaine décennie implique de continuer à tirer partie de ces avancées technologiques.

Pour aller plus loin

De nombreuses informations complémentaires sont accessibles sur le site de RTE : www.rte-france.com