

N° 3477

N° 154

ASSEMBLÉE NATIONALE

SÉNAT

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

ONZIÈME LÉGISLATURE

SESSION ORDINAIRE DE 2001-2002

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale
le 19 décembre 2001

Annexe au procès-verbal de la séance
du 19 décembre 2001

OFFICE PARLEMENTAIRE D'ÉVALUATION
DES CHOIX SCIENTIFIQUES ET TECHNOLOGIQUES

RAPPORT

SUR

**L'APPORT DE NOUVELLES TECHNOLOGIES DANS L'ENFOUISSEMENT
DES LIGNES ÉLECTRIQUES À HAUTE ET TRÈS HAUTE TENSION**

PAR M. Christian KERT,
Député

Déposé sur le Bureau de l'Assemblée nationale
par M. Jean-Yves LE DÉAUT,
Président de l'Office

Déposé sur le Bureau du Sénat
par M. Henri REVOL,
Premier Vice-Président de l'Office.

SAISINE



RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
LIBERTÉ-ÉGALITÉ-FRATERNITÉ

COMMISSION DE LA PRODUCTION
ET DES ÉCHANGES

LE PRÉSIDENT

Paris, le 25 octobre 2000

Monsieur le Président,

Au cours de sa réunion du mercredi 25 octobre 2000, la commission de la production et des échanges a décidé de saisir l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques sur l'apport de nouvelles technologies dans l'enfouissement des lignes électriques à hautes et très hautes tensions.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de mes sentiments les meilleurs.

André LAJOINIE
Député de l'Allier

Monsieur Henri REVOL
Sénateur
Président de l'Office parlementaire
d'évaluation des choix scientifiques
et technologiques

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION | 3 |
| CHAPITRE 1 : LA FRANCE EST-ELLE EN RETARD DANS L'ENFOUISSEMENT DES LIGNES ELECTRIQUES ? | 7 |
| <i>1.1. - en Moyenne Tension et Basse Tension</i> | 9 |
| 1.1.1. - en Moyenne Tension..... | 10 |
| 1.1.2. - en Basse Tension | 12 |
| <i>1.2. - en Haute Tension et en Très Haute Tension</i> | 12 |
| 1.2.1. - en Haute Tension..... | 15 |
| 1.2.2. - en Très Haute Tension..... | 15 |
| CHAPITRE 2 : LES TECHNIQUES D'ENFOUISSEMENT DES LIGNES A HAUTE ET TRES HAUTE TENSION | 17 |
| 2.1. – <i>Les liaisons en courant continu</i> | 17 |
| 2.1.1. – le principe..... | 18 |
| 2.1.2. – les réalisations..... | 18 |
| 2.1.2.1. – l'IFA 2000 | 18 |
| 2.1.2.2. – à Grondines | 22 |
| 2.1.2.3. – au Japon..... | 26 |
| 2.2. – <i>Les technologies expérimentales</i> | 26 |
| 2.2.1. - Câble à isolation synthétique..... | 26 |
| 2.2.1.1. – le principe..... | 27 |
| 2.2.1.2. – les réalisations..... | 34 |
| 2.2.1.2.1. – à Berlin | 34 |
| 2.2.1.2.2. – au Danemark..... | 40 |
| 2.2.1.2.3. – au Royaume-Uni..... | 43 |
| 2.2.1.2.4. - au Canada | 45 |
| 2.2.1.2.5. – au Japon..... | 46 |
| 2.2.2. – Câble à isolation gazeuse..... | 48 |
| 2.2.2.1. – le principe..... | 49 |
| 2.2.2.2. – les réalisations..... | 50 |
| 2.2.2.2.1. – à Genève..... | 50 |
| 2.2.2.2.2. – au Japon..... | 50 |
| 2.2.3. – Supraconducteurs..... | 52 |
| 2.2.3.1. – le principe..... | 53 |
| 2.2.3.2. – les réalisations et la recherche | 54 |
| 2.2.3.2.1. – à Detroit..... | 54 |
| 2.2.3.2.2. – les autres projets dans le monde | 55 |
| 2.3. – <i>L'état des recherches en France</i> | 58 |
| CHAPITRE 3 : POUR EN FINIR AVEC LES COUTS PROHIBITIFS | 61 |
| 3.1. - <i>Les avancées technologiques</i> | 64 |
| 3.2. - <i>Renforcement des lignes</i> | 65 |
| 3.3. - <i>Mutualisation des moyens économiques</i> | 67 |
| 3.4. - <i>Politique volontariste</i> | 69 |
| 3.4.1. - A l'étranger | 69 |
| 3.4.1.1. - en Allemagne..... | 69 |
| 3.4.1.2. - au Danemark..... | 69 |

| | |
|---|-----------|
| 3.4.1.3. - au Royaume Uni..... | 70 |
| 3.4.1.4 - au Canada | 71 |
| 3.4.2. - En France | 72 |
| CHAPITRE 4 : DE TELS INVESTISSEMENTS SONT-ILS JUSTIFIES ?..... | 73 |
| 4.1. - Sécurité des biens et des personnes..... | 74 |
| 4.2. - Environnement | 76 |
| 4.3. - Développement durable des territoires..... | 78 |
| 4.4. - Sites à protéger | 78 |
| 4.5. - Champs électromagnétiques..... | 79 |
| CONCLUSION..... | 85 |
| RECOMMANDATIONS | 89 |
| ADOPTION DU RAPPORT..... | 93 |
| ANNEXE..... | 97 |
| I. PERSONNALITES ENTENDUES A PARIS..... | 98 |
| II. PERSONNALITES ENTENDUES LORS DE MISSIONS EN FRANCE | 100 |
| III. PERSONNALITES ENTENDUES LORS DE MISSIONS A L'ETRANGER..... | 102 |

INTRODUCTION

L'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques a été saisi par la Commission de la Production et des Echanges d'une demande d'étude sur l'apport de nouvelles technologies dans l'enfouissement des lignes électriques à haute et à très haute tension.

Le passage des lignes à haute et très haute tension est un problème qui préoccupe de plus en plus les populations et les élus.

Comme le montrent très bien les nombreuses questions orales ou écrites sur ce sujet, le passage de lignes à haute ou très haute tension dans des régions à population dense ou dans des paysages présentant des caractéristiques remarquables est de plus en plus mal supporté.

Pour des raisons de protection de l'environnement ou par crainte des éventuels effets sur la santé, les populations concernées et leurs représentants manifestent une opposition de plus en plus marquée à la construction de nouvelles lignes aériennes.

Pourtant, pour faire face à l'accroissement de la demande intérieure et extérieure d'électricité, il faudra continuer à développer le réseau de lignes à haute tension. Les événements climatiques de ces dernières années ont d'ailleurs bien montré l'importance des interconnexions nationales et internationales.

Si les installations de production d'énergie étaient relativement bien tolérées dans notre pays, il apparaît de plus en plus clairement que c'est le problème du transport à longue distance de cette énergie qui va se poser avec de plus en plus d'acuité. L'enfouissement partiel des lignes à haute tension peut déjà constituer un début de solution.

Depuis la loi du 10 février 2000 transposant la Directive européenne sur l'ouverture du marché de l'électricité, la gestion des lignes à haute et très haute tension est du ressort du Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

Cet organisme gère donc des lignes à haute tension de 63 000 et 90 000 volts, ainsi que des lignes à très haute tension de 225 000 et 400 000 volts.

Pour répondre aux demandes des populations et des élus, EDF avait pris dès 1997 l'engagement d'enfouir 20 % des nouvelles lignes à haute tension.

La priorité a été donnée aux zones urbaines et périurbaines à forte densité de population.

Si la technique de l'enfouissement est bien maîtrisée puisqu'on a déjà réalisé des tronçons jusqu'à 15 km pour les lignes de 225 000 volts et des tronçons jusqu'à 30 km pour les lignes de 90 000 et 63 000 volts, la généralisation de cette solution n'est toutefois pas envisagée, à cause des contraintes techniques et économiques.

Si des progrès ont été d'ores et déjà enregistrés sur la haute tension, le problème reste important pour la très haute tension surtout le 400 000 volts ; or, ce sont justement ces lignes qui font l'objet de la plus forte opposition de la part des populations concernées.

Peut-on désormais raisonnablement envisager le passage en souterrain des lignes à très haute tension ?

Les obstacles techniques et économiques à l'enfouissement des lignes à très haute tension de 400 000 volts étaient tels qu'on a longtemps prétendu que cette solution était irréalisable.

Des études menées en France ainsi que des réalisations étrangères récentes que votre Rapporteur a pu visiter permettent néanmoins de tempérer désormais ce jugement négatif.

La faisabilité technique est prouvée tant pour les lignes de haute tension que pour la très haute tension en 225 kV et 400 kV, mais les coûts sont très différents suivant les voltages.

Aussi je me propose de faire un bilan mondial en matière d'enfouissement, toutes tensions confondues, avant de me concentrer sur la très haute tension, véritable enjeu de l'avenir du transport électrique.

Par ailleurs plusieurs axes de recherche sont développés dans différents pays, sans toutefois déboucher pour l'instant au niveau industriel. Les réalisations – parfois spectaculaires – qui existent cependant prouvent la fiabilité de ces câbles et chaque nouvelle réalisation permet d'abaisser les coûts.

Pour obtenir l'équivalent d'une ligne aérienne 400 000 volts, plusieurs câbles en parallèle sont nécessaires, soit la largeur non plus d'une véritable « autoroute électrique », de 20 mètres de large comme prétendues par certains hauts responsables d'EDF mais d'une route départementale de 10 mètres et dont le coût serait de 8 à 10 fois supérieur à celui d'une ligne aérienne.

Pour que ces techniques deviennent véritablement opérationnelles, il faut aussi qu'il existe un marché, seule véritable réponse à la baisse des prix. Il est nécessaire qu'une volonté politique généralisée d'enfouir les lignes se dessine en

Europe afin de créer ce marché. Alors la recherche pourra réellement se développer autour de plusieurs axes : mise au point de nouveaux câbles pour les lignes souterraines, notamment les câbles à isolation synthétique et les câbles à isolation gazeuse d'une part, et sur les techniques d'enfouissement d'autre part.

L'aspect « santé » est souvent avancé pour combattre les nouvelles lignes aériennes, et ce notamment depuis l'étude sur le cancer chez l'enfant publiée en 1979 aux Etats-Unis. Toutes les expertises à ce jour concluent que l'exposition aux champs électromagnétiques (CEM) ne provoque pas de problèmes de santé, et n'augmente pas les risques de cancer et de leucémie. Le suivi médical depuis 1991 de la population de Coutiches, village du Nord de la France, village traversé par une ligne aérienne de 400 kV, a même été abandonné après ses résultats négatifs, à la demande des habitants qui l'avaient initialement demandé. Il est cependant nécessaire de s'inquiéter des phénomènes électromagnétiques éventuellement perceptibles en surface pour des lignes enfouies.

Sous la 11ème législature, au moins 10 questions concernant l'enfouissement des lignes ont été posées par nos collègues, notamment après les tempêtes de décembre dernier. Les réponses fournies restent très vagues, s'attachant plus au réseau basse et moyenne tension qu'à la très haute tension, ce à quoi je vais essayer de remédier.

Chapitre 1 : La France est-elle en retard dans l'enfouissement des lignes électriques ?

Le réseau électrique français est le résultat de plusieurs dizaines d'années d'investissement. S'il fallait le reconstruire à neuf, il est probable que le coût d'une telle construction oscillerait entre 500 et 1 000 milliards de francs.

La grande période de l'expansion du réseau a été celle de l'après-guerre et des trente glorieuses. A cette époque, la consommation d'électricité doublait tous les sept ans, avec la nécessité d'étendre le réseau. A part dans les villes, la question de l'enfouissement ne se posait pas, et cette expansion s'est donc faite en tout aérien.

Après le premier et surtout le deuxième choc pétrolier, le développement de la consommation d'électricité s'est ralenti. EDF a par ailleurs cherché un relais de croissance en Europe en échangeant de l'électricité avec nos voisins. Ces échanges provenaient le plus souvent de la surcapacité de production électrique française.

Le réseau électrique en France avait donc, après les chocs pétroliers, pris un rythme d'un développement mature. Principalement aérien en 73/74, il reste aujourd'hui marqué par ce passé, puisque l'évolution du réseau ne peut être que lente peu de lignes nouvelles étant construites et peu de lignes anciennes étant reprises.

Dans le même temps, après les chocs pétroliers, la montée des préoccupations écologiques a conduit à une demande sociale de plus en plus forte pour enfouir les lignes électriques. Là où, pendant les trente glorieuses le pylône EDF était vu comme le symbole du progrès technique, progressivement, il est apparu comme une nuisance dans le paysage.

C'est ainsi qu'EDF n'a pu réaliser les lignes d'interconnexion nouvelles qu'il souhaitait faire pour traverser les Alpes et les Pyrénées...

Dans le même temps, les techniques d'enfouissement ayant progressé, les coûts ont diminué, rendant possible cette mutation technologique, à partir des tensions les plus basses. En conséquence, dès le début des années 90, les structures permettant le développement de l'enfouissement se sont mises en place :

- création d'une tranche dédiée à l'enfouissement dans le FACE,

- abondement des collectivités en supplément des programmes aidés par le FACE pour développer l'enfouissement, conduisant environ à une multiplication par deux de ce volume d'investissement,
- contrat d'entreprise signé avec EDF prévoyant des objectifs spécifiques pour développer l'enfouissement des lignes nouvelles.

Ceci étant, le nombre de lignes nouvelles à construire est maintenant devenu beaucoup plus faible qu'à l'époque des trente glorieuses ; or, c'est la partie la plus facile à enfouir, puisqu'il y a le choix du mode d'investissement aérien ou enfoui. Le développement de conditions plus favorables à l'enfouissement ne peut que passer par un traitement du stock existant de lignes aériennes ce qui sera nécessairement long et coûteux.

Là où les lignes aériennes sont en fin de vie, l'option aérien/enfouissement doit donc être étudiée avec soin sachant qu'en basse tension les lignes en câbles isolés torsadés constituent aussi une option pour le remplacement des lignes à conducteurs nus supplémentaire.

Il reste que si la technologie progresse et que donc les coûts d'enfouissement diminuent (dans le même temps la recherche de pylônes mieux intégrés à l'environnement - notamment en très haute tension - fait croître les coûts de l'aérien), à part dans certaines zones rurales en moyenne tension, il y a un écart de coût au détriment des circuits souterrains.

Vu les fortes réserves du public à l'égard des lignes aériennes de grand transport, un effort important de recherche et développement sur l'enfouissement focalisé en particulier sur ce créneau et destiné à en abaisser les coûts est justifié avec des résultats tangibles possibles.

Dans son rapport d'après tempête, le Conseil Général des Mines faisait un bilan dont il convient de rappeler les grandes lignes ci après.

1.1. - en Moyenne Tension et Basse Tension

Situation comparée agrégée des réseaux européens de basse et moyenne tension

| | Km de réseau BT + MT | Part (%) de la moyenne tension | Longueur de réseau (m/hab.) | Taux d'enfouissement |
|-------------|----------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------|
| Pays-Bas | 240 000 | 42% | 17,8 | 100% |
| Allemagne | 1 401 000 | 34% | 17,1 | 70% |
| Royaume-Uni | 749 000 | 50% | 12,7 | 63% |
| Danemark | 147 000 | 37% | 28,1 | 63% |
| Belgique | 173 000 | 38% | 17,0 | 59% |
| Norvège | 277 000 | 33% | 61,8 | 36% |
| France | 1 206 000 | 48% | 20,0 | 29% |
| Italie | 1 018 000 | 32% | 17,8 | 28% |
| Autriche | 122 000 | 47% | 15,0 | 27% |
| Portugal | 170 000 | 34% | 18,0 | 18% |
| Suède | NC | | | |

source « Sycabel »

A la lumière de ces chiffres il est possible d'esquisser les corrélations suivantes :

Pour la France la part de réseau de distribution (MT+BT) enfouie est encore faible. Cette part (29%) comprend en France les techniques dites discrètes de mise en façade de Torsades BT, et la place juste devant le Portugal (18%), qui a démarré très tardivement ses infrastructures électriques, et à hauteur de l'Autriche (27%), dont l'enfouissement est plus avancé en MT, ou de l'Italie (28%) avec les disparités Nord-Sud que l'on connaît.

La proportion de réseau MT dans le total du réseau de distribution situe la France à un niveau fort (48%), qui pourrait expliquer un faible taux d'enfouissement (32%), mais il est comparable à d'autres pays qui ont par contre un taux d'enfouissement de leur réseau MT parmi les plus élevés : Royaume Uni (45%), Autriche (40%), Belgique (85%) et Pays-Bas (100%).

La proportion de réseau BT est plus importante dans certains pays qui ont également un taux d'enfouissement de ce réseau BT des plus élevés le

Danemark (59%), Allemagne (75%) et l'Italie (75%) (soit 2 à 3 fois plus fort qu'en France (27%)).

La longueur de réseaux électriques de distribution BT + MT par habitant semble être un paramètre commun au groupe de pays suivant : France, Allemagne, Belgique, Italie, Pays-bas, Portugal, Autriche.

Le tableau ne semble pas indiquer une inflexion des choix fondamentaux : les pays à fort taux d'enfouissement poursuivent leur rythme plus fort que les autres pour lesquels des virages technologiques comme l'abandon de l'isolation papier n'ont pas encore été faits définitivement (le chiffre France en BT tient compte de l'ensemble des acteurs du réseau de distribution et n'inclut pas les techniques aériennes discrètes).

| | Flux MT enfouis km/an 99/00 | % de ré- seau en- foui | Flux BT enfouis km/an 99/00 | % de ré- seau en- foui |
|--------------------|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| Royaume Uni | 5200 km 1.4 % | 45% | 9000 km 2.4 % | 81% |
| Belgique | 2000 km 3.0 % | 85% | | 44% |
| Allemagne | 12000 km 2.5 % | 60% | 40000 km 4.3 % | 75% |
| Italie | 5100 km 1.5 % | 34% | 11000 km 1.6 % | 25% |
| Pays-Bas | 2000 km 2.0 % | 100% | | 100% |
| Portugal | 950 km 1.6 % | 16% | | 19% |
| France | 8000 km 1.4 % | 32% | 20000 km 3.1 % | 27% |

1.1.1. - en Moyenne Tension

Le coût des matériels (câbles et matériels de raccordement moyenne tension) s'élève à environ 100 F/m en 2000.

Dans ces coûts les matières premières tels que matières plastiques ou Aluminium entrent pour plus de 40 % et sont sujettes à des variations des prix de

marché importantes (dérivés du pétrole et métaux) aussi bien que des monnaies avec en particulier la parité Euro/USD.

L'utilisation, pour un prix à peine supérieur, de matériaux plus résistants sur la gaine des câbles (remplaçant le PVC actuellement utilisé) permettrait la mise au point très rapide de nouveaux câbles ayant une « enterrabilité » plus franche et pour la même raison une durée de vie encore meilleure. Ce type de solution est déjà utilisé dans les câbles télécoms où ont été définis des câbles pour pose enterrée et pour pose en conduite.

Situation comparée des réseaux européens de moyenne tension (20 kV)

| | Km de réseau | Longueur de réseau (m/hab.) | Taux d'enfouissement |
|-------------|--------------|-----------------------------|----------------------|
| Pays-Bas | 100 000 | 8,9 | 100% |
| Belgique | 65 000 | 6,4 | 85% |
| Allemagne | 475 000 | 5,8 | 60% |
| Danemark | 55 000 | 10,5 | 59% |
| Royaume-Uni | 372 000 | 6,3 | 45% |
| Autriche | 57 000 | 7,0 | 40% |
| Suède | 146 000 | 16,6 | 36% |
| Italie | 325 000 | 5,7 | 34% |
| France | 574 000 | 9,5 | 32% |
| Norvège | 92 000 | 20,5 | 31% |
| Portugal | 58 000 | 6,1 | 16% |

(source « Sycabel »)

Cette « enterrabilité » plus franche permettrait d'ouvrir une pose systématique sans sable de remblaiement (dont l'utilisation représente parfois 60 F/m), avec des tranchées moins conséquentes ce qui économiserait de l'ordre de 20 % du coût total de l'enfouissement en zone rurale et urbaine.

Ces nouvelles techniques de poses issues d'innovations sur les câbles eux-mêmes supposent la refonte du cadre réglementaire des voiries qui les régissent le plus souvent au niveau local : ces contraintes réglementaires issues des expériences plus ou moins heureuses faites avec les techniques du passé ne doivent pas être érigées comme des remparts contre des nouvelles solutions.

1.1.2. - en Basse Tension

Le coût des matériels (câbles et matériels de raccordement moyenne tension) s'élève à environ 40 F/m en 2000. Dans ces coûts les matières premières tels que matières plastiques ou Aluminium entrent pour près de 50 % et sont sujettes à des variations des prix de marché importantes (dérivés du pétrole et métaux) aussi bien que des monnaies avec en particulier la parité Euro/USD.

Situation comparée des réseaux européens de basse tension

| | Km de réseau | Longueur de réseau (m/hab.) | Taux d'enfouissement |
|-------------|--------------|-----------------------------|----------------------|
| Pays-Bas | 140 000 | 8,9 | 100% |
| Royaume-Uni | 377 000 | 6,4 | 81% |
| Allemagne | 926 000 | 11,3 | 75% |
| Danemark | 92 000 | 17,6 | 65% |
| Belgique | 108 000 | 10,6 | 44% |
| Norvège | 185 000 | 41,3 | 38% |
| Italie | 693 000 | 12,1 | 28% |
| France | 632 000 | 10,5 | 27% |
| Portugal | 112 000 | 11,9 | 19% |
| Autriche | 65 000 | 8,0 | 15% |
| Suède | NC | | |

(source « Sycabel »)

1.2. - en Haute Tension et en Très Haute Tension

| | km de réseau | km enfouis | % | km de réseau | km enfouis | % | km de réseau | km enfouis | % |
|-------------|---------------------------------|------------|-------|----------------------------------|------------|------|----------------------------------|------------|-------|
| Royaume Uni | 25625 | 3789 | 148 ‰ | 3029 | 71 | 23 ‰ | 786 | 11 | 14 ‰ |
| Belgique | 5172 | 396 | 76 ‰ | 267 | | 0 ‰ | 883 | | 0 ‰ |
| Allemagne | 76349 | 4740 | 62 ‰ | 21545 | 35 | 2 ‰ | 18314 | 62 | 3 ‰ |
| Italie | 36677 | 449 | 12 ‰ | 13641 | 387 | 28 ‰ | 9751 | 9 | 1 ‰ |
| Pays-Bas | 6457 | 905 | 140 ‰ | 646 | 6 | 9 ‰ | 1979 | 0.4 | 0.2 ‰ |
| Suisse | 6080 | 680 | 112 ‰ | 5622 | 22 | 4 ‰ | 1600 | | 0 ‰ |
| Portugal | 9311 | 358 | 38 ‰ | 4409 | | 0 ‰ | 1234 | | 0 ‰ |
| France | 50513 | 1984 | 39 ‰ | 27890 | 813 | 29 ‰ | 20794 | 2.5 | 0.1 ‰ |
| Danemark | 8005 | 1673 | 209 ‰ | 5778 | 375 | 65 ‰ | | | |
| Norvège | 19625 | 624 | 32 ‰ | 6049 | 64 | 11 ‰ | 2316 | 36 | 16 ‰ |
| | 60 kV ≤ U ₀ ≤ 150 kV | | | 150 kV < U ₀ < 300 kV | | | 300 kV ≤ U ₀ ≤ 500 kV | | |

Source Sycabel

En haute tension (63/90 kV), en France (taux d'enfouissement : 3,9%) comme en Allemagne (taux d'enfouissement : 6,2 %) les réseaux ont été construits en aérien et ce n'est que dans les endroits les plus sensibles, compte tenu des écarts de coûts encore importants entre l'aérien et le souterrain, qu'on a commencé depuis une dizaine d'années à enfouir des lignes nouvelles à construire. A noter cependant que le taux d'enfouissement est sensiblement plus élevé au Danemark (20,9 %) ou au Royaume Uni (14,8%).

En très haute tension (225 et encore plus 400 kV), le taux d'enfouissement est partout négligeable compte tenu de ses coûts très élevés. La France, avec 813 km enfouis en 225 kV est loin devant le second européen, l'Italie (387 km).

La problématique de l'enfouissement est très différente suivant les niveaux de tension et se traduit donc par des écarts de coût variables avec les techniques aériennes correspondantes.

Coûts en investissement des ouvrages en millions de francs par kilomètre

| TENSION | | BT | 15 20KV | 63 90KV | 225KV | 400KV |
|------------|--------------|-------------|------------|----------|---------|-------|
| AERIEN | Zone rurale | 0.17 à 0.25 | 0.25 à 0.5 | 1 à 1.4 | 1.5 à 3 | 3 à 6 |
| | Zone urbaine | 0.2 à 0.3 | 0.4 à 0.8 | 1.5 à 2* | 3 à 6* | 4 à 8 |
| SOUTERRAIN | Zone rurale | 0.3 à 0.6 | 0.25 à 0.8 | 2 à 4 | 4 à 6 | ----- |
| | Zone urbaine | 0.5 à 0.9 | 0.7 à 1.5 | 3 à 8* | 5 à 12* | ----- |

* Estimation assez théorique dans la mesure où l'essentiel des lignes nouvelles est désormais enfoui :

Ce tableau montre de forts écarts en défaveur des circuits enfouis avec une situation toutefois plus favorable en moyenne tension.

Pour être complète, la comparaison doit prendre en compte des coûts d'exploitation, variables d'un type de circuit à un autre, mais dans l'ensemble favorables de façon plus ou moins nette au souterrain. En haute tension, le coût des pertes varie de 10 à 20 % (voire plus dans certains cas) du coût complet actualisé des lignes (investissement plus pertes). Dans ces 10 à 20 %, les écarts entre circuits aériens et circuits souterrains peuvent entrer pour quelques points (1 à 8 %). En moyenne tension et en Allemagne, le coût d'exploitation actualisé sur 40 ans est en moyenne de 90 F/km en aérien contre 17 F/km en souterrain. Les mêmes chiffres en basse tension, sont respectivement de 68 F/km et de 15 F/km.

Les fortes oppositions généralement rencontrées dans le public par les projets de construction de lignes à haute et très haute tension ont déjà conforté un important effort de R&D (450 MF sur 20 ans) pour améliorer les techniques et réduire les coûts. Cet effort doit être poursuivi et sans doute amplifié par RTE.

Chaque année, RTE pose entre 100 et 150 km de liaisons souterraines (2/3 en HT, 1/3 en THT 225 kV). En trois ans les coûts ont été réduits de 25 % pour moitié en raison d'une meilleure exploitation de la concurrence sur le marché. Les coûts d'investissement respectifs sans ouvrages particuliers d'une liaison 63 kV en 240mm² Al et d'une liaison 225 kV en 800 mm² Al sont aujourd'hui compris entre 2 et 3,3 MF/km pour la première et entre 3,8 et 5,2 MF/km pour la deuxième.

A court et moyen terme, dans un contexte mondial sans innovation importante en vue sur les câbles, une baisse de l'ordre de 15 % du coût des liaisons souterraines en milieu rural est probable. Elle résulterait pour l'essentiel :

- de l'utilisation de câbles 63 / 225 / 400 kV optimisés par transposition de ce qui a été déjà fait pour les câbles 90 kV (gain en coût de l'ordre de 7 à 10 %),
- de modes de pose plus légers en zone rurale (gains de l'ordre de 7 %);
- d'un accroissement des longueurs de câble entre deux jonctions en zone rurale (on pourrait passer en 63/90 kV de 625 m aujourd'hui à 750-875 m en 2005).

Compte tenu des coûts de R&D et des surcapacités de production actuelles, un effet de volume contribuerait aussi à la réduction des coûts de l'enfouissement, de l'ordre de 10% pour un doublement.

Au total compte tenu de l'accroissement du coût des lignes aériennes résultant d'une meilleure sécurisation et d'un souci d'esthétique plus marqué, le ratio souterrain/aérien minimal des coûts complets (investissements plus exploitation) en haute tension (63/90 kV) devrait s'abaisser au voisinage de 1,8 dans les quelques années à venir.

*Ratio minimal actuel des coûts globaux de référence (Source : RTE)**

| Nature des lignes | Ratio. | Ecart (kF/km) |
|-------------------|--------|---------------|
| 63 kV 1 circuit | 1,69 | 944 |
| 90 kV I circuit | 1,78 | 1076 |
| 63 kV 2 circuits | 1,95 | 2065 |
| 90 kV 2 circuits | 2,02 | 2221 |
| 225 kV 2 circuits | 2,12 | 4323 |

*si toutes les conditions de pose en souterrain sont favorables : terrain meuble, pas de passage en sous-œuvre

Le budget 2001 de RTE est de 25 MF et devrait être maintenu à ce niveau dans les prochaines années.

1.2.1. - en Haute Tension

La France (39%) n'a pas un réseau HT très enfoui (63 et 90 kV pour la France), bien qu'ayant choisi très tôt avant les autres pays la technologie de câbles à isolation synthétique (au lieu d'huile fluide plus contraignante en exploitation) : Royaume-Uni (142%), Pays-Bas (140%), Danemark (208%), Suisse (112%), Belgique (78%), Allemagne (82%).

1.2.2. - en Très Haute Tension

Des liaisons enfouies 225 kV de 10 à 20 kilomètres sont employées depuis longtemps par EDF dont le réseau 225 kV en câbles à isolation synthétique enfouis est à ce titre une référence connue mondialement. Ces liaisons sont utilisées pour faire des interconnexions ou des maillages entre réseaux et l'alimentation de grandes agglomérations (Paris, Lyon et Marseille par exemple)

Des liaisons enfouies 400 kV existent en Europe pour réaliser des interconnexions ou des maillages entre réseaux et l'alimentation de grandes agglomérations : ce sont des réalités et dans bien de ces cas la solution par lignes aériennes est impraticable ce qui rend la comparaison financière très théorique. A ce titre la comparaison régulièrement reprise par la presse de certaines déclarations de dirigeants d'EDF, comparant les installations et les emprises nécessaires à l'enfouissement à celles du tunnel sous la Manche est erronée, tout au plus peut-on maintenir la comparaison avec le tunnel de service ou une route départementale (10 m).



Schema du réseau français de transport THT (40000 vochs)

Chapitre 2 : Les techniques d'enfouissement des lignes à haute et très haute tension

Depuis longtemps des câbles sous-marins sont utilisés pour alimenter des îles ou réaliser des interconnexions. D'une technologie différente –en fait la technique du papier imprégné d'huile – ces liaisons sont à courant continu, ce qui nécessite aux extrémités des usines de transformation courant continu / courant alternatif.

Mais d'autres technologies pour le courant alternatif sont expérimentées : les câbles à isolation synthétique (LIS ou XPLE), les câbles à isolation gazeuse (LIG ou CIG), et enfin les câbles supraconducteurs.

Aucune étude économique n'a pu être vérifiée à ce jour, puisque l'enfouissement de la Très Haute Tension dans le monde est encore au stade expérimental, seules quelques réalisations que l'on peut considérer comme des tests « grandeur nature » ou de prestige existant. Toutefois, on s'accordait pour évaluer le surcoût du souterrain pour une tension de 400 kV à 10 fois le coût de l'aérien, et de 5 à 7 fois plus cher pour le 225 kV, de 3 à 4 fois plus cher pour le 60/90 kV.

Lors d'une session du CIGRÉ (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) du 31 août 2000, concernant les câbles isolés à haute tension, cette comparaison des coûts entre liaisons à isolation gazeuse et lignes aériennes a été évoquée, pour finalement ne pouvoir affiner davantage l'ordre de grandeur, trop de paramètres inconnus intervenant : longueur, nature du sol, obstacles.....ce qui peut entraîner des différences de 30 %.

2.1. – Les liaisons en courant continu

Le courant continu a été utilisé pour les liaisons sous-marines, qui si elles ne sont pas enterrées, présentent toutefois certaines analogies.

Toutefois, la nécessité d'avoir à chaque extrémité une usine de transformation de l'alternatif au continu et inversement, est particulièrement contraignant en espace et en financement.

L'intérêt des interconnexions internationales vient essentiellement du fait que l'énergie électrique ne peut se stocker. De ce fait, il faut prévoir, dans chaque pays des réserves pour pallier les différents aléas climatiques et de fonctionnement et adapter en permanence la production à la consommation.

Mais il n'y a pas uniformité des réseaux et certains ont des fréquences différentes : c'est notamment le cas pour la France et le Royaume - Uni. Il est nécessaire alors de recourir à des postes de transformation et l'une des solutions de facilité est de convertir ces courants différents en courant continu.

2.1.1. – le principe

Le principe du câble au papier imprégné d'huile en masse ou sous pression – est connu depuis le début du siècle. Afin d'éliminer tous les problèmes liés à l'étanchéité, le courant continu est employé pour les liaisons sous-marines.

2.1.2. – les réalisations

Une première liaison à courant continu, d'une puissance de 160 MW, a été mise en service en 1961 entre Echinghen, près de Boulogne-sur-Mer, et Lydd, près Dungeness. Cependant, la fréquence des avaries de câbles sous-marins, conséquence d'agressions mécaniques par des chaluts ou des ancras de navires, a conduit à arrêter son exploitation, le coût des réparations et des indisponibilités consécutives de l'ouvrage étant devenu inacceptable.

2.1.2.1. – l'IFA 2000

Cette leçon du passé devait donc être mise à profit dans un nouveau projet dont l'intérêt apparaissait évident aux deux partenaires. Dès 1974, le CEGB et EDF entreprenaient l'étude d'une nouvelle liaison dont la puissance et la structure furent rapidement arrêtées à 2000 MW, en deux bipôles de quatre câbles chacun. Le principe de l'ensouillage des câbles sous-marins en fond de mer, afin de les protéger des agressions mécaniques, fut lui aussi très vite adopté. Il fallut cependant sept ans pour arriver à la signature, en juin 1981, des accords techniques et commerciaux permettant le lancement des investissements lourds.

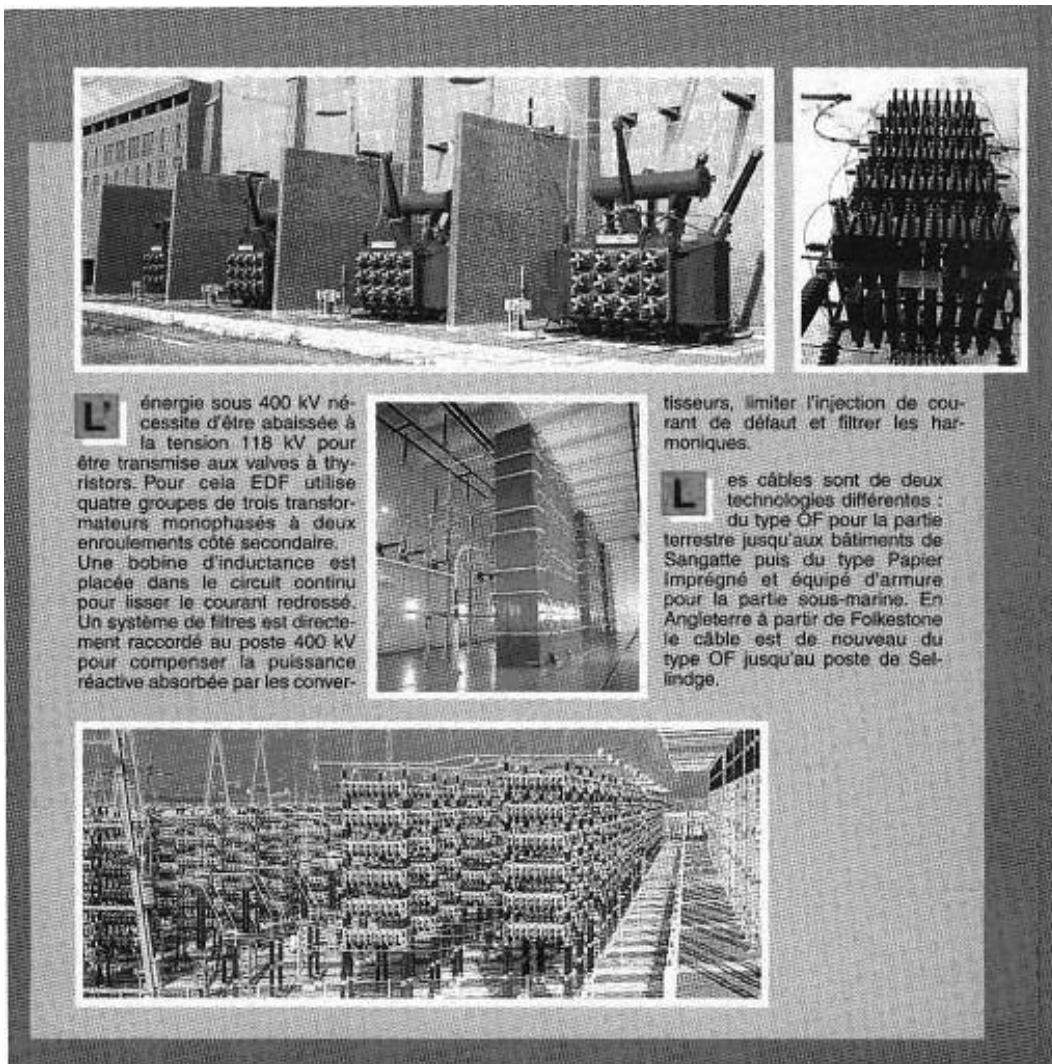
Cette liaison de 2 000 MW comprend deux bipôles de 1 000 MW. Chaque bipôle est constitué de deux ensembles de conversion et de deux paires de câbles de 250 MW chacun, fonctionnant sous ± 270 kV.

L'originalité de cette liaison a résidé dans deux grandes premières :

- l'ensouillage des câbles sous-marins,
- la fourniture par deux constructeurs différents du contrôle-commande de chacune des stations d'extrémités, anglaise et française.

L'objectif visé d'une disponibilité de 95 % pour la future liaison de 2 000 MW a donc conduit à définir, pour les câbles sous-marins, une méthode d'ensouillage permettant de les soustraire aux agressions des engins de pêche et des ancres des navires et, pour les câbles terrestres, un renforcement des protections habituelles.

La probabilité d'avarie est ainsi réduite dans un rapport supérieur à 10 et atteint une valeur de l'ordre d'un défaut tous les vingt ans par paire de câbles, défauts d'origines électrique et mécanique confondus.

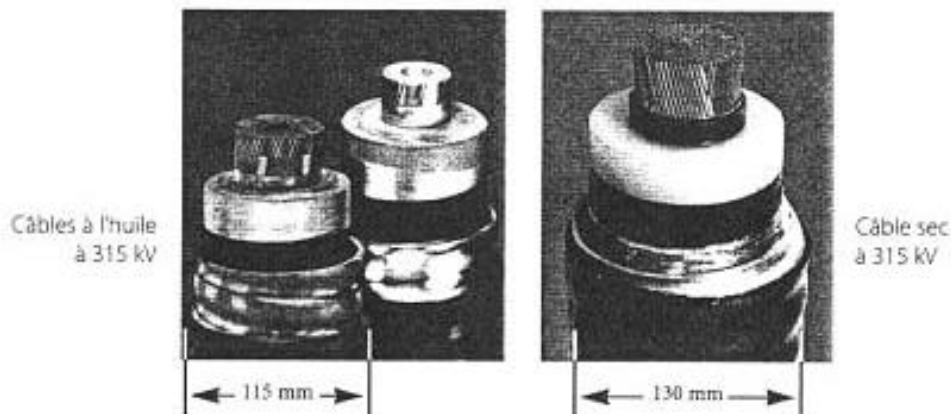


Ces mesures de protection ont pour conséquence d'augmenter les contraintes auxquelles sont soumis les câbles sur les plans mécanique, électrique et thermique, ce qui implique de nouvelles spécifications et de nouveaux procédés de fabrication et d'installation.

La décision d'ensouiller à 1,5 m sous le fond de la Manche, dans quatre tranchées distantes de 1 000 m environ, quatre paires de câbles de 45 km de longueur a conduit à développer des machines et des procédés très originaux pour la pose des câbles et le creusement des tranchées.

Les choix techniques faits par le CEGB et EDF sont différents : creusement et pose en deux campagnes, espacées d'un an pour le CEGB et effectuées simultanément pour EDF, mais de très nombreuses études et travaux sont effectués en commun, notamment pour le développement d'un caisson de réparation des câbles sous-marins - première mondiale - directement en fond de mer.

Les paramètres principaux de la liaison ont été choisis de façon à utiliser des câbles de conception éprouvée, câbles sous-marins isolés au papier imprégné en masse et câbles terrestres isolés au papier imprégné sous pression interne d'huile fluide.



Les câbles, de puissance unitaire nominale de 250 MW, sont spécifiés pour une tension normale de 270 kV et une tension maximale permanente de 280 kV. Les deux stations de conversion étant directement raccordées aux câbles, aucune exigence n'a été formulée pour leur tenue aux ondes de foudre.

Un courant de 975 A a été retenu pour dimensionner les câbles ; cette valeur tient compte d'un déséquilibre possible de 5 % des courants entre câbles raccordés en parallèle sur chacun des pôles, déséquilibre résultant des tolérances

de fabrication sur la résistance des conducteurs et des différences de longueur des tracés.

Le champ électromagnétique produit par le courant circulant dans les câbles ne doit pas créer une perturbation supérieure à 2° des compas des navires, ce qui a conduit, pour satisfaire cette exigence de l'Amirauté Britannique, à installer deux câbles de polarité opposée dans la même tranchée, plutôt qu'à rechercher une solution avec un câble à deux conducteurs.

Enfin, sur le plan mécanique, la méthode de pose particulière et l'ensouillage des câbles sous-marins a amené à définir des câbles pour des contraintes bien supérieures à celles qui étaient jusque-là spécifiées. En effet, ils doivent avoir une robustesse suffisante pour supporter sans dégradation sensible de leurs performances diélectriques :

SCHEMA T.H.T. DE LA STATION FRANÇAISE "LES MANDARINS"

The diagram shows two bipolar configurations, BIPOLE 1 and BIPOLE 2, connected to a 400 kV busbar system (BO I and BO II). It includes components like circuit breakers (F 11 to F 21), transformers (AT 761, AT 763), and various sections (ARGOEUVES, SECTIONNEMENT, WARRAND). Coupling points (COUPLAGE A and B) are also indicated.

Situé près de Calais au pied du tunnel sous la Manche, le poste des Mandarins est le lieu de la transformation du Courant Alternatif en Courant Continu. Une station similaire, le poste de Sellindge, située près d'Ashford en Angleterre effectue la transformation inverse.

Cette installation est divisée en deux parties appelées Bipôles d'une puissance chacune de 1.000 MW.

Les deux stations sont reliées entre elles par 4 paires de câbles qui traversent la Manche; enterrés à une profondeur moyenne de 1,50 m au fond de la mer.

2.1.2.2. – à Grondines

La ligne Radisson – Nicolet - Des Cantons de 1500 km permet de transporter la puissance produite à la centrale hydroélectrique de La Grande 2A depuis le poste Radisson dans la région de la Baie de James au Québec, Canada, jusqu'au poste de Sandy Pond près de Boston, Massachusetts, Etats-Unis. L'interconnexion permet également le transit d'énergie via le poste Nicolet situé à environ 30 km au sud du fleuve Saint-Laurent.

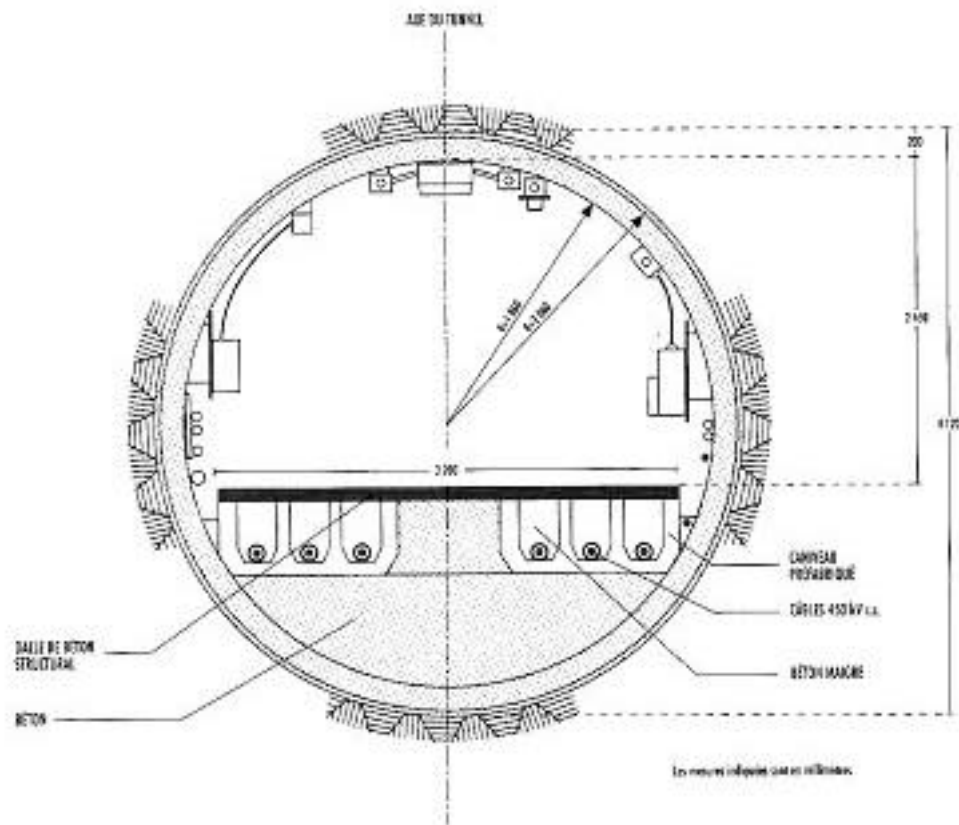
La ligne de transport en courant continu est principalement constituée d'une ligne aérienne bipolaire d'une capacité nominale de 2 000 MW en opération normale et de 2 600 MW en conditions de surcharge. Afin d'obtenir une tension de ± 450 kV au poste récepteur à Sandy Pond, il est nécessaire d'élever la tension à ± 500 kV au poste émetteur à Radisson.



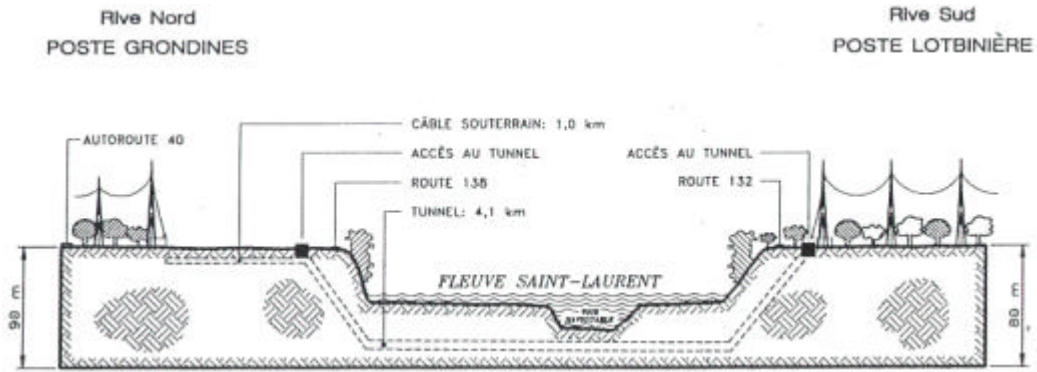
La ligne à courant continu traverse le fleuve St.-Laurent à environ 100 km au sud-ouest de la ville de Québec. À cause de contraintes environnementales, la traversée du fleuve à cet endroit doit être réalisée à l'aide d'une ligne souterraine. Cependant, afin de respecter la date contractuelle de livraison d'énergie à la Nouvelle-Angleterre, on a construit une traversée aérienne temporaire.

Lors des études préliminaires, la possibilité d'installer un câble sous-marin enfoui directement dans le lit du fleuve a été examinée. Cependant, l'emplacement choisi pour la traversée présentait de sérieuses difficultés pour ce type d'installation : des forts courants d'environ 6 nœuds dans un chenal étroit, une circulation maritime intense et un fond rocheux qui se prête mal à la protection des câbles contre les ancrages de bateaux.

Devant les difficultés liées à l'enfouissement des câbles dans le lit du fleuve Saint-Laurent au site de Grondines, la solution retenue est de forer un tunnel de 4,2 m de diamètre pour y installer les câbles.

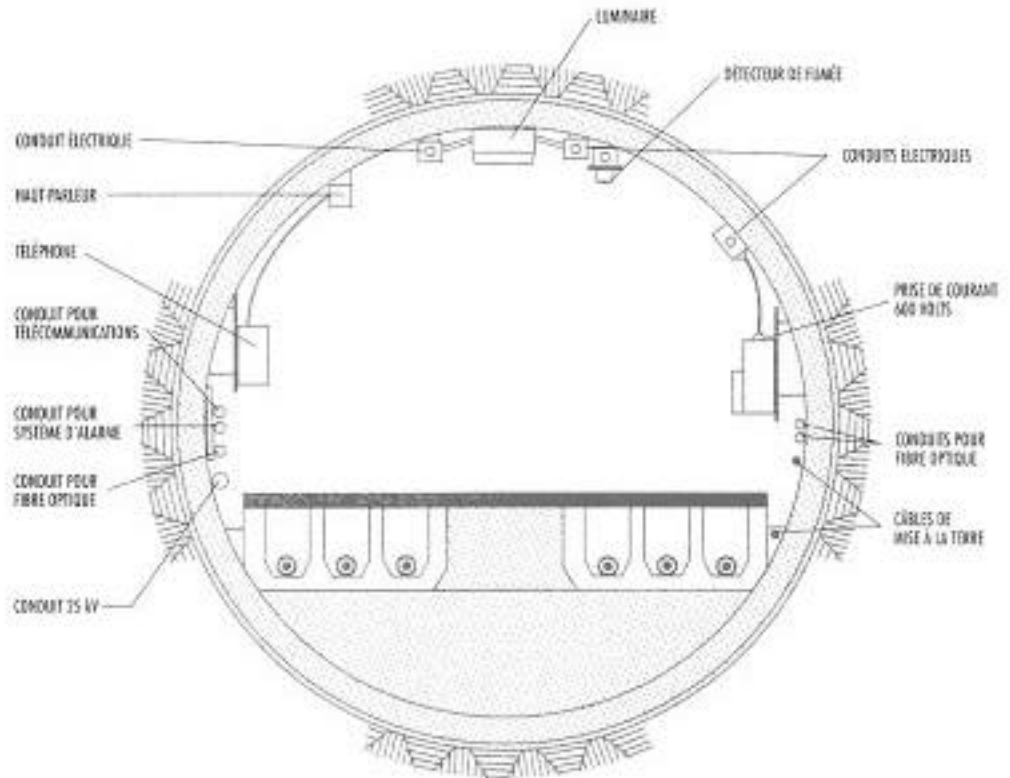


En rive sud, la présence d'un grand espace boisé permet de camoufler aisément le poste de liaison aérosouterrain. Par contre, en rive nord, pour atténuer l'impact visuel, le poste doit être implanté à environ 1 km de l'accès du tunnel exigeant ainsi l'enfouissement des câbles sur cette longueur.



La paroi du tunnel est recouverte de 200 mm de béton donnant un diamètre fini de 3,8 m. Les six câbles à ± 500 kV c.c. sont disposés en deux groupes de trois câbles dans des caniveaux de béton préfabriqués. Les deux groupes sont séparés par une travée centrale de 700 mm utilisée lors de la construction pour le transport du personnel, de l'équipement et des matériaux.

Quatre des câbles assurent la liaison électrique et les deux autres servent de relève.



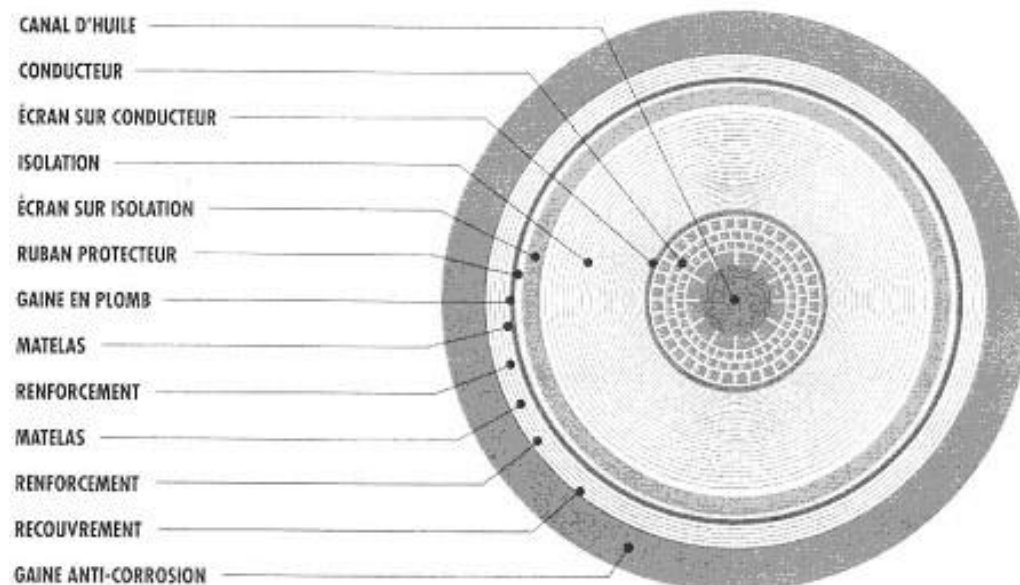
Pour la conception, une tension maximale sur les câbles de ± 500 kV est spécifiée puisque la tension réelle, au point de traversée du fleuve, se situe entre ± 500 kV (tension au poste Radisson), et ± 450 kV (tension au poste Sandy Pond). Ce choix assure la compatibilité du câble avec tous les équipements de la ligne et ceux des postes.

L'intégration de câbles de 5,1 km dans une ligne de 1 500 km requiert une attention spéciale, d'une part à cause de leurs caractéristiques différentes de celles du reste de la ligne et d'autre part à cause des multiples modes d'opération possibles de l'interconnexion.

Afin de permettre le transit en surcharge de 2 600 MW, deux câbles par pôle sont requis. Chaque câble doit pouvoir transporter un courant de 1450 A en régime permanent.

La section d'âme de $1\,400\text{ mm}^2$ est suffisante pour transporter la charge requise dans les conditions les plus sévères, rencontrées sur la partie enfouie des câbles le long de la route d'accès au poste Grondines.

Pour le câble de la traversée, les critères mécaniques de la conception du câble sont revus en tenant compte de l'analyse détaillée de toutes les étapes du transport et de la pose. Suite à cette analyse, les épaisseurs de la gaine de plomb et de la gaine externe en polyéthylène sont augmentées, majorant ainsi le facteur de sécurité.



Quatre couches de brins de cuivre trapézoïdaux constituent l'âme du câble. Ils forment un canal d'huile de 18 mm. L'écran de l'âme est composé de

rubans de papier carbone. L'isolation de 26,8 mm est composée de rubans de papier Kraft à haute densité, dont l'épaisseur varie de 0,08 à 0,15 mm. L'écran de l'isolation est composé de rubans de papier carbone intercalés d'un ruban de papier métallisé. Un ruban de coton tissé de brins de cuivre protège l'âme isolée. L'isolation est imprégnée d'un liquide isolant, le dodécylbenzène (DDB).

La gaine en alliage de plomb (Cu-Te-Pb) d'une épaisseur de 4,75 mm est renforcée par deux couches de rubans en acier inoxydable (dont l'une à double départ) afin de contenir une pression statique maximale de 1 215 kPa. Une gaine externe de polyéthylène noir à densité moyenne de 7,5 mm d'épaisseur est par la suite extrudée sur le câble. Le diamètre du câble fini est de 130 mm et sa masse linéique de 45 kg/m.

Chaque âme en cuivre est recouverte de rubans de papier pré-séchés dans une chambre à humidité contrôlée pour former l'épaisseur requise d'isolation. Les âmes isolées sont enroulées dans une cuve de 17 m de diamètre et séchées sous vide à une température contrôlée. Par la suite, la gaine de plomb est extrudée de façon continue sans aucune interruption. Après avoir appliqué les rubans de renforcement de la gaine de plomb, chaque câble est imprégné de DDB sous haute pression. Finalement, la gaine externe de polyéthylène noir est extrudée de façon continue sur la gaine de plomb.

2.1.2.3. – au Japon

Pour assurer le transport jusqu'à la région de Kansai dans l'île de Honshu d'une partie de l'électricité produite dans les centrales thermiques récemment construites dans l'île de Shikoku, le Japon s'est doté de quatre câbles sous-marins de 500 kV, de 46,5 km de longueur, chacun étant posé et enfoui à une profondeur comprise entre 2 et 3m sous le fond de la mer, dans le détroit de Kii. Les câbles sous gaine à huile fluide de 500 kV, de 190 mm de diamètre et d'un poids de 100 kg/m ont été installés pour transporter 2 800 MW.

2.2. – Les technologies expérimentales

Il s'agit des câbles à isolation synthétique (LIS ou XPLE), des câbles à isolation gazeuse (LIG ou CIG), et enfin des câbles supraconducteurs.

2.2.1. - Câble à isolation synthétique

Par opposition aux anciens câbles à huile, ces câbles sont aussi appelés câbles secs.

2.2.1.1. – le principe

Tous les câbles à isolation synthétique comportent au moins :

- une âme : elle assure le transit du courant. Elle est en cuivre ou en aluminium,
- un écran semi-conducteur interne (sur âme): il permet de lisser le champ électrique. Le matériau de base est le polyéthylène,
- une enveloppe isolante entre les écrans semi-conducteurs : elle permet d'isoler l'âme. Le matériau de base est le polyéthylène,
- un écran semi-conducteur externe (sur enveloppe isolante) :
- un écran métallique : il contribue au confinement du champ électrique, assure la circulation des courants de court-circuit et empêche l'eau d'atteindre la couche isolante. Selon sa nature, il joue également le rôle de protection mécanique du câble. Il peut être en alliage de plomb ou en aluminium,
- une gaine extérieure : elle permet d'assurer la protection mécanique du câble et isole également l'écran de la terre (protection des tiers). Elle comporte obligatoirement un marquage permettant d'identifier le câble. Elle peut être en polychlorure de vinyle (PVC) ou en polyéthylène (PE).

Le diamètre d'un câble est de l'ordre de 80 à 140 mm suivant la section de l'âme et l'épaisseur d'isolant, qui dépend du niveau de tension. Les longueurs élémentaires sont de l'ordre de 500 à 1000 m suivant le poids du câble. Le raccordement des âmes conductrices est généralement réalisé par soudure ; la reconstitution de l'isolement est réalisée par des jonctions.

Les câbles à isolation synthétique (LIS) de forte puissance permettraient de réduire le nombre de câbles en parallèle équivalents à une ligne aérienne. Ils sont en fait destinés à remplacer les câbles isolés à l'huile. Trois grands groupes industriels travaillent sur ces câbles qui sont similaires à des câbles domestiques mais de fortes sections (1 600 à 2 500 mm²).

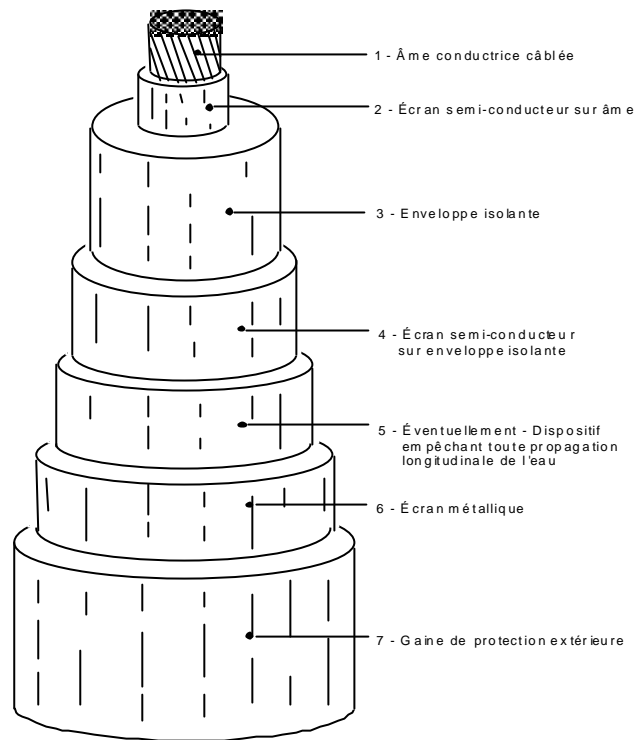
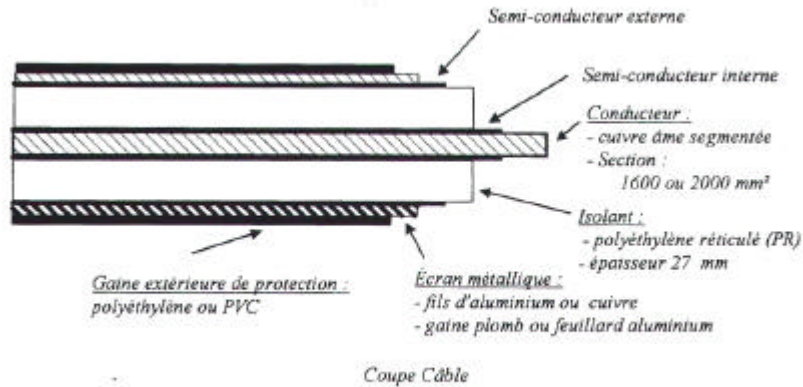


Schéma de principe de la constitution d'un câble à isolation synthétique

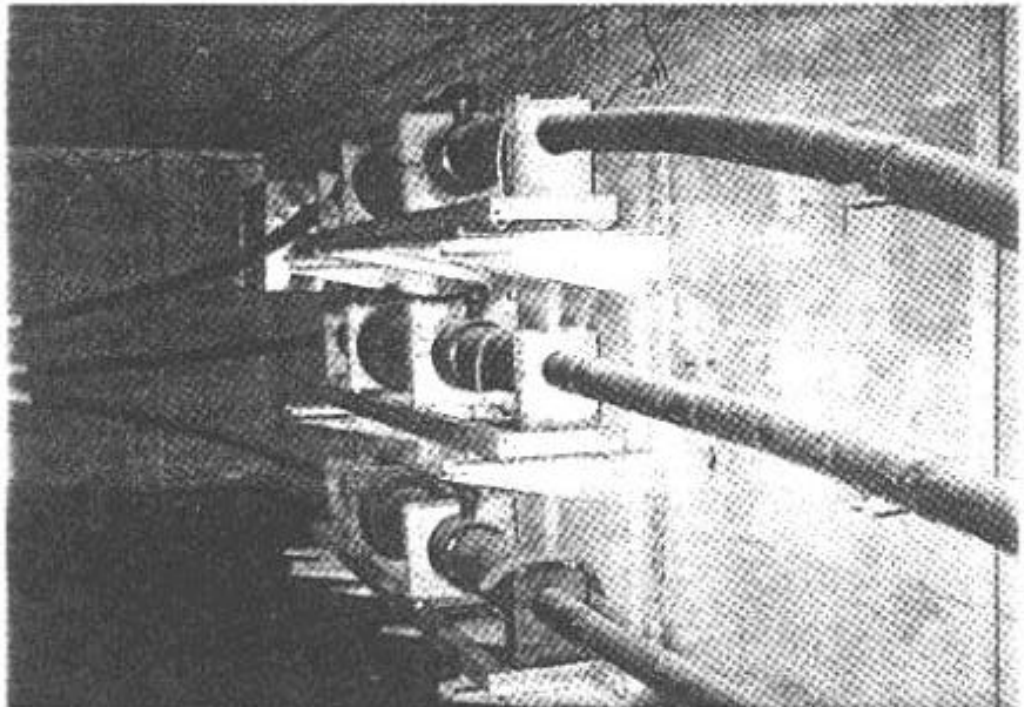
Les essais réalisés sur une première génération de câbles, à âme $1\,600\text{ mm}^2$ en cuivre avec gaine de plomb, ont renforcé la crédibilité du polyéthylène réticulé à la tension de 400 kV. Une deuxième génération de câbles de section $2\,000$ ou $2\,500\text{ mm}^2$ en cuivre avec écran sans plomb, est en cours d'expérimentation, tout comme des câbles à âme en aluminium. Un modèle est au stade de la qualification, deux autres le seront en 2002.

Ces câbles cependant ont une limite technique en fonction du voltage ; pour du 400 kV, on estime qu'il est nécessaire au bout d'une vingtaine de km d'avoir recours à une station de compensation. Cette station représente une occupation au sol d'environ $70\text{ m} \times 40\text{ m}$. cette station peut-être réduite, comme on le verra ci après pour du 63, 90, 120, 225 ou 315 kV.



M. Ray AWAD, de la Direction « Expertise et support technique transport » de TransEnergie et qui est l'un des techniciens les plus expérimentés en matière d'enfouissement des lignes nous a disséqué les problèmes rencontrés par cette technologie et fourni les documents photographiques d'Hydro-Québec.

Dans le cas des lignes aériennes, les conducteurs nus sont supportés par des isolateurs et des pylônes ; les lignes souterraines, quant à elles, sont constituées de conducteurs isolés - les câbles - qui sont installés sous terre.



La fragilité des câbles se situe au niveau de la jonction ; la longueur des câbles augmentent, mais il restera toujours une limite, celle des tourets. Les

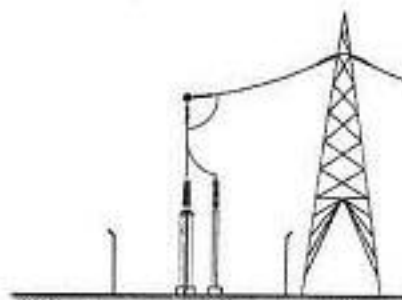
jonctions servent à raccorder deux longueurs de câbles entre elles. Elles sont composées d'un boîtier métallique et de pièces isolantes internes. Elles doivent être compatibles avec le type d'isolation utilisé pour le câble et assurer une fiabilité équivalente à celle du câble.

Les jonctions sont logées dans des chambres de jonction qui sont disposées le long d'un des murs. Leur diamètre final est plus important que celui des câbles eux-mêmes.

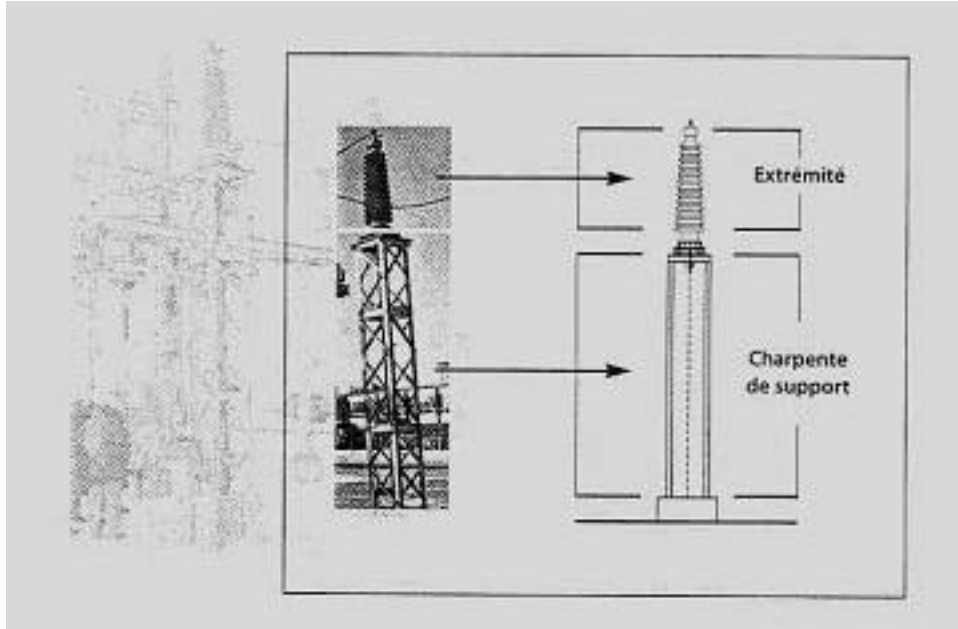
Les chambres de jonction sont situées à des intervalles qui varient généralement de 400 à 500 mètres selon la taille des câbles et la sinuosité des tracés, pouvant être au maximum de 1000 m (ligne à 120 kV) ou de 800 m (ligne à 315 kV) selon les dires d'Hydro Québec. La recherche porte notamment sur l'allongement des câbles.

Elles permettent le tirage des câbles, la confection des jonctions et les travaux d'entretien. Construites en béton, elles se trouvent généralement sous le pavage des rues et sont munies de trois cheminées. Elles sont relativement grandes, une chambre de jonction pour des câbles à 315 kV mesure environ 13 mètres de longueur sur 3 mètres de largeur et 3 mètres de hauteur. En milieu rural, on construit un puits d'accès hors terre, de 0,5 m de diamètre, à l'extérieur de la baie de jonction, pour vérifier l'intégrité des câbles.

Les extrémités sont des dispositifs préfabriqués et confectionnés sur place. Elles sont montées à l'extrémité d'un câble pour assurer une liaison électrique avec l'appareillage ou avec le réseau aérien. Elles sont constituées d'un isolateur externe en porcelaine et de pièces isolantes internes.



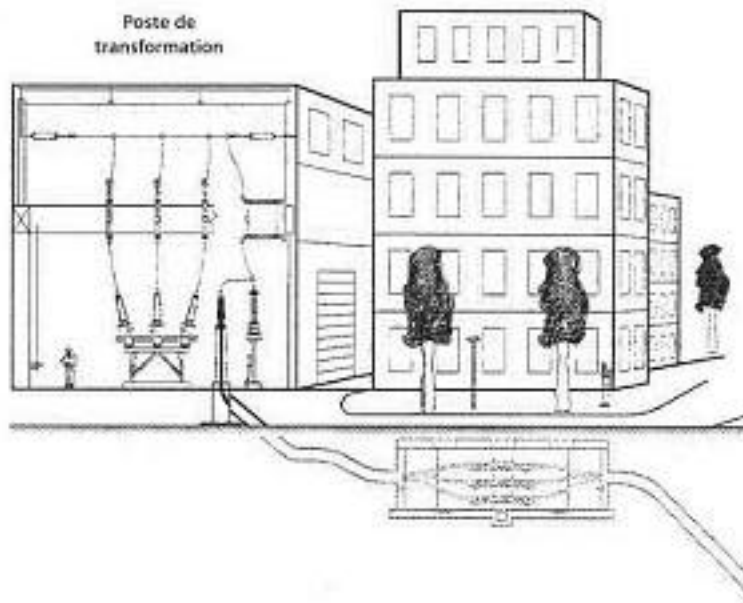
Tout comme les jonctions, les extrémités sont assemblées une à une, généralement en position finale au-dessus des charpentes de support.



Les lignes souterraines peuvent avoir pour origine ou pour arrivée un poste ordinaire (un poste de transformation ou de sectionnement), un poste de liaison aérosouterraine ou un pylône.

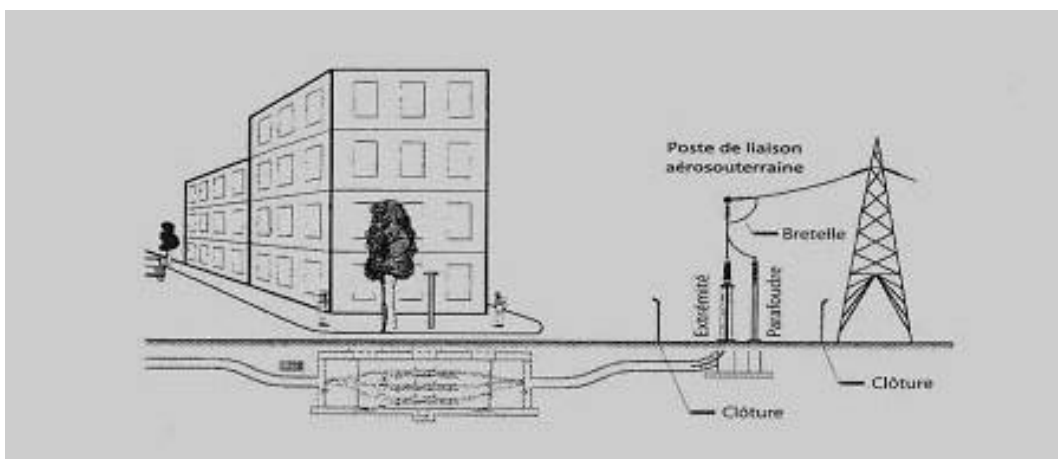
Les postes de transformation ou de sectionnement sont des sites où Hydro-Québec installe des appareils électriques dont le rôle est d'ajuster les niveaux de tensions, de mesurer l'électricité, de l'interrompre au besoin et de l'aiguiller vers les lignes de transport ou de distribution.

De dimensions variables, ces postes sont d'autant plus grands que la tension et le nombre de lignes sont plus élevés.



Un poste de liaison aérosouterraine permet de faire la transition entre une ligne aérienne et une ligne souterraine. Les principaux équipements qu'on y trouve sont les extrémités de la ligne souterraine, les parafoudres et les bretelles servant au raccordement à la ligne aérienne.

Ces postes sont clôturés et de dimensions variables selon le niveau de tension, mais ils sont plus petits que les postes ordinaires, où il existe un nombre beaucoup plus important d'appareils.



Quand il n'y a pas de terrain disponible ou lorsque les coûts d'acquisition du terrain sont prohibitifs, plusieurs pays, dont la France et le Japon, utilisent actuellement une nouvelle technique.

Cette technique consiste à intégrer les extrémités des câbles dans les pylônes. Certaines modifications de ces pylônes sont toutefois nécessaires pour accommoder les équipements électriques tels que les extrémités des câbles et les parafoudres de protection.



En milieu agricole, on enfouit généralement les lignes souterraines dans des tranchées plutôt que dans des canalisations de béton (comme dans les villes).

La méthode la plus économique est la mise en terre directe, à une profondeur d'au moins 1,5 m. Les câbles, placés en nappe horizontale, sont enrobés d'une couche de sable thermique, soigneusement compacté pour permettre à la chaleur de se dissiper sans former de poches d'air.

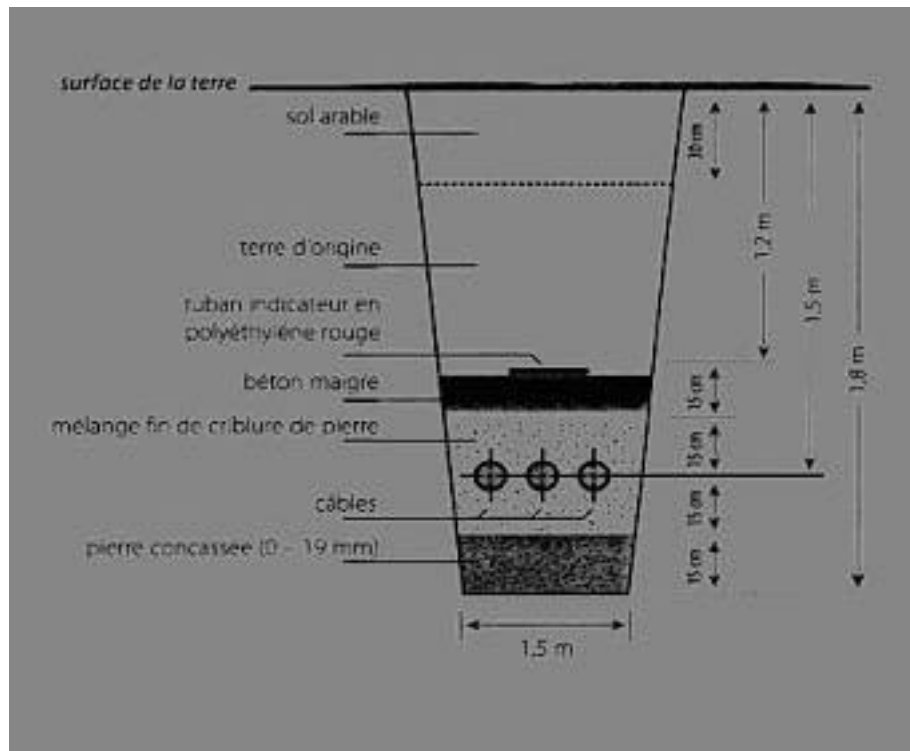
Pour protéger les câbles des accidents de creusage, on installe, de part et d'autre et juste au-dessus de la tranchée, des dalles de béton maigre ; on ajoute aussi des rubans avertisseurs.

Lorsqu'on est à proximité d'autres services (un gazoduc, par exemple), il faut respecter certaines distances minimales : 30 cm lorsqu'il y a croisement et 1,5 m lorsque les parcours sont parallèles.

Une fois terminé le remblayage des câbles, on rétablit l'état initial des surfaces, en utilisant comme dernière couche (les 30 premiers centimètres) le sol arable qui a été mis de côté lorsqu'on a creusé la tranchée.

Les jonctions de câble sont enfouies dans les baies de jonction, ce qui constitue la méthode la plus économique. Les baies sont sensiblement plus larges que la tranchée elle-même (de 1,8 à 2,4 m), ce qui augmente la largeur de l'emprise.

Les postes de liaison aréosouterraine relient le réseau aérien au souterrain et peuvent servir à la compensation. En général, il faut compenser tous les 21 km (ligne à 120 kV) ou tous les 16 km (ligne à 315 kV). Ces postes de compensation occupent au minimum 924 m² (120 kV) ou 1 296 m² (315 kV).



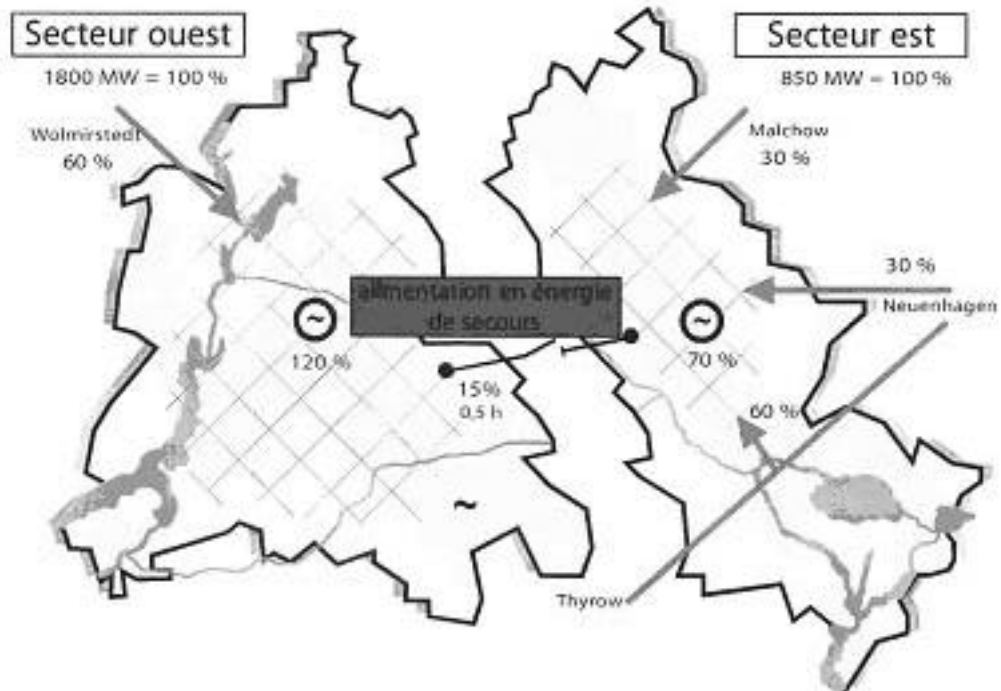
L'estimation française pour les postes de compensation pour du 400 kV serait de l'ordre de 2 800 m².

2.2.1.2. – les réalisations

Parmi les réalisations de prestige, les plus anciennes sont Berlin et Copenhague.

2.2.1.2.1. – à Berlin

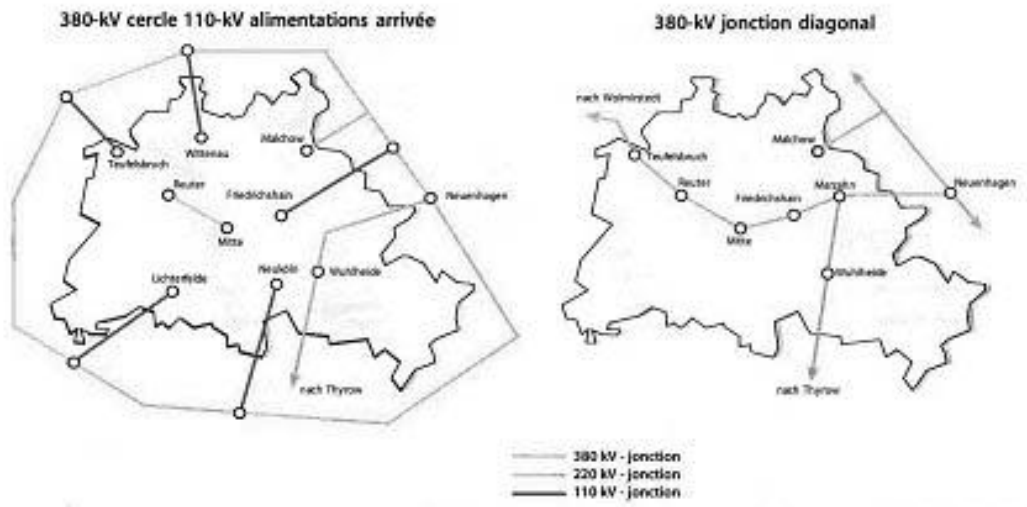
M. Ingo VOLLAND, directeur du service de la politique énergétique et de la technologie au Sénat de Berlin m'a retracé l'histoire de l'alimentation électrique de BERLIN. En effet, à partir de 1948, Berlin est comparable à une île en matière d'alimentation électrique. Il est impossible d'avoir une alimentation extérieure en 400 000 volts, le contexte politique ne s'y prêtant pas.



La structure d'alimentation électrique berlinoise est atypique, puisqu'existe à l'intérieur même de la ville une conduite de 380 kV en partie souterraine avec des câbles à huile. En 1987, un accord est signé pour le passage d'un réseau de transport, venant de Basse Saxe. BEWAG doit alors résoudre le problème du raccordement de cette ligne au réseau de la ville, en tenant compte de plusieurs critères : une forte densité de population, la présence de forêt, d'une zone écologique sensible et d'un fleuve. BEWAG, qui a pris la décision d'arriver à Berlin par l'ouest, doit trouver une solution compatible et acceptable par tous.

Lorsque la nouvelle conception de l'alimentation électrique de Berlin - 3 400 000 habitants, 2 200 000 clients, 900 km² de superficie - est élaborée en 1980, BEWAG doit résoudre plusieurs problèmes. La fréquence est différente entre les réseaux « ouest » et « est » de Berlin, ce qui fait que lors des premiers essais de connexion les horloges électriques de l'ouest ont fonctionné à l'envers.

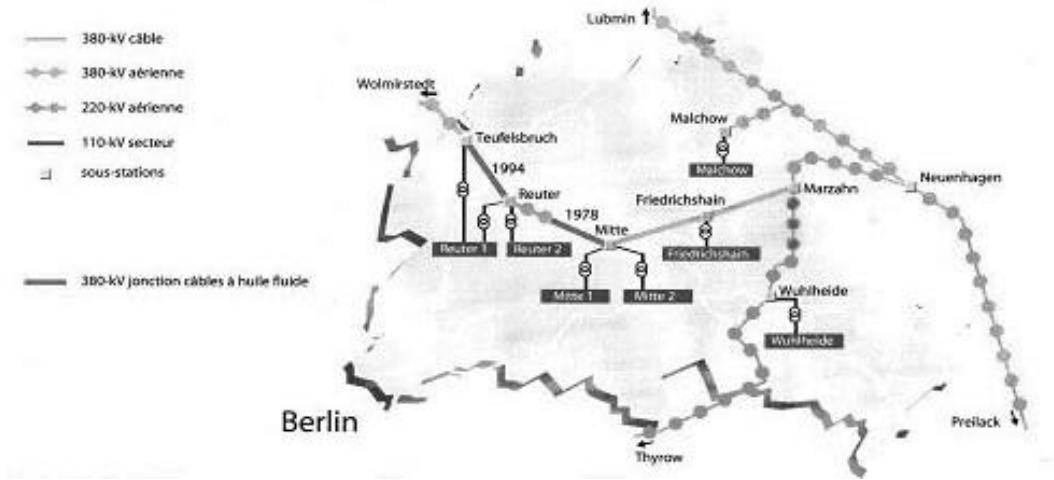
La distribution d'électricité en 380 kV pour l'ensemble de Berlin repose sur l'alternative périphérique / diagonale. Construire un périphérique puis rentrer dans la ville, solution adoptée pour les villes françaises, coûterait 2,5 milliards de DM, avec l'insécurité due à une ligne aérienne et les difficultés pour obtenir les autorisations. Une ligne souterraine diagonale avec des rameaux nécessite une moindre longueur de câble, ramenant le coût à 1,5 milliard de DM.



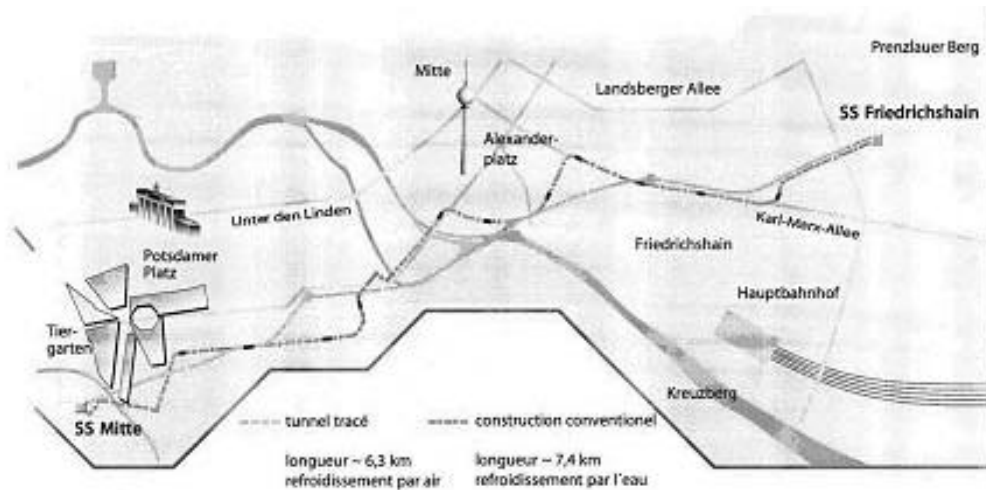
En 1978, le tronçon Reuter – Mitte, soit de la centrale au centre ville, est réalisé puis un raccordement en 110 kV.

Le premier tronçon Teufelsbruch – Reuter était prévu en aérien, mais BEWAG se heurte à un refus du Sénat qui impose le passage en souterrain. La situation politique a changé et en 1987 on assiste à l'arrivée au pouvoir des sociaux démocrates associés aux Verts. Bien que la solution d'une ligne aérienne semblait plus rationnelle aux électriciens, la décision politique d'enfouir prévaut, le projet de construction de la nouvelle ligne étant soumis à une autorité de surveillance. Sous la conduite de Mme Michaela SCHREYER, alors ministre du développement urbain et de la protection de l'environnement au Sénat de Berlin, un compromis est trouvé, définissant le coût de l'opération et fixant les critères à respecter.

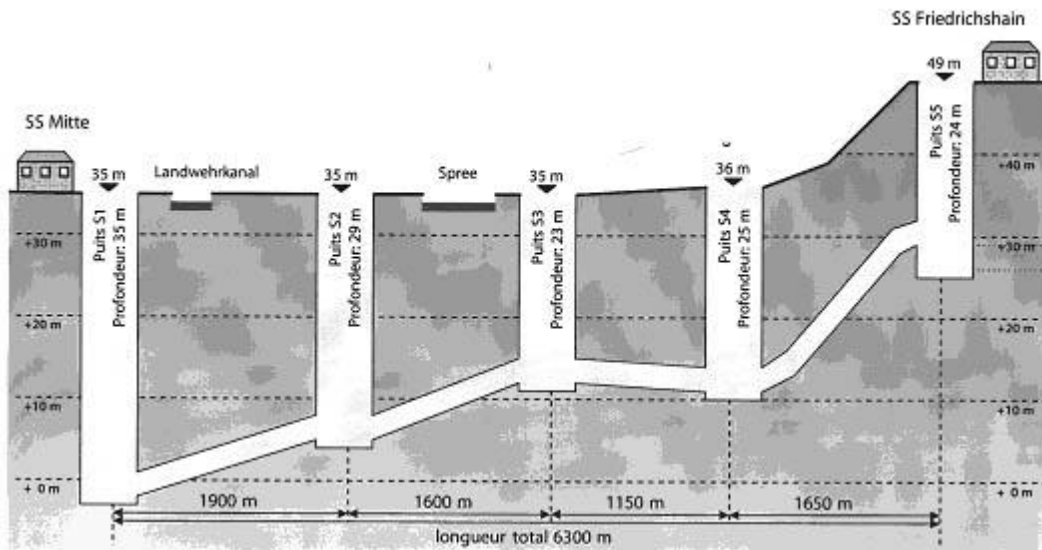
Ce premier tronçon est donc construit suivant la technologie ancienne mais éprouvée des câbles à huile.



Le deuxième raccordement qui va de Mitte à Friedrichshain, franchissant l'ancien Mur, doit se faire suivant une autre technique, l'interdiction de tout câblage étant intervenu au début des années 90.



La technique du tunnel à une trentaine de mètres de profondeur apparaît comme la seule possible, et après un appel d'offre, cette solution semble économiquement réalisable. Le choix de creuser à 30 mètres a son importance, car les propriétaires des terrains ne peuvent plus intervenir pour des travaux à plus de 20 mètres de profondeur.



Un tunnel de 3,60 m de diamètre extérieur est donc creusé, permettant de dégager un tube de 3 m utile. Le point le plus fragile d'une telle liaison réside en la jonction des câbles ; or les câbliers ne pouvaient fournir au début que des câbles de 450 m. Un appel d'offre fut donc lancé pour des câbles de 700 m, ce qui fut réalisé, cette longueur étant la limite compatible avec la capacité des tourets et leur transport.

380 kV PRC (polyéthylène réticulé) câbles pour la jonction entre les sous-stations Mitte et Friedrichshain



- 2 système câbles avec 6,5 km longueur
- Mise en service: 07. Dezember 1998

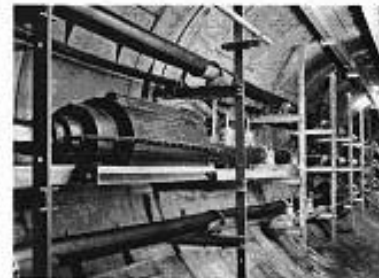
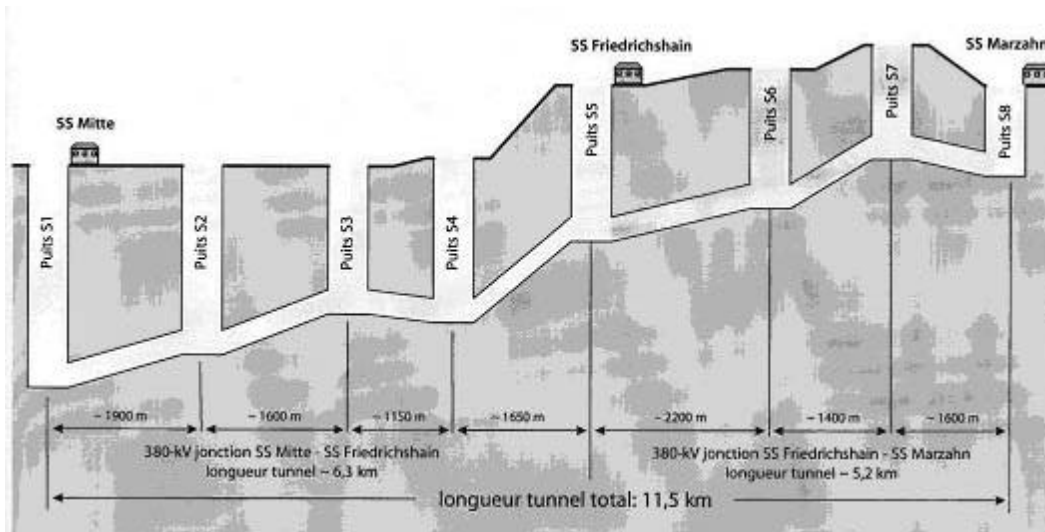


Photo: 380-kV câbles et jonctions dans le tunnel (avant peinture pour la protection de l'incendie)

Sur le troisième tronçon de Friedrichshain à Marzahn, la mise en service devant être effective fin 2000, un appel concurrentiel fut lancé entre une solution tunnel, une solution canal et entre des câbles à huile, des câbles à

isolation synthétique et des câbles à isolation gazeuse. Après plusieurs essais, la solution tunnel et câbles synthétiques fut retenue, la solution du câble à isolation gazeuse qui avait la sympathie de BEWAG étant écartée pour des raisons financières. Cette concurrence sévère permit tout de même une économie de plus de 40% sur le poste fourniture des câbles qui représente tout de même 40 M. DM.



Le tunnel est nu ; pas de lumière, pas de téléphone, pas de surveillance humaine permanente mais 2 contrôles par semaine de l'ensemble de l'ouvrage. Les risques d'incendie sont donc réduits au minimum. Pour faciliter les interventions, un véhicule automatique complètement équipé avec des caméras peut intervenir, guidé depuis le pupitre de gestion.

380 kV PRC (polyéthylène réticulé) câbles pour la jonction entre les sous-stations Friedrichshain et Marzahn



Photo: 380-kV groupe des jonctions dans le tunnel (sur chantier)

- 2 système câbles avec 6,5 km longueur
- Mise en service: 07. Dezember 1998

Câble de gaine composite
2XS(FL)2Y
Coupe de conducteur
Isolateur
Diamètre extérieur
Puissance à transporter nominale
Poids
Longueur de livraison max.



1.600 mm² Cu
250 mm² Cu
134 mm
1.100 MVA
~ 27 kg / m
940 m

2.2.1.2.2. – au Danemark

M. Søren Thorpstrup LAURSEN, responsable des projets d'enfouissement au siège de l'ENERGISTYRELSEN (Agence danoise de l'énergie, Ministère de l'environnement et de l'énergie) précise qu'avant toute chose, les Danois sont d'abord préoccupés par l'énergie au niveau Europe du Nord, avec une composante écologique primordiale : les sources de production énergétiques écologiques sont donc favorisées. C'est ainsi que devant le nombre de moulins à vent trop important au km² il fut décidé de construire des champs d'éoliennes offshore.

Les énergies renouvelables sont développées puisque l'on compte 6 000 éoliennes dans tout le Danemark, soit 2000 MW dans le Jutland, 500 MW dans le Zeeland, 1 500 MW de charge de nuit et pendant le week end.

La préoccupation environnementale ainsi précisée, l'application se trouve dans le Jutland où un câble de 19 km en 400 kV a été installé pour préserver le paysage.

En 1998 à Copenhague sont mis en service 2 câbles souterrains, un de 34 km en 400 kV et un de 50 km en 132 kV. En 94/95, deux autres câbles sont prévus, au Nord sur 17 km, au Sud sur 24 km.

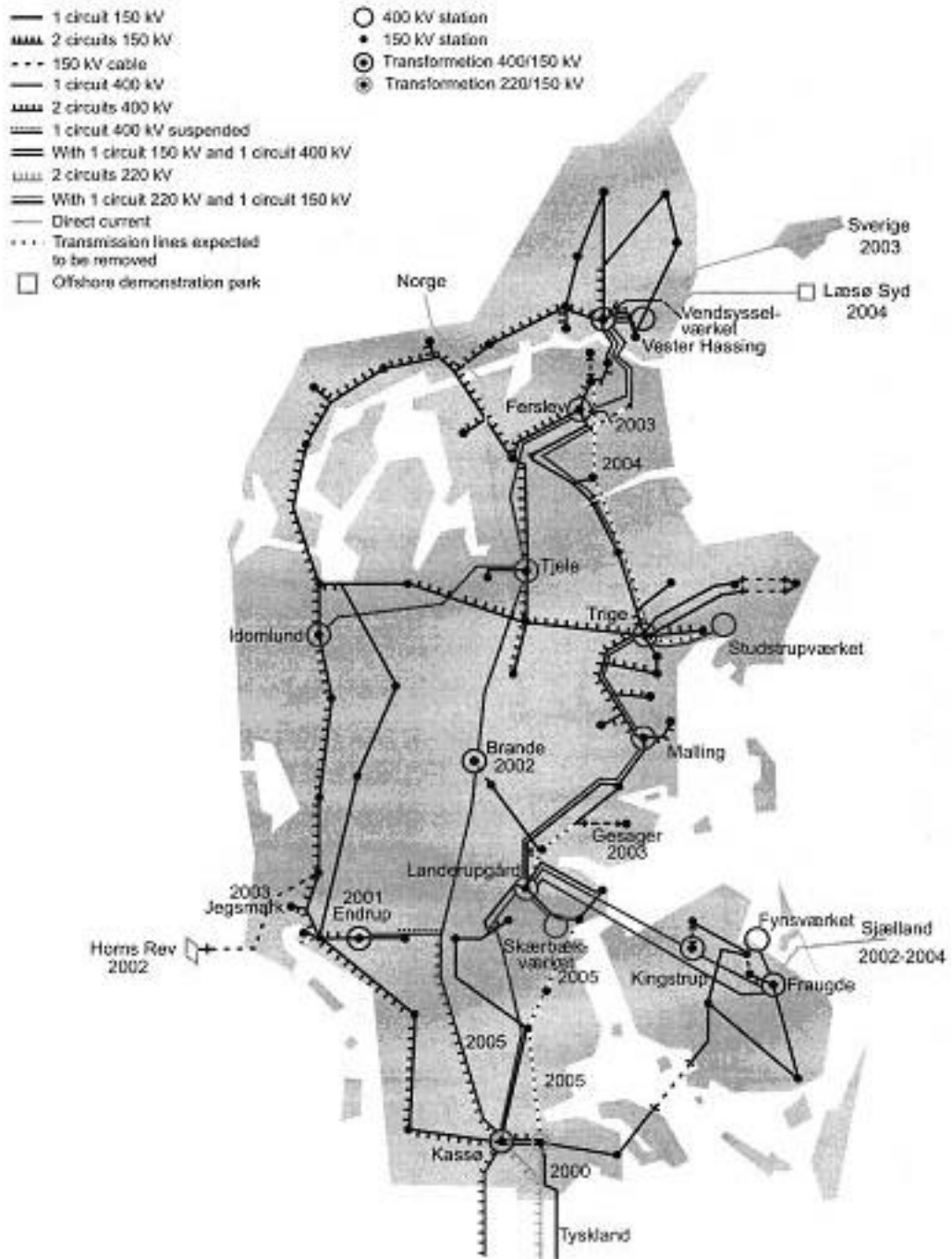
Néanmoins le principe de construction d'une nouvelle ligne THT est l'aérien, sauf :

- si cela a un impact négatif sur la nature,
- si la ligne est destinée à l'approvisionnement d'une grande ville.

Depuis 1995 le réseau danois a évolué de la manière suivante :

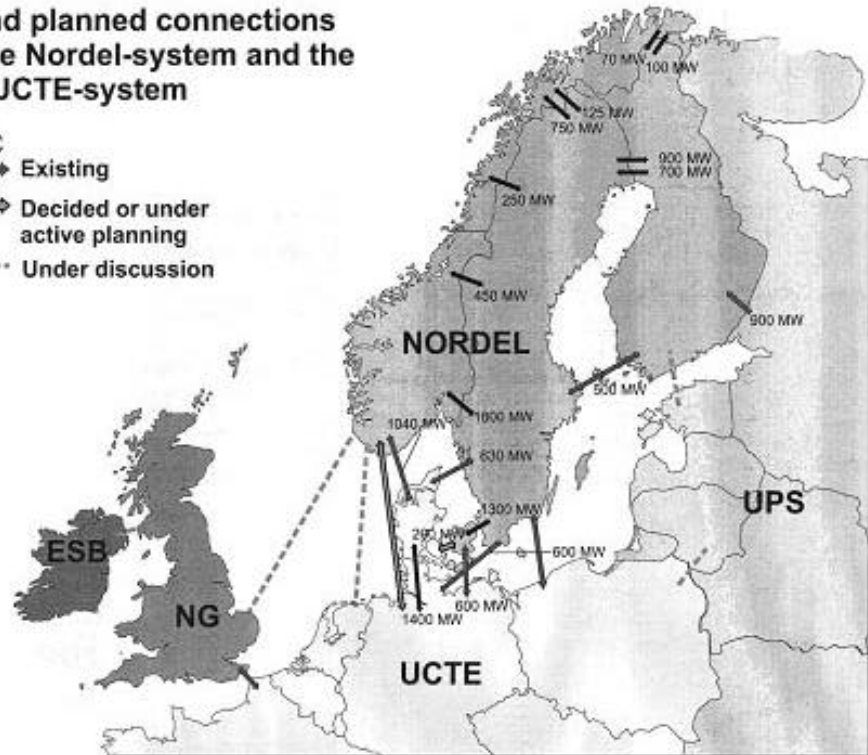
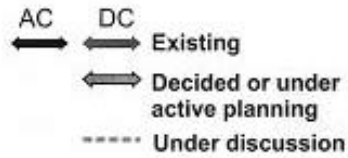
- 400/132 kV : de 3 804 à 3 610 km, dont 12% enfouis,
- 60/30 kV : de 6 536 à 6 143 km, dont 39% enfouis,
- moins de 30 kV : 70% enfouis.

Planned network development until 2005



La distribution électrique de l'est du Danemark a été confiée à l'ELKRAFT. M. Hans-Henrik CLOD-SVENSSON, Directeur d'ELKRAFT System a la charge de l'interconnexion Zeeland – Suède par une ligne de 400 kV.

Existing and planned connections between the Nordel-system and the European UCTE-system

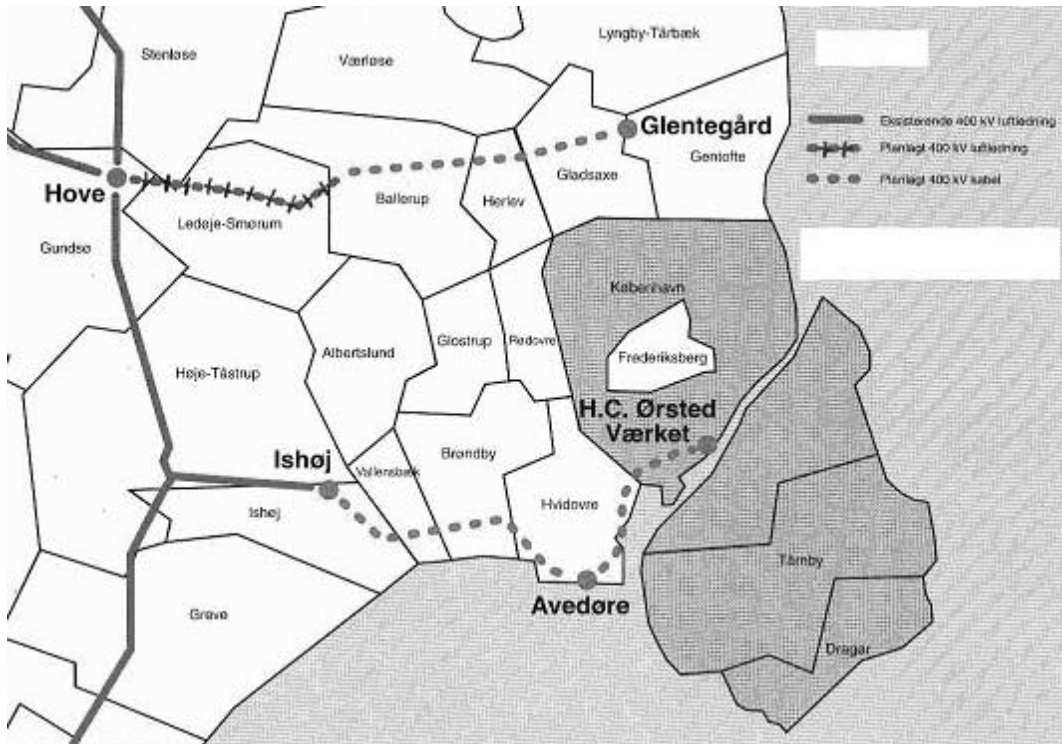


La région est alimentée par deux grosses centrales à Hove et Ishøj, reliées entre elles par une ligne aérienne de 400 kV. De ces deux centrales partent deux câbles vers Copenhague :

- la ligne sud, longue de 22 km, entre Ørsted et Værket, après un passage à la station de transformation d'Avedøre,
- la ligne nord, longue de 19 km dont seulement 12 enfouis, jusqu'à Glentegård.

Les autorités voulaient tout enterré, mais vu le prix de cette opération, un compromis a été accepté pour une partie aérienne. Cette partie aérienne a nécessité 3 ans de discussion, une décision ministérielle et l'accord des communes traversées pour obtenir l'autorisation de création. M. Ture RØES, Directeur des Lignes à NESAs, ajoute qu'une seule année fut nécessaire pour obtenir l'autorisation d'enfouissement des lignes.

Les câbles sont enterrés dans une tranchée de 2 m de haut et d'1 m de large, reposant sur un fondement en béton. Les trois câbles sont ensuite recouverts par un béton léger et la tranchée est refermée.



Le câble sud (22 km) fut le projet le plus long en alternatif, et utilise une technologie jamais utilisée sur une telle longueur, le but étant de réaliser un réseau de câbles sur lequel il n'y aurait pas à intervenir pendant 40 ans. Pour cela, une surveillance par des appareils de mesure situés dans les puits d'observation tous les 800 m, est établie au point de liaison des câbles ; aucun incident n'a été relevé depuis 4 ans d'activité.

Le projet « nord », achevé en 2000, a coûté 470 millions de couronnes, le projet « sud » en activité depuis le 1^{er} octobre 1997 est revenu à 620 millions de couronnes, soit environ 8 fois le coût d'un tel système en aérien. M. Hans-Henrik CLOD-SVENSSON estime toutefois que ces projets au jour d'aujourd'hui seraient 30% moins chers. La technique du forage dirigé permet notamment d'éliminer tous les inconvénients liés aux vestiges archéologiques ou à la préservation des paysages.

2.2.1.2.3. – au Royaume-Uni

La politique de développement du réseau électrique au Royaume-Uni dépend de décisions ministérielles préparées par les instances du ministère de l'industrie et du commerce (DTI) quant à la définition du cadre, et de l'office des marchés du gaz et de l'électricité (OFGEM) quant aux normes de sécurité.

M. Kevin MORTON, Directeur des Opérations de London Electricity, donc en charge de tous les projets en Angleterre et au Pays de Galles et de la

maintenance du réseau londonien se trouve devant la nécessité de renforcer la distribution dans le centre de la capitale. Le projet est donc de faire des radiales entrant dans Londres à partir d'une boucle de 400 kV, boucle se substituant à une couronne périphérique de 275 kV.

Compte tenu des difficultés pour cette nouvelle ligne, la décision est prise de faire un tunnel. M. Jim STREET, ingénieur projet de cette ligne Londres Nord justifie le choix du tunnel par la moindre gêne au public pendant la phase de construction, l'absence de nouvelles autorisations pour creuser par tunnelier, la sécurisation de l'environnement, la possible extension d'un second circuit.

Ce tunnel passe sous une voie romaine, à 40 m de profondeur, ce qui élimine la possible rencontre de vestiges, hormis le percement des puits de ventilation. A raison de 400 m par semaine environ, ce tunnel sera achevé fin mars 2003, si toutefois l'enlèvement des déblais ne vient pas compromettre la progression, les camions n'ayant accès au chantier que de 8h à 18h, soit environ 100 rotations, afin de respecter la quiétude nocturne des habitants.

Le programme de réalisation est ainsi :

- autorisations, permis de construire : printemps 99 à hiver 2000
- puits de St John's Wood : été 2000
- tunnel horizontal : juillet 2001 à juillet 2002
- bâtiments terminaux, puits, équipements : mars 2003

Ce programme fait l'objet d'une forte communication à chaque étape avec des journées « portes ouvertes », une discussion permanente, une ligne verte téléphonique, des mesures locales d'accompagnement.

Le professeur Steve SWINGLER explique le choix du câble extrudé à isolant synthétique, bien que très sensible aux défauts, par la possibilité de transmettre de plus fortes capacités en un temps court, et des pertes moindres par rapport au câble à papier huilé. Ce câble a été testé avec succès pendant un an à 170% de sa puissance nominale. Le câble à isolation gazeuse n'a pas été retenu car le tracé comportait trop de coudes pour une application aussi innovante.

La possibilité d'avoir des tourets de 45 tonnes donne un câble de 900 m de long, ce qui réduit d'autant le nombre de jonction, points sensibles des liaisons souterraines.

Le coût de ce projet, y compris les postes d'extrémité du tunnel, est évalué à 200 millions de livres.

2.2.1.2.4. - au Canada

La réaction de la population à l'environnement est faible, voire inexistante dans l'Amérique du Nord. S'il arrive un quelconque problème d'encombrement, de congestion, la solution se trouve en s'écartant du tracé initial. La météorologie enfin tient son rôle.

Toutefois on commence à trouver des difficultés avec les lignes aériennes dans certaines banlieues, mais le coût est tellement élevé que cela devient prohibitif. A Montréal, une ligne enfouie coûte plus de 30 fois une ligne aérienne. De plus, il n'existe pas pour l'instant une technologie souterraine capable de faire transiter 5 à 700 kV.

Depuis 2 ou 3 ans, les mouvements écologistes se développent à New York, dans tout le Nord-Est, et en Californie : le nombre de câbles enfouis en 230 – 500 kV a été multiplié par cinq, la déréglementation favorisant également la demande de lignes aériennes.

M. René PAQUETTE, Directeur du développement électrique, s'inquiète d'ailleurs des effets de la déréglementation, qui si elle a un effet bénéfique en Pennsylvanie est un échec total en Californie, conduisant même à la pénurie.

M. Ray AWAD rappelle qu'après le « verglas », un certain nombre de lignes stratégiques ont subi un renforcement mécanique. Ce renforcement est fait également par le principe du « bouclage », ainsi que le précise le Dr. Philippe NAZON, de la Direction du développement électrique au Ministère des Ressources Naturelles. Mais ce bouclage ne peut être réalisé partout ; ainsi une ligne de 150 km vers Ottawa a été interdite par le ministère de l'Environnement, non pour ce motif mais parce que TransEnergie privilégia le côté commercial de l'opération, lié à l'exportation d'énergie. TransEnergie, d'autre part, a « bousté » ses lignes à 735 kV , en passant de 2 000 à 2 800 MW.

Le réseau hydroquébécois aérien et souterrain de transport d'énergie à haute tension (120 kV et plus) constitue un actif de sept milliards de dollars (en 1997). Au total, il fait 27 436 km de long, et avec à peine 153 km, le réseau souterrain représente moins de 1 % de ce chiffre, en grande majorité de lignes à 120 kV.

En transport souterrain, la tension de 735 kV n'est pas utilisée. Les tensions d'exploitation en usage au Québec sont comprises entre 120 kV et 450 kV.

Hydro-Québec a l'intention de construire de nouvelles lignes de transport pour renforcer son réseau, à la suite de la tempête de verglas.

En milieu agricole, de nombreux citoyens aimeraient que ces lignes soient mises en terre. Notamment, l'UPA (l'Union des producteurs agricoles) a demandé à Hydro-Québec de faire le point sur la question à l'intention de ses membres.

Même s'il n'existe pas au Québec de ligne souterraine en milieu agricole, les recherches sont menées et comparées aux études produites par des organismes comme la Conférence internationale des grands réseaux électriques (CIGRÉ).

Une entreprise distributrice d'électricité s'engage à alimenter ses clients dans les meilleures conditions de sécurité et de fiabilité, et c'est ce qui oriente ses choix. Pour Hydro-Québec et pour la grande majorité des compagnies d'électricité, trois conditions justifient le choix d'une ligne souterraine : il est impossible de construire une ligne aérienne à l'endroit visé (dans les centres-villes, par exemple), la tension de la ligne est inférieure à 400 kV, la longueur est généralement inférieure à 10 km. La tension maximale en exploitation souterraine dans le monde est actuellement de 550 kV.

D'ailleurs, techniquement parlant, il n'est pas envisageable pour l'instant de construire une ligne souterraine à 735 kV. La technologie serait extrêmement complexe, et la ligne (LIS) nécessiterait actuellement, tous les 8 km, un poste de liaison aérosouterraine d'une superficie minimale de 1 hectare. De plus, elle coûterait 30 fois plus cher qu'une ligne aérienne. Hydro-Québec n'envisage donc l'implantation des lignes souterraines en milieu agricole que pour les tensions de 120 et de 315 kV.

L'installation de câbles à haute tension en milieu agricole nécessite d'abord d'en déterminer le tracé, de même que l'emplacement des postes. Pour ce faire, on doit tenir compte des contraintes du milieu, et afin de faciliter l'accès pendant la construction et de réduire l'impact sur l'environnement et sur l'exploitation des terres, il vaut mieux que le tracé longe les routes ou les limites de lot.

2.2.1.2.5. – au Japon

Afin de renforcer l'alimentation du centre de Tokyo, la compagnie d'électricité TEPCO a installé une ligne souterraine 500 kV de 39,8 km de long, essentiellement en tunnel. Ce projet démarré il y a 40 ans a été mis en service fin 2000.

La liaison comprend 3 circuits de 900 MW chacun, pouvant en cas d'indisponibilité d'une liaison transiter 1200 MW pendant 5 heures.

Le câble retenu est un câble 2500 mm², pesant 43 kg au mètre et de 170 mm de diamètre extérieur. La longueur livrée la plus longue est de 1 800 mètres, ce qui représente un touret d'environ 90 tonnes, touret compris.

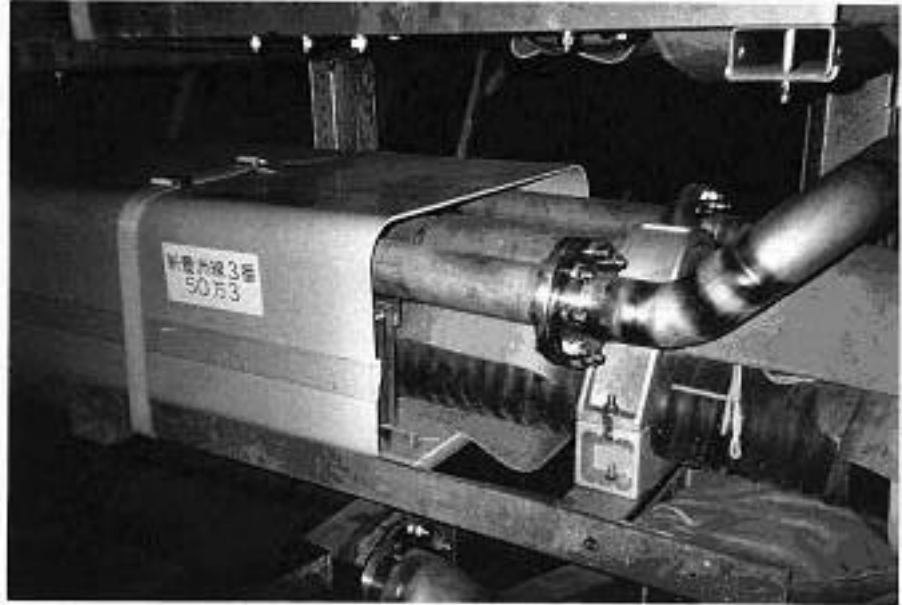
Le câblier SUMITOMO, qui produit à la fois du câble et du CIG isolé uniquement au SF₆, estime, que pour ce niveau de puissance, le CIG ne peut pas être compétitif, même en tunnel. Il considère que le seuil de basculement vers le CIG se situe vers 2 500 A-3 000 A, soit en 500 kV, 2 200 à 2 500 MVA. En 400 kV, les puissances correspondant à ces intensités sont comprises entre 1750 et 2 000 MVA.

Pour établir une liaison d'une telle longueur, il a été nécessaire de prendre des contacts très tôt avec les autorités locales. Le projet a démarré il y a 40 ans, et les premières anticipations, essentiellement des réservations dans des ponts en construction, ont été faites il y a 30 ans.

Actuellement au Japon, le propriétaire du sol est aussi propriétaire du sous-sol. Pour ne pas être dépendant des propriétaires, TEPCO a choisi d'utiliser les voies publiques. TOKYO est une ville ayant soit des artères larges, soit des rues étroites. Aussi, la méthode de pose retenue a été le tunnel, en privilégiant les grandes artères. Ceci permet de poser sans difficulté les 3 circuits 500 kV ainsi que d'autres liaisons à 275 kV et 66 kV. La technique de creusement du tunnel a été, selon les possibilités d'ouverture des routes soit la tranchée ouverte (section rectangulaire), soit le tunnelier (section circulaire). Cette construction des tunnels a démarré il y a 20 ans. Pour franchir les autoroutes, les rivières, la technique retenue a été le passage sous les ponts pour les ponts non dédiés, ou le passage dans les ponts pour les ponts dédiés.

Afin de maintenir une température maximale de 40°C à l'intérieur du tunnel, TEPCO a choisi de refroidir les liaisons 500 kV par un circuit d'eau posé à proximité immédiate des câbles. Un système de refroidissement de l'eau est installé tous les 4 kilomètres. L'eau rentre dans la galerie à une température comprise entre 7 et 10°C et en ressort à une température comprise entre 20 et 28°C suivant la charge de la liaison.

En galerie, câble 500 kV avec son système de refroidissement entouré par un caniveau sanglé



Les liaisons 500 kV sont installées en trèfle jointif avec serpentage horizontal à l'intérieur d'un caniveau rectangulaire en fibre. On retrouve à l'intérieur de ce caniveau, les 3 câbles et les 2 tuyaux d'eau. Ce caniveau n'a pas a priori de fonction de "résistance à l'explosion" mais plutôt de confinement de la chaleur produite afin que les tuyaux d'eau la capte bien.

Une deuxième fonction a été présentée. Les Japonais pensent qu'en cas d'incendie, cette installation devrait permettre de limiter l'apport d'oxygène et de limiter la propagation de fumées. Le tunnel est en permanence accessible aux ouvriers et le caniveau permet aussi d'éviter une agression mécanique des câbles.

Les câbles 275 kV posés en trèfle ne sont pas protégés. Les câbles sont considérés comme installés en mode flexible. Ils sont uniquement bloqués aux changements importants de direction : puits - tunnels et au niveau des jonctions. A ce niveau, 6 colliers permettent d'assurer le blocage.

Dans les ponts, les câbles sont installés dans des tuyaux en fibre et une attention particulière est portée au niveau des joints de dilatation où un système de fourreaux coulissants a été mis en place. Aux extrémités du pont, un mou de 45 cm permet de reprendre la dilatation différentielle câble - pont. Les câbles sont installés sur une structure mobile.

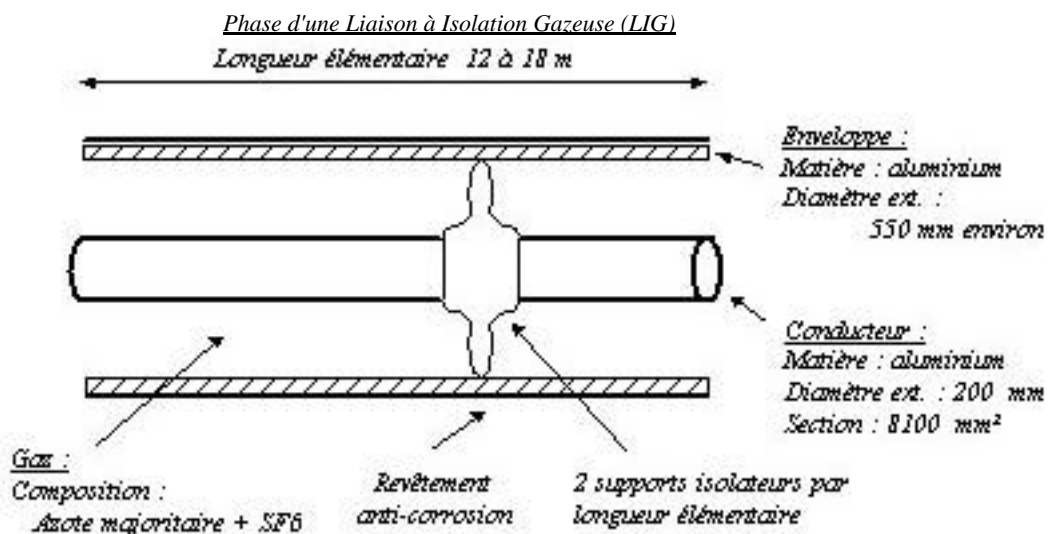
2.2.2. – Câble à isolation gazeuse

Les câbles à isolation gazeuse (LIG ou CIG) sont constitués de tubes métalliques contenant un ou plusieurs conducteurs. Ces câbles ont une isolation électrique assurée par un gaz sous pression de 8 à 15 bars. Le meilleur gaz isolant est un mélange à base d'azote ($N_2 - SF_6$), qui permet d'éliminer l'inconvénient majeur de l'hexafluorure de soufre (SF_6) d'être un gaz à effet de serre. Avec un mélange comprenant 10 % de SF_6 , la fiabilité des liaisons est même accrue par rapport au SF_6 pur, la qualité diélectrique étant prise en compte. La grande difficulté actuelle semble la pose industrielle de ces câbles, dont la première qualification date du mois dernier. Le grand avantage des CIG est l'absence de perte, ce qui sur une distance de 100 km –aucune réalisation de cette distance au monde – ne nécessite aucune station de compensation.

2.2.2.1. – le principe

Les câbles à isolation gazeuse (LIG ou CIG) comportent :

- Un conducteur en aluminium supporté par des isolateurs,
- Un gaz isolant sous pression,
- Une enveloppe extérieure en aluminium,
- Un revêtement anti-corrosion.



Le raccordement des conducteurs se fait par contacts glissants, celui des enveloppes par soudure. Un compartimentage pour le gaz est réalisé tous les 250 m environ.

Le Japon a expérimenté une ligne souterraine à isolation gazeuse, mais relativement courte puisque la ligne à 225 000 volts n'a que 3 km de long. Genève a choisi cette technologie en 400 kV, mais sur moins de 500 m.

2.2.2.2. – les réalisations

2.2.2.2.1. – à Genève

Il s'agit de permettre le franchissement du Hall 6 de Palexpo à Genève, à proximité de l'aéroport dans une zone de forte densité de population. Le toit de ce hall est plus haut que la ligne aérienne qui y arrive, et il fut donc décidé de construire sur 450 m un passage souterrain, contenant à terme six câbles. La technologie retenue s'inspire de celle de la ligne construite il y a 25 ans à Schluchsee en Allemagne, avec utilisation d'un tunnel de 700 m. Après un incendie de cette ligne, elle fut améliorée quand aux conditions de sécurité et reste à ce jour la liaison la plus longue en 400 kV. Aucune intervention ne fut nécessaire sur cette ligne depuis.

La ligne de Genève a été construite par SIEMENS : l'isolant est composé de 20 % d'azote pour 80 % de SF₆. Les points sensibles que sont les soudures entre canalisations d'aluminium ont été réalisées par soudure automatique assistée par ordinateur, ce qui les a rendu plus fiables.

Cette technologie, qui permet de se substituer à la ligne aérienne sur une distance pouvant atteindre 100 km, a aussi d'autres avantages. Le câble à isolation gazeuse est prévu pour une durée de vie plus longue, une maintenance réduite, une plus grande fiabilité et des pertes d'énergie bien moindres. Comme il n'est pas nécessaire sur ces distances d'en corriger la puissance, de sérieuses économies sont réalisées à l'exploitation.

Cette technique, avec l'apparition d'une deuxième génération, avec un isolant composé de 10 % d'azote pour 90 % de SF₆ et une pression de 6 bars (la pression du gaz de ville dans les canalisations est de 20 bars), une réduction plus importante encore des pertes, doit offrir à terme un marché intéressant.

2.2.2.2.2. – au Japon

Près de 100 km ont été construits dans le monde, allant du 135 au 550 kV. La réalisation la plus longue est au Japon avec 3,5 km en 257 kV, réalisation qui a fait l'objet de nombreuses communications au CIGRE et dont je vous retrace les grandes lignes.

Les premières études de base relatives à des câbles à isolation gazeuse (CIG) ont démarré au Japon au Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) en 1963 afin de réaliser une ligne de transport souterraine de forte capacité qui corresponde à la capacité de transport d'une ligne de transport aérienne. Les études de recherche et de développement relatives à la faisabilité et à la compacité des CIG ont été réalisées par The Tokyo Electric Power Company et The Kansai Electric Power Company et ces CIG s'appliquent à des lignes de transport 154 kV - 500 kV.

Comme la première application de CIG à une ligne à 154 kV date de 1979, des CIG ont été construits pour des lignes allant jusqu'à des tensions de 500 kV. Toutefois, leur utilisation a été limitée à des lignes de courte distance dans des postes. Un CIG comprend des tuyauteries en aluminium rigide, dont la longueur unitaire maximum est limitée – au Japon - à moins de 14 m à cause des restrictions liées au transport. De ce fait, l'installation de l'unité dans des tunnels de grande distance a été difficile et les coûts de construction des CIG ont été plus élevés comparativement aux lignes constituées de câbles de puissance.

Plus récemment, les besoins croissants de construction de postes de puissance à grande échelle et les considérations croissantes liées à la conservation de l'environnement ont nécessité des lignes de transport souterraines de forte capacité et sur des distances plus longues. Afin de répondre aux spécifications, une étude sur un CIG de grande distance a démarré en 1992, et son expérimentation a été décidée sur une ligne de transport à 275 kV, la ligne Shinmeika – Tokai.

Le type souterrain a été adopté à cause de la difficulté de trouver un tracé pour une ligne de transport aérienne et une coordination avec l'environnement autour d'un poste de puissance. Le tunnel souterrain - dont la longueur totale est de 3,3 km - assure la liaison entre la centrale de production de Shin-Nagoya (Shinmeika) et le poste de Tokai. Le tunnel est construit avec une profondeur d'environ 30 m sous les voies publiques. Il possède quatre courbes, dont le rayon minimum est de 150 m. Il est équipé de deux puits verticaux faisant office d'entrées aux deux extrémités et un puits de ventilation au milieu du tunnel.

Le tunnel de diamètre intérieur de 5,6 m est divisé en une partie supérieure et une partie inférieure. Deux circuits d'un CIG de type monophasé sont placés dans la partie supérieure, et des pipes pour l'alimentation de fioul vers la centrale de production sont déposés dans la partie inférieure.

La capacité de transport de puissance de la ligne est de 1 300 MW sans refroidissement forcé et pourra être accrue jusqu'à 2 850 MW lorsque le tunnel est refroidi.

La capacité de transport requise de la ligne Shinmeika - Tokai est à son étape finale de 2 850 MW. Cinq circuits de câbles de type XLPE seraient nécessaires incluant un circuit de secours qui peut écouler une puissance uniquement de 760 MW par circuit même en choisissant le conducteur le plus important de 2 500 mm², dont les torons sont isolés. D'autre part, seuls deux circuits de CIG sont nécessaires incluant un circuit de secours, qui peut transporter 2 850 MW par circuit, ce qui est quatre fois plus que la capacité de transport d'un câble de type XLPE. Les matériels de postes tels que le nombre de disjoncteurs à installer dans les postes peuvent être diminués aux deux extrémités en conséquence. De plus, aucune réactance shunt n'est nécessaire pour compenser les courants capacitifs puisque la capacité statique des deux circuits de CIG est environ égale à un dixième de celle des cinq circuits de câbles de type XLPE.

Toutefois, les coûts de construction de la ligne elle-même sont pour un CIG de 30 % environ plus chers que pour un câble XLPE. Il en résulte qu'un CIG est plus avantageux qu'un câble XLPE lorsque la capacité de transport est importante et que la longueur de la ligne de transport est faible. Dans le cas de cette ligne de transport de longueur 3,3 km, le coût total du CIG est inférieur à celui des lignes par câbles XLPE.

Les dimensions de base, 460 mm pour le diamètre intérieur de l'enveloppe et 170 mm pour le diamètre extérieur du conducteur sont déterminées principalement par la capacité d'écoulement du courant. Le conducteur est une tuyauterie en alliage d'aluminium dont la conductivité est de 59,5 %, et dont l'épaisseur est de 20 mm, ce qui ne provoque aucun problème par effet de peau. L'enveloppe est réalisée avec des tuyauteries extrudées afin de minimiser les coûts, et un alliage d'aluminium de conductivité de 51 %, alors que l'épaisseur de l'enveloppe a été choisie égale à 10 mm pour prendre en considération la production plus aisée et la rigidité mécanique. La capacité de courant est déterminée pour conserver la montée en température de chaque composant à l'intérieur des limites admissibles. Les dimensions finales sont déterminées de telle manière qu'elles puissent conserver la température du conducteur en dessous de 105 °C.

Le système a été prévu pour absorber les déplacements dus aux expansions thermiques et à un tremblement de terre. Le CIG a été fixé à des structures supports placées à des intervalles de 4 unités, soit 56 m de long, qui constituent une section pour une absorption d'une expansion. La longueur d'une section permettant l'absorption d'une expansion a été déterminée de telle manière que l'expansion thermique et la contraction de l'enveloppe et du conducteur, ainsi que le déplacement dû à un tremblement de terre, son accélération de 0,33 G puissent être absorbés respectivement par des soufflets et des contacts à prises.

2.2.3. – Supraconducteurs

La supraconductivité (ou supraconduction) a été découverte en 1911. L'état supraconducteur désigne la disparition brutale et complète de la résistance électrique observée dans un matériau, dit supraconducteur, lorsque sa température est abaissée en dessous d'une certaine valeur, dite température critique (T_c); celle-ci dépend de la nature et de la structure du matériau.

Depuis 1986, la découverte d'une nouvelle famille de supraconducteurs, les cuprates, dont la température critique pourrait atteindre la température ambiante, permet d'entrevoir une multitude d'applications électrotechniques à grande échelle (transport de fortes puissances, stockage d'énergie, champs magnétiques intenses permettant la mise en œuvre de trains à lévitation magnétique...) et à petite échelle (magnétométrie, télécommunications, informatique rapide...).

Les premières applications nécessitent la fabrication de câbles supraconducteurs, tandis que les secondes passent par la réalisation de couches minces d'excellente qualité ; ce sont les premières qui nous intéressent ici.

2.2.3.1. – le principe

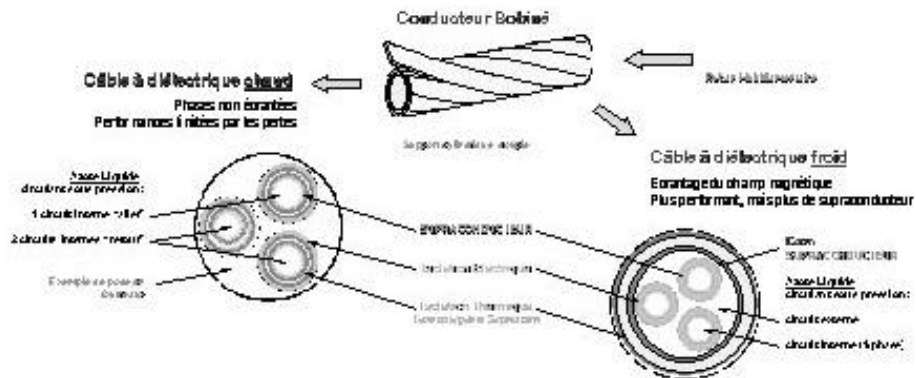
Les câbles supraconducteurs comportent :

- un conducteur supraconducteur refroidi à la température cryogénique, actuellement de l'azote liquide à -196 °C ,
- un isolant électrique,
- une enveloppe extérieure

Le matériau supraconducteur, constituant de base d'un câble supraconducteur, se présente généralement sous la forme d'un ruban de quelques mm de large sur quelques centaines de microns d'épaisseur. Ces rubans sont ensuite enroulés sur un support pour pouvoir constituer l'âme supraconductrice de câble.

Il existe 2 types principaux de câbles de transport d'énergie supraconducteurs :

- le « diélectrique chaud », dans lequel seul le conducteur est en matériau supra enveloppé d'une enveloppe cryostatique et refroidi à la température cryogénique, les autres composants du câble étant identiques à ceux des câbles classiques,
- le « diélectrique froid », dans lequel tous les composants du câble sont enveloppés dans un cryostat et refroidi à la température cryogénique. Plus performant, il est aussi plus cher et plus compliqué à fabriquer.



| Fourchette de dimensions (*) | Diélectrique chaud | Diélectrique froid |
|------------------------------|--------------------|--------------------|
| Ø conducteur | 20 à 50mm | 20 à 50 mm |

| | | |
|---------------------|------------------------|-------------------------|
| Ø externe | 70 à 150 mm (1 phase) | 150 à 300 mm (3 phases) |
| Masse (hors azote) | 10 à 35 kg/m (1 phase) | 40 à 90 kg/m |

(*) gamme 20-225 kV / 100-1500 MVA

Pour pouvoir utiliser ces câbles, il est nécessaire d'y adjoindre des unités de refroidissement pour évacuer les pertes (supraconducteur, diélectrique - pour le diélectrique froid -, viscosité d'écoulement et pertes à travers les parois du cryostat).

L'azote entre ainsi par un bout de la liaison, s'échauffe au fur et à mesure de son écoulement, et ressort avec un accroissement de température, passe dans l'unité de refroidissement qui le ramène à sa température initiale et repart dans la liaison.

La supraconductivité est mise en application à Détroit, et les très grandes mégapoles – Singapour notamment - sont particulièrement attentives à cette expérience grandeur nature.

Votre rapporteur a visité le site de Detroit et a rencontré les spécialistes de l'Electric Power Research Institute (EPRI) à Palo Alto, le Department of Energy des Etats-Unis finançant actuellement six projets dans le domaine (Superconductivity Partnership Initiative - SPI), à hauteur de 50 %, en partenariat avec l'industrie.

2.2.3.2. – les réalisations et la recherche

2.2.3.2.1. – à Detroit

Voici près de 90 ans que l'on a découvert la supraconductivité, mais il s'agit d'une première application « commerciale » en matière de transport électrique de ce phénomène.

L'enveloppe globale du projet, sur 5 ans, est de 47 millions US \$ (dont 50% par le DOE) consiste à équiper une sous-station de la ville (120 kV/24 kV) en remplaçant les 9 câbles conventionnels par 3 câbles supraconducteurs haute température, refroidis à l'azote liquide, sur une longueur de 120 mètres.

Après divers retards, la liaison devrait être opérationnelle à la fin 2001. Les participants à ce projet de Detroit Edison sont la filiale américaine de Pirelli (Lexington, SC) qui a fabriqué les câbles, American Superconductor Corporation (Westborough, MA) qui a fabriqué les conducteurs utilisés par Pirelli. La spécialité de cette société est en fait de rendre flexible des supraconducteurs fabriqués à partir de céramiques à base de boron, - elle réalise en fait un ruban - l'Electric Power Institute - Lotepro, filiale du groupe allemand Linde AG, spécialisée dans la cryogénie

Le site d'expérience a été choisi à proximité de la centrale électrique de Detroit's Frisbie, et le câble supraconducteur a été installé dans un mini tunnel. Ce programme de recherche, entamé en 1990 par Pirelli, est dirigé par M. Marco NASSI. Il consiste à refroidir le câble par une circulation d'azote liquide à moins 200°C au centre de la canalisation. D'autres études sont menées dans le monde, suivant des techniques légèrement différentes. En France, EDF a programmé les premiers essais pour 2002 ; ils porteront sur un câble de 20 m.

Le câble de Detroit, long de 120 m, comporte tout de même 5 coudes à angle droit et doit desservir 14 000 foyers. L'ancien câblage en cuivre était devenu insuffisant et il était nécessaire pour alimenter ce quartier de disposer de 5 lignes. Avec le procédé par câble supraconducteur à haute température (HTS), 2 lignes suffisent, une pour l'alimentation, l'autre de secours. L'économie de poids se fait sentir, puisque l'ancien câblage était de 9 tonnes, alors que le nouveau HTS ne pèse que 1 250 kg. M. BARRETTE, responsable du projet, estime à un facteur 3 le gain réalisé en efficacité par cette nouvelle technologie par rapport à l'ancienne.

Léger, fin, extrêmement souple, n'offrant aucune résistance à l'électricité, ce câble peut transporter davantage d'électricité qu'un câble classique et connaît peu de déperdition d'énergie. Toutefois, s'il semble possible de le « booster » sur 5 km, la limite actuelle semble de l'ordre de la dizaine de kilomètres, au delà il faudra envisager d'autres stations.

2.2.3.2.2. – les autres projets dans le monde

Un autre projet, développé également dans le cadre du SPI, est mené par la société Southwire Company (Carrollton, GA), premier fabricant américain de câbles. Il s'agit d'un câble de 30 mètres alimentant les installations de l'usine de Southwire. Cette liaison, mise en route en janvier 2000, fonctionnerait de façon satisfaisante depuis plus de 5 000 heures. Les partenaires de Southwire sont Intermagnetics General Corporation, Midwest Superconductivity Inc., les laboratoires de Oak Ridge et d'Argonne.

Les applications envisagées par Southwire visent surtout les distributeurs électriques.

Les 4 autres projets financés par le DOE traitent de l'utilisation de supraconducteurs dans des transformateurs (2), de séparateur magnétique (1), ou de stockage d'énergie (1).

Un consortium Danois incluant NKT Câbles et Nordic Superconductor Technology (NST), un département du Centre de Recherche de NKT Câbles, présentera un câble HTS construit à partir de bandes fabriquées par NST. Ce groupe a un accord d'échange d'informations avec Southwire menant à un partage complet des projets et autres détails techniques concernant le développement du câble HTS. L'accord donne à chaque groupe l'accès aux

configurations de deux câbles primaires, un basé sur un projet « de diélectrique chaud » en développement au Danemark, l'autre portant sur du « diélectrique froid » pour Southwire.

Un certain nombre d'autres groupes mondiaux ont des programmes de développement en cours à différents niveaux d'investissement et d'engagement. Alors que la majorité des producteurs semble croire au succès éventuel du système HTS, ils ne sont pas tous aussi confiant que les développeurs de tête dans le succès commercial de cette technologie à cours terme.

BICC Superconductors (à Wrexham, GB), par exemple, fait un effort pour développer les câbles HTS et le système de câblage HTS. Mais comme le déclare Wolfgang Blendl, directeur de BICC Superconductors, « nous pensons que le système de câble HTS sera pleinement commercialisé dans 8 à 10 ans mais seulement si le système est rentable et sûr. Par ailleurs tous les projets existant sur les gros câbles sont supportés par des fonds public ou autre sources. Nous travaillons constamment à la fabrication de gros câble, mais sans aides du gouvernement, ce n'est pas facile. En même temps on se concentre sur le développement de câble de plus petite taille ; nous développons des bandes spécialisées BI-2223 à faible perte de courant alternatif, construisons et testons des modèles de câbles (jusqu'à quelques mètres), reprenons des projets de câble, et faisons des estimations techno-économiques. ».

BICC dirige également un projet européen sur les pertes de courant alternatif des bandes Bi-2223. A côté de ce projet des techniques pour mesurer les pertes sont développées pour les câbles et les bobines.

Fujikura, Ltd. et Chubu Electric Power Company ont également développé une technologie HTS, incluant quelques configurations uniques de câble HTS et de conducteurs pour réduire les pertes de courant alternatif. Le groupe a également étudié l'écoulement d'azote liquide en simulation.

D'autres programmes incluant un projet Suisse comprenant Brugget EPFL, qui développe un appareil de démonstration de diélectrique chaud refroidi par du néon et un programme mené par Electric Power Development Co.Ltd.(EPDC) du Japon. Le projet EPDC qui se focalise sur la transmission de courant continu, comprend les 5 plus grosses compagnies de câblage du Japon (Sumitomo, Furukawa, Fujikura, Hitachi, et Showa). Le Japon possède nombre de lignes de transmission de courant continu à haut voltage reliant les îles qui pourraient bénéficier du développement HTS.

Les projets de câbles HTS peuvent être divisés en deux types de principes : les diélectriques chauds et les froids (cryogéniques).

Dans le système diélectrique froid le câble HTS principal qui transporte le gros du courant, est entouré coaxialement par une couche protectrice de HTS magnétique. Un matériau diélectrique contenant de l'azote liquide repose

entre l'actuelle couche interne transportant l'HTS et la couche externe protectrice. Le but étant d'éliminer les pertes de courant alternatif dues aux champs magnétiques des autres phases et tourbillons de courants induits par les composants enveloppants, accroissant ainsi la capacité du câble et son efficacité.

Le système chaud ne contient pas de couche protectrice HTS, mais peut coûter moins cher à l'achat et à l'usage, car il résulte d'une baisse du matériel HTS et de l'utilisation de matériaux diélectriques conventionnels, contrairement au nouveau et non testé diélectrique froid que beaucoup de groupe ont eu à développer à partir de rien. De plus, comme le chaud a une architecture comparable au câble traditionnel, quelques étapes de fabrication, d'installation, et d'assemblage du diélectrique chaud peuvent utiliser des technologies déjà bien appliquées pour les câbles conventionnels.

Le projet et la construction de pratiquement tous les composants de câble dans un système HTS sont plus facile à réaliser sur du diélectrique chaud que sur du froid.

Le diamètre plus petit du chaud en fait également le meilleur candidat pour les réajustements, dans lesquels le HTS doit s'adapter à la gaine existante. Dans certain cas la gaine pour chaque phase devra être espacée favorablement, excluant ainsi le recours à la protection magnétique.

En dépit des avantages de production et d'économie du programme diélectrique chaud, Paul Grant du Electric Power Research Institute déclare : « le projet de bouclier utilise pleinement les capacités des supraconducteurs. Nous avons demandé qu'un « derrick » test soit construit au Los Alamos National Laboratory avec 2 barres de cuivre et 1 mètre de câble conducteur pour tester les effets de déperdition en co-phase de courant alternatif induit dans une phase par les deux autres. Il en résulte que les deux phases ont doublé les pertes dans le supraconducteur. Les pertes par tourbillon de courant sont encore plus importantes, ce qui peut également être prévenu au moyen d'un bouclier magnétique. »

EPRI avait initialement contracté auprès de Pirelli la création de deux projets - diélectrique chaud et froid - mais ne demanda que la construction du chaud. Pirelli a développé sa technologie froide en partenariat avec EDF, essentiellement pour les marchés européens.

Il est difficile de dire lequel, s'il y en a un, des deux projets sera une réussite commerciale. Comme le coût des bandes et des câbles HTS diminue tous les ans, la différence entre les deux systèmes peut faire que celui avec la protection soit le plus pratique dans l'ensemble des cas. Mais Grant ne pense pas que la supériorité du système cryogénique par rapport à celui en température ambiante soit si évidente que cela, et même à long terme. « Il ressort qu'il y a plus d'opportunité pour le projet à température ambiante que nous ne l'avions cru. A Detroit, les gaines ne conduisent pas trois phases mais seulement une phase par

gaine. C'est typique de la distribution urbaine à Detroit. De plus, les gaines sont en béton ou en argile ce qui diminue les pertes de courant alternatif avec les tourbillons de courants créés par les matériaux d'enceintes. »

2.3. – L'état des recherches en France

En France, sur le site de recherche d'E.D.F. situé aux Renardières, des essais de longue durée pour câbles 400 kV à isolation synthétique sont menés dans un stand dédié. Ce stand, conçu spécialement pour l'enfouissement, est divisé en trois zones indépendantes qui accueillent chacune trois boucles de câbles de 300 mètres environ, au parcours très varié, avec des courbures accentuées.

C'est en effet au niveau des coudes de ces câbles que les plus grandes difficultés apparaissent puisque l'échauffement de l'enveloppe entraîne une dilatation, qui n'est pas possible dans les liaisons enterrées. A défaut de choisir pour toutes les liaisons souterraines un chemin avec des angles de courbure de faible valeur, il est nécessaire de renforcer l'enveloppe aux courbures de sorte que le seuil d'élasticité ne soit pas atteint pour la puissance assignée.

Ces câbles enterrés sont soumis, sur quelques mois, à des contraintes similaires à celles cumulées pendant toute leur durée de vie en exploitation, soit plus de 50 ans. Pour cela, il est nécessaire que la contrainte diélectrique soit supérieure de 70 % à la contrainte en service et que les câbles soient soumis à des cycles de température quotidiens de forte amplitude, portant les câbles à une dizaine de degrés au-dessus de la température de fonctionnement maximale pour laquelle ils sont conçus.

Des capteurs et testeurs sont donc placés sur les 300 mètres enfouis pour donner en continu les observations souhaitées. Des essais de réparation, de jonction de câbles sont en cours actuellement.

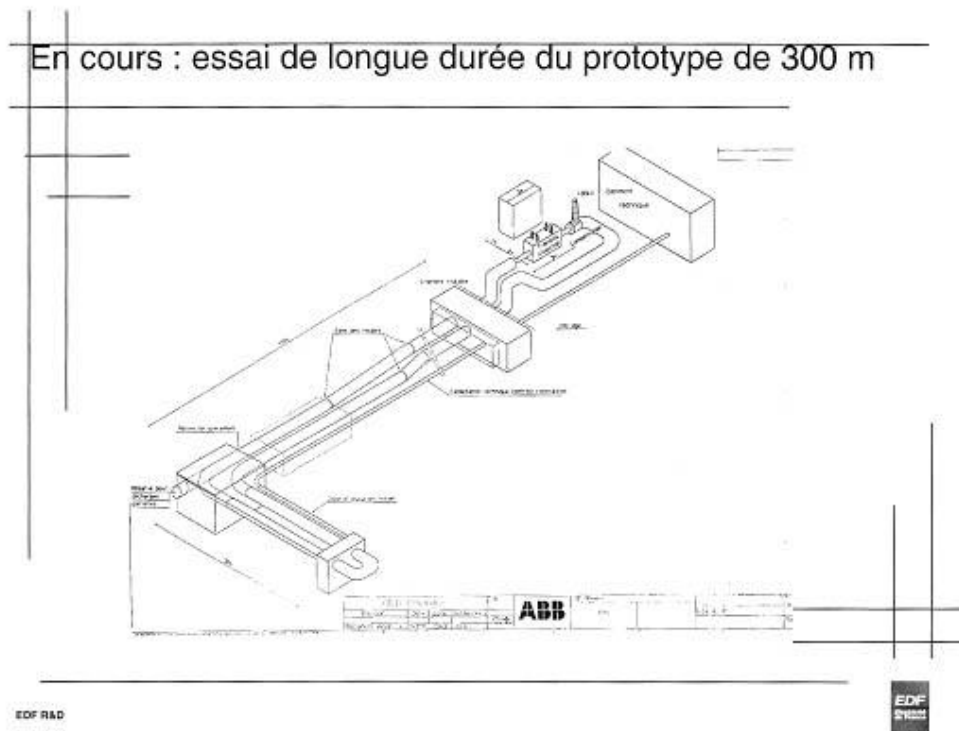
Cependant moins de 3 km en 400 kV sont actuellement en service dans l'ensemble de la France, la plupart étant des sorties de centres de production nucléaire.

Un programme de câble à isolation gazeuse a commencé en 1992 et vient d'être validé le mois dernier toujours au centre de recherche d'EDF aux Renardières. EDF a choisi la technique ABB pour cette recherche de câble à isolation gazeuse, gaz traditionnel à 90 % d'azote pour 10 % de SF₆ (en volume), soit 1/3 de SF₆ pour 2/3 d'azote en masse, le gaz étant sous pression de 8 bars.

Le tube de 55 cm de diamètre est en aluminium, le conducteur central étant maintenu par des tripodes. Les tronçons sont de 14 à 18 m, un soin particulier est requis pour les soudures afin d'éviter les fuites de gaz. Des

détecteurs permettent de détecter les fuites, des clapets sont situés tous les 500 m pour injecter le gaz manquant en cas de fuite.

La technique d'enfouissement retenue est la pose directe dans le sol, à 1 m de profondeur.



Le troisième axe de recherche concerne bien sûr la supraconductivité, mais les travaux sont encore au stade de la recherche fondamentale semble-t-il en France. Toutefois, EDF et Pirelli ont programmé les premiers essais pour 2002 ; ils porteront sur un câble de 20 m, en technologie froide.

A côté des câbles, des technologies d'enfouissement sont en fin d'expérimentation et pourront être utilisées pour des projets émergents.

Les limitations à ces produits consistent en l'emprise au sol, équivalente à celle d'une canalisation de gaz. La profondeur d'enfouissement impose d'autre part des restrictions à la végétation, les arbres sont incompatibles à proximité. Les effets d'échauffement et de dessèchement du sol sont à prendre en compte afin d'éviter un emballement thermique qui au-delà d'une certaine température provoquerait la fonte du câble.

Une bande de 10 mètres recouvrant les lignes enfouies sera neutralisée afin de permettre des réparations. En cas d'incident majeur, la détection, l'identification et surtout la réparation sur des câbles souterrains sont beaucoup plus complexes. Les premiers essais d'intervention sur la ligne expérimentale

dans le site de recherche des Renardières ont demandé trois semaines ; il est indispensable de réduire cette durée.

Le plus important handicap reste cependant la nécessité de stations de redressement (ou de compensation) pour la perte de puissance des câbles 400 kV à isolation synthétique. Actuellement ces stations d'environ 2 hectares sont nécessaires tous les 20 km, il faudrait porter la distance à 100 km.

Le contrat de plan de 1992 prévoyait de consacrer 250 MF sur 8 ans pour les recherches sur l'enfouissement. Le budget annuel de la R & D à EDF est de 3 milliards de francs (2 600 personnes y travaillent). RTE ne dispose que de 350 millions par an pour sa recherche, or c'est bien la THT et encore plus le 400 kV qui demande le plus d'investissements.

Chapitre 3 : Pour en finir avec les coûts prohibitifs

La réponse classique que votre Rapporteur a entendu tout au long de sa mission fut : « mais que voulez vous faire avec un rapport de 1 à 10 ? ». C'est vrai que ce ratio est a priori impressionnant. Faut il encore savoir ce que l'on compare, et suivant l'interlocuteur cela varie beaucoup. Et que ce ration ne correspond qu'à la THT 400 kV.

Lorsque EDF a entrepris il y a presque 10 ans son programme de recherche sur l'enfouissement, il était convenu que le ratio ligne aérienne / ligne souterraine était environ de 1 à 20. La commande était d'arriver à un rapport de 1 à 10, ce qui fut réalisé pour environ 250 millions de francs. Mais pourquoi s'étonner que ce rapport ne soit pas moindre alors qu'il correspond à une commande que l'on savait inacceptable pour la généraliser ? Je conçois fort bien l'argument du réalisme et qu'une commande demandant de ramener ce ratio ligne aérienne/ligne souterraine à 1 à 10 avait plus de chance d'aboutir qu'une commande de ratio à 1 à 3, mais alors il faut considérer ce ratio de 1 à 10 comme une simple étape intermédiaire.

Si pour les 63, 90 et 225 kV nous sommes partis de la même base, aujourd'hui le rapport est tombé à environ 1 pour 2, même pour le 225 kV comme le montre le tableau extrait d'une note de RTE pour le rapport confié au Conseil Général des Mines.

Ratio minimal des coûts globaux de référence

| Ratio LS/LA | Ratio | Ecart (kF/km) |
|------------------------|-------|---------------|
| LS/LA 63 kV 1 circuit | 1,69 | 944 |
| LS/LA 90 kV 1 circuit | 1,78 | 1 076 |
| LS/LA 63 kV 2 circuits | 1,95 | 2 065 |
| LS/LA 90 kV 2 circuits | 2,02 | 2 221 |
| LS/LA 225 kV 2 | 2,12 | 4 323 |

Source : RTE

Ces ratios sont les valeurs minimales que l'on est susceptible d'obtenir si toutes les conditions de lignes souterraines sont favorables, terrain meuble, pas de passage en sous-œuvre,...

Comme le préconise M. Abord de Châtillon, il faut continuer à chercher pour abaisser les coûts, et de ce fait contribuer à baisser les nuisances. Si

il y a 15 ans, on parlait d'autoroute pour l'enfouissement des lignes THT, aujourd'hui on parle de route départementale.

La tendance générale va vers l'enfouissement, il y aura un marché en Europe et dans le monde, et ceux qui sauront enfouir au moment de ce basculement gagneront le marché. Il est donc indispensable si l'on veut disputer ce marché de s'y intéresser dès maintenant. La France prend du retard par rapport au reste de l'Europe, parce qu'elle n'en ressent pas encore la nécessité

Les câbliers proposent une approche globale ou « clé en main » qui semble intéressante. La fiabilité et la durée d'utilisation d'une liaison par câbles HT/THT souterrains dépend de nombreux facteurs qui ont chacun une importance déterminante :

- optimisation de la conception des fournitures et de leur installation en fonction des particularités de la liaison et des conditions d'exploitation (thermiques, mécaniques et électriques)
- qualité de la réalisation des fournitures et des ouvrages d'installation
- qualité de la pose des câbles et du raccordement des jonctions et extrémités
- contraintes effectives d'exploitation et différents stress subis par la liaison

Le coût de réalisation de liaisons par câbles souterrains est partagé à part comparables entre le coût des fournitures et celui des ouvrages (avec des cas particuliers bien sûr).

La maîtrise d'œuvre complète des ouvrages nécessaires à la réalisation de liaisons HT ou THT par câbles souterrains comprend en général les phases suivantes :

1 - phase initiale ou études « amont » : après définition des contraintes électriques d'exploitation de l'ouvrage, l'étude et le chiffrage des scénarios possibles de réalisation permettent la concertation du maître d'ouvrage avec les différents interlocuteurs et partenaires concernés.

2 - avant-projet sommaire : les contraintes définies après la phase de concertation permettent la définition d'un programme des ouvrages et fournitures nécessaires, du budget et des principales contraintes du planning de réalisation.

3 - avant-projet définitif : l'avant-projet sommaire ayant précisé le cahier des charges des ouvrages et fournitures nécessaires à la réalisation de la liaison par câbles souterrains, l'avant-projet définitif fige les métrés, l'imbrication

des tâches du planning de réalisation et l'établissement de contrats de sous-traitance avec des responsabilités claires.

4 - réalisation : la coordination des tâches de fabrication des fournitures et de réalisation des ouvrages permet l'optimisation de l'exécution en termes de coût et de planning.

Les rôles multiples et spécifiques du fabricant de câbles pendant toutes ces phases sont de la plus grande importance pour la qualité générale de la liaison aussi bien que sur la maîtrise du résultat, l'apport du câblier sera d'autant plus important qu'il sera impliqué dès le départ dans la conception et par la suite dans la maîtrise d'œuvre de l'ensemble pour :

- assister le maître d'ouvrage pendant la phase initiale en étudiant différentes solutions de liaisons par câbles souterrains (type de pose, type de câbles, type de parcours, ouvrages particuliers) pour dégrossir les différents scénarios possibles en fonctions des contraintes électriques et de génie civil,
- calculer par modélisation les contraintes thermiques des câbles ainsi que des contraintes électriques et électromagnétiques pour l'avant-projet sommaire,
- dimensionner des liaisons et définir leur d'installation pour les avant-projets sommaires et définitifs,
- Déterminer les contraintes de fabrication et les approvisionnements préliminaires nécessaires en fonction du planning de réalisation,
- Anticiper des lancements et synchroniser la réalisation des fournitures,
- Superviser simultanément la pose des câbles avec la réalisation des ouvrages et faire les réceptions nécessaires.

Les câbliers suggèrent donc des actions qu'il me semblerait intéressant de voir mettre en pratique :

- une définition du cadre général de l'approche clé en mains : des différentes tâches, documents de définitions, prestations et résultats attendus,
- des appels d'offre pour la réalisation de plusieurs liaisons selon cette approche pour tirer un bilan global et confirmer la pertinence de la démarche sur un nombre suffisant de cas,
- dans le cas d'une conclusion positive établissement de marchés posant un horizon et une durée suffisamment large pour créer un certain effet d'échelle et une économie globale.

Pour les câbles destinés au réseau 63 kV, qui représente la majeure partie du réseau HT installé, l'extension de la technologie du Nouveau Palier Technique NPT 90 kV permettrait d'obtenir des baisses de coût analogues de l'ordre de 7 à 10 % sur le prix du câble.

En raison de la part importante de la R & D, des investissements et des surcapacités de production, on peut estimer qu'un volume annuel d'enfouissement triplé pendant une période de 10 à 15 ans, avec des contrats de 5 à 7 ans, permettrait d'ajouter une économie d'échelle de l'ordre de 20 % sur le coût du câble et des accessoires à technique équivalente. En outre des gains significatifs pourraient être obtenus sur l'installation, qui représente environ la moitié du coût de la liaison.

L'impact de l'extension en 225 kV des innovations du NPT 90 kV et du projet INCA (400 kV) doit également être évalué : réduction d'épaisseur d'isolant et écran aluminium.

Un triplement du volume d'enfouissement annuel produirait « mécaniquement » un effet d'échelle de 20 % sur le coût du câble et des accessoires. Le gain sur l'installation, qui représente environ la moitié du coût de la liaison, reste à évaluer.

Un gros effort de R & D vient de se conclure avec le projet INCA qui a permis de réduire le surcoût des lignes souterraines par rapport aux lignes aériennes d'un facteur 20 à un facteur 10 pour le coût d'investissement et pour le coût complet d'exploitation sur 45 ans à un facteur 5. La pose se fait en fourreau et non plus en galerie : c'est ainsi que l'emprise au sol a été réduite de 30 m à 10 m .

On ne peut pas parier d'effet d'échelle, car le réseau de transport français n'a pas aujourd'hui de projet identifié, à la différence de quelques autres réseaux en Europe et dans le monde qui ont installé chacun quelques dizaines de kilomètres.

3.1. - Les avancées technologiques

La plus grande avancée attendue sera celle de la supraconductivité. La supraconductivité n'est qu'au début de l'application industrielle, mais avec l'abaissement des températures requises jusqu'alors, de nouveaux champs s'ouvrent. Si les scientifiques n'excluent plus de parvenir à mettre au point des matériaux supraconducteurs à température ambiante. Des alliages supraconducteurs rendraient les réseaux électriques en cuivre obsolètes et permettraient la mise au point de moteurs dont la taille serait réduite de 80 %.

Le câble HTS présente d'autres avantages, puisqu'il peut passer des puissances supérieures à 750 MVA, ce qui jusqu'alors était impossible en souterrain. A même voltage, on dispose de plus de puissance ; si l'on baisse le voltage, on passe encore plus de puissance.

D'autres avantages environnementaux existent : pas de perte d'huile, pas de dégagement de chaleur, pas de champ électromagnétique, et moins d'encombrement à puissance égale. La meilleure utilisation sera là où les charges sont les plus élevées. La réduction du voltage permettra en ville d'éliminer les transformateurs.

Mais pour développer son utilisation, il est nécessaire d'augmenter la fiabilité de l'HTS, celui-ci étant destiné à remplacer plusieurs câbles d'autre technologie ; de même faut-il rendre le ratio coût/performance compétitif. Deux écueils demeurent : la complexité de la confection du câble, et le système de réfrigération.

Les avancées du génie civil seront également un élément crucial dans la baisse des prix, en leur permettant d'amortir davantage des outils de creusement ou des engins spéciaux dédiés à l'enfouissement..

Les câbliers sont également tributaires des fabricants d'isolant : deux seuls industriels au monde fournissent le polyéthylène réticulé. Il est nécessaire - comme d'ailleurs certains câbliers l'ont compris - de chercher une solution de ce côté, en produisant peut être leur propre matière.

3.2. - Renforcement des lignes

Après les tempêtes de décembre 1999, RTE a sorti une politique de sécurisation intitulée « Sécurisation du réseau de transport », dont je reprend ci-après quelques grandes lignes.

« Les objectifs retenus par RTE pour bâtir la politique « Sécurisation du réseau de transport » sont les suivants :

- reprendre les nouvelles pressions de vent telles que définies dans le projet d'Arrêté Technique 2001
- étendre les zones haute pression de vent à l'ensemble du littoral, étendre la zone de vent fort à la Bretagne et la pointe du Pas-de-Calais¹
- assurer la réalimentation de 95% de la clientèle en moins de 5 jours

La politique sécurisation du réseau de transport proposée par RTE vise alors à limiter les dégâts causés pour permettre la remise en service des ouvrages dans des délais compatibles avec les exigences détaillées ci-dessus.

On définit les hypothèses de vents balayant le territoire comme suit :

| | |
|-------------------------------|--------------|
| zone de vent intérieure : | 160-170 km/h |
| zone de vent fort : | 170-180 km/h |
| zone à haute pression de vent | 180-190 km/h |

Dans de telles conditions, tous les postes restent alimentés par au moins une ligne dite « sécurisée ».

Si une ligne dite « sécurisée » est en avarie pour des raisons liées à des conditions climatiques singulières, au-delà de celles pour lesquelles elle a été dimensionnée, cette ligne est rétablie en 5 jours.

Au-delà de la construction et du renouvellement d'ouvrages dans le respect des nouvelles directives de dimensionnement spécifiées (projet d'Arrêté Technique), l'essentiel du programme de sécurisation est destiné à traiter le réseau de transport existant.

Dans un souci de maîtrise des coûts du programme de sécurisation d'une part, mais aussi de faisabilité administrative des opérations identifiées (autorisations administratives de réalisations des travaux), l'action principale du programme de sécurisation vise à consolider mécaniquement le réseau existant.

En supposant le déploiement sur 15 ans du programme de sécurisation, on aboutit à un cumul du complément pour sécurisation « tempête » de 10,8 GF non actualisé, soit environ 700 MF de dépenses annuelles supplémentaires sur 15 ans. La majeure partie de cette somme correspond à des travaux de consolidation des supports et fondations en place.

Le bilan actualisé sur 15 ans conduit à 6,7 GF avec un taux d'actualisation de 8% (taux classiquement retenu par RTE pour ces investissements conformément aux directives du Plan).

Un examen attentif des différentes solutions envisageables a été mené afin de déterminer un programme de sécurisation répondant à la fois aux objectifs spécifiés au paragraphe 1 et à la nécessité de rester avec des volumes financiers acceptables.

De ce fait, on obtient les orientations suivantes :

- Les longueurs annuelles d'ouvrages renouvelés suivent les ordres de grandeur actuellement observés pour chacun des niveaux de tension.

- En THT (400 et 225 kV), les ouvrages aériens dont la consolidation s'avère techniquement difficile seront renouvelés.
- En HT (90 et 63 kV), l'essentiel des capacités de renouvellement devrait être consacré aux renouvellements des ouvrages dotés de supports en poteaux béton.

Pour les réseaux HT, la proportion de réseaux souterrain prise en compte est similaire au taux de mise en souterrain actuellement observé - 20% des circuits neufs et renouvelés sont construits en technique souterraine. Ces chiffres sont en continuité des engagements de l'accord EDF/Etat de la période 1997-2000

Le recours à des volumes supérieurs de souterrain en HT conduirait à des budgets nettement plus importants. De tels montants, supportés par la collectivité des clients raccordés au réseau de transport au travers de la tarification du réseau de transport, ne sont pas envisageables. »

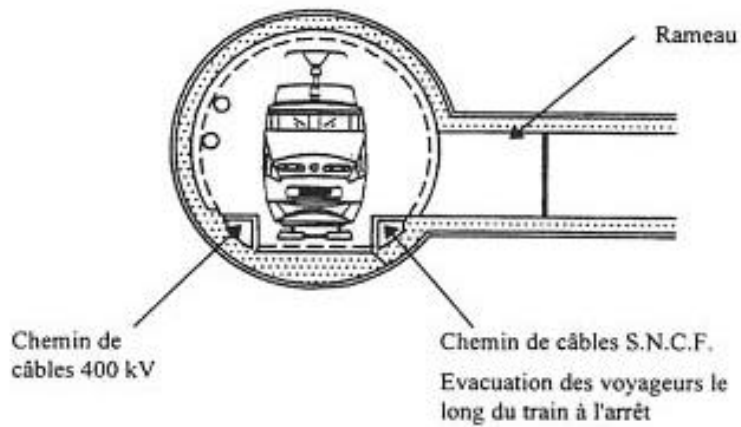
3.3. - Mutualisation des moyens économiques

Le protocole du 25 août 1992 entre l'Etat et EDF prévoit, entre autres, qu'EDF se rapproche des grands aménageurs d'infrastructures linéaires (SNCF, autoroutes) pour examiner les conditions d'une éventuelle cohabitation.

Le groupe de travail EDF / SNCF a donc examiné plusieurs projets dont celui de liaison ferroviaire (Lyon – Turin) et de ligne 400 kV (Grande Ile, Piovasasco) sur des tracés proches.

Ce projet, le plus emblématique en ce moment, a fait l'objet d'un rapport plutôt favorable, mais il semble que depuis sa publication il ne se passe plus grand chose. Il me semble intéressant cependant d'en extraire quelques lignes.

«La partie tunnel de cette liaison est prévue avec deux tubes ferroviaires à voie unique reliés par des rameaux tous les 400 à 800 mètres, sur une longueur d'environ 52 km, avec une installation de refroidissement prévue pour limiter la température ambiante entre 25 et 30°C.



Le "bloc fourreaux" serait situé côté piste opposé aux rameaux (l'autre côté servant aux besoins SNCF et de piste d'évacuation des voyageurs).

L'implantation de ce bloc fourreaux conduit à prévoir une augmentation du diamètre du tube ($\text{\O} 8,4 \text{ m}$ au lieu de 8 m). En outre l'apport de calories de câbles nécessite de renforcer le dispositif de refroidissement prévu.

En supposant les deux tubes équipés chacun d'un circuit de 3 câbles (soit 2 fois 1 000 MVA) les surcoûts seraient de l'ordre :

- de 750 MF pour le passage à $\text{\O} 8,4 \text{ m}$
- de 250 MF pour le renforcement du dispositif de refroidissement
- de 200 à 700 MF pour les 200 renforcements à réaliser pour les chambres de jonctions, suivant le mode de réalisation du tunnel (technique classique ou tunnelier).

Cela engendrerait un surcoût "tunnel" de l'ordre de 1,2 à 1,7 milliard de francs (que l'on peut comparer à une estimation de coût d'un tunnel séparé pour les circuits câble de l'ordre de 2,6 milliards de francs).

Le coût d'une liaison câbles $2 \times 1000 \text{ MVA}$ dans le tunnel reviendrait donc à environ 3 à 3,5 milliards de francs dont :

- 1,2 à 1,7 Milliard de "surcoût tunnel"
- 1,5 à 2 milliards pour les câbles, les "blocs fourreaux" et les stations de compensation.

Tous ces coûts ne sont bien entendu qu'indicatifs ; ils permettent cependant d'apprécier les enjeux d'un tel projet. Une programmation très fortement coordonnée des opérations serait nécessaire.

On peut noter, pour mémoire, que la réalisation d'une liaison courant continu en câble reviendrait un peu moins cher pour la partie câble en tunnel proprement dite mais conduirait à prévoir deux stations de conversion alternatif/continu qui à elles seules valent déjà près de 2,5 milliards de francs. »

3.4. - Politique volontariste

Il n'y pas de pays qui affiche une volonté de tout enfouir, même parmi les plus écologistes. Toutefois, cela va de l'incitation forte dans les pays nordiques au pragmatisme anglais, et au désintérêt nord américain.

3.4.1. - A l'étranger

3.4.1.1. - en Allemagne

Berlin est considéré par beaucoup de nos interlocuteurs comme l'exemple à ne pas suivre, tant la technologie employée semble onéreuse. Pourtant M. Claus-Georg HENNINGSEN, directeur de BEWAG, nous a affirmé que même sans pression politique la solution retenue aurait été la même, tant la diagonale avait d'avantages sur une couronne, qui tôt ou tard, avec le développement normal des grandes villes va se retrouver au cœur des habitations des quartiers périphériques.

M. Christian MUHS, directeur au Sénat de Berlin, et qui était en poste au moment stratégique du choix nous a dit la fierté ressentie - à l'époque et encore maintenant - par cette décision politique. Sous la conduite de Mme Michaele SCHREYER, alors ministre du développement urbain et de la protection de l'environnement au Sénat de Berlin, le projet a fait l'objet d'un devis, définissant le coût de l'opération et fixant les critères à respecter.

3.4.1.2. - au Danemark

Le principe de construction d'une nouvelle ligne THT est l'aérien, sauf :

- si cela a un impact négatif sur la nature,
- si la ligne est destinée à l'approvisionnement d'une grande ville.

L'évaluation de l'impact écologique est réalisée par une commission départementale, formée de représentants du monde politique, de l'administration, de techniciens.

Chaque projet fait l'objet de plusieurs alternatives, celles-ci sont examinées par le ministère de l'Energie et de l'Environnement.

3.4.1.3. - au Royaume Uni

M. Lawrence CADMAN, chef du bureau des autorisations à la direction de l'électricité du DTI a la charge de l'instruction des dossiers nécessitant l'approbation du Secrétaire d'Etat. Afin d'éviter les recoupements d'autorisation des diverses collectivités, les lignes aériennes de 11 kV et plus sont du ressort du gouvernement. Depuis 1899, environ 600 cas par an sont soumis à son autorité, et l'Etat peut déclencher lui-même une enquête publique, qui ne peut être contestée que sur l'aspect légalité de la procédure. La Chambre des Lords s'est opposé, notamment dans le cas de la ligne du Yorkshire, à ce qu'un tribunal puisse juger sur le fond de l'enquête publique.

Les câbles souterrains ne nécessitent pas de permis, sauf si l'on considère qu'ils ont un impact sur l'environnement. c'est donc une politique toute pragmatique qui est mise en place, et même s'il y a un fort désir politique d'enfouir les lignes, les questions pratiques et économiques prédominent. Il n'y a pas de politique globale, l'équilibre coût/aspect est décisif. Aussi bien que les lignes aériennes soient impopulaires, rien n'indique que les consommateurs seraient prêts à payer l'enfouissement. La politique nationale en matière d'enfouissement des réseaux électriques pourrait changer si :

- on décelait un impact sur la santé, or à ce jour rien est démontré sur les effets des champs électromagnétiques,
- une amélioration des technologies réduisait considérablement le différentiel de prix,
- une directive européenne l'imposait.

Les prix de l'électricité sont fixés pour cinq ans par le régulateur, au bout desquels les sociétés devront présenter un bilan : période écoulée, période à venir, qualité de l'alimentation, solidité de la société financière. Ainsi le régulateur s'assure que les réductions de coût ne se font pas au détriment de la qualité du service. Ce qui pourrait amener, comme le confirme le Dr John SCOTT, directeur technique de l'OFGEM, le régulateur à traduire les sociétés d'électricité devant les tribunaux. Le régulateur a comme intérêt principal l'intérêt économique, ensuite l'intérêt environnemental. Il ne peut donc inciter à l'enfouissement, sauf si cela améliore la qualité de service pour le consommateur tout en ayant un bon rapport qualité/prix. Un groupe de travail DTI/OFGEM a été créé pour développer les énergies renouvelables et 6 milliards de livres ont été dégagés sur 5 ans pour ces travaux. L'enfouissement de la THT coûterait 100 milliards de livres, ce qui ne manquerait pas d'avoir un effet domino sur les coûts.

L'OFGEM est plus soucieux d'un faible coût de l'électricité que de l'enfouissement ou d'une électricité « verte », très peu d'augmentation pourra être acceptée pour cela. Si les câbles à isolation synthétique en tunnel sont une idée séduisante, l'espoir réside dans les câbles à isolation gazeuse

M. Bruno LESCOEUR, PDG de LONDON ELECTRICITY, ajoutait que d'une régulation incitative à l'origine, purement économique, on était venu à la mise en place des décisions gouvernementales en matière de politiques sociale et environnementale.

3.4.1.4 - au Canada

La Régie de l'Énergie, présidée par M. Jean A. GUÉRIN, définit, conformément à la loi, la politique de transport ; l'enfouissement des lignes n'est pas une priorité.

La réaction de la population à l'environnement est faible, voire inexistante dans l'Amérique du Nord. S'il arrive un quelconque problème d'encombrement, de congestion, la solution se trouve en s'écartant du tracé initial. La météorologie enfin tient son rôle.

Toutefois on commence à trouver des difficultés avec les lignes aériennes dans certaines banlieues, mais le coût est tellement élevé que cela devient prohibitif. A Montréal, une ligne enfouie coûte plus de 30 fois une ligne aérienne. De plus, il n'existe pas pour l'instant une technologie souterraine capable de faire transiter du 700 kV.

Depuis 2 ou 3 ans, les mouvements écologistes se développent à New York, dans tout le Nord-Est, et en Californie : le nombre de câbles enfouis en 230 – 500 kV a été multiplié par cinq, la déréglementation favorisant également la demande de lignes aériennes.

Le problème de la construction de nouvelles centrales pour répondre à la demande est épineux ; cela est quasiment impossible dans le Nord-Est, par manque de terrains disponibles.

S'il semble plus facile de construire des centrales dans les Etats du Sud et en Californie, le premier choix repose cependant sur l'importation d'électricité des voisins. Ainsi un projet utopique est-il étudié actuellement prévoyant un câble sous marin sur plus de 100 km, de l'Alaska à la Californie, en 500 kV continu. La Californie devrait importer 15 000 MWh dans les prochaines années, aussi la demande va augmenter, tout comme à New York, au Texas et en Louisiane.

M. Cam DOWLAT estime que le continent nord-américain a 10 ans de retard sur l'Europe en matière d'enfouissement. Actuellement 80% câbles sont importés d'Europe, 10% du Japon et 10% seulement fabriqués en Amérique du Nord.

Le Québec vise le transport en 735 kV. Une directive du ministère de l'Environnement fixe les règles pour la création de lignes :

- en 315 kV et plus, pour une longueur supérieure à 2km, la procédure d'audiences publiques est obligatoire,
- de 120 à 315 kV et pour une longueur supérieure à 2km, il est nécessaire d'obtenir une autorisation après étude d'un rapport,
- pour moins de 120 kV, il n'y a pas besoin de permis, mais une consultation est quand même obligatoire pour le 69 kV.

Le Québec s'est doté d'un Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, présidé par M.A. HARVEY. Le BAPE est à mi-chemin entre nos commissaires enquêteurs et la Commission Nationale du Débat Public. Le BAPE est composé au minimum de cinq membres (plus si nécessaire), nommés pour cinq ans par le gouvernement sur proposition du ministère de l'environnement.

M. René BEAUDET, Adjoint au directeur du BAPE précise que les rapports doivent être effectués en quatre mois au maximum.

Notre collègue Normand JUTRAS, député de Drummond, ne s'est vraiment inquiété de l'enfouissement des « fils » que depuis le grand verglas de 1998. Jusqu'à cette date Hydro-Québec n'avait de compte à rendre à personne, depuis il doit déposer un plan triennal qui fait l'objet d'un contrôle annuel de son déroulement par le Parlement.

Mais Réal GAUVIN, député de Montmagny-L'Islet, ne pense pas que la question de l'enfouissement se pose avant le prochain « grand verglas ».

Les mouvements écologistes sont toutefois actifs puisque certaines lignes aériennes viennent d'être interdites : le combat de Mme Monique FOURNIER, Présidente de la Coalition des citoyens et citoyennes du Val Saint-François vient de voir sa première victoire.

3.4.2. - En France

On ne peut guère dire qu'il y a une réelle volonté en France. D'EDF à RTE, la culture « aérienne » demeure et il est regrettable de voir que les mêmes passages en force soient tentés encore de nos jours.

Si certains sites sont bien protégés, d'autres comme les parcs naturels régionaux sont laissés à la défense de quelques élus. Il serait souhaitable que le ministère de l'environnement se penche davantage sur le comportement de certains responsables locaux et examine les tentatives de dédommagement et/ou les promesses de mesures d'accompagnement que le simple citoyen ne peut parfois apprécier à sa juste valeur.

Chapitre 4 : De tels investissements sont-ils justifiés ?

Enfourer les lignes aériennes à très haute tension est-il un luxe de pays riche ? Malgré les efforts consentis par les différentes équipes de « coureurs de lignes » comme les nomment poétiquement nos amis québécois pour restaurer les lignes après les tempêtes de décembre 1999, on peut raisonnablement penser que l'enfouissement aurait permis un rétablissement plus rapide de l'électricité sur l'ensemble du territoire, en évitant l'hécatombe des pylônes dans les forêts.

La prochaine réunion de la Commission européenne devrait redéfinir des axes prioritaires sur les interconnexions du transport électrique. De par sa position et son savoir-faire en matière de production électrique, on peut penser que les axes France - péninsule ibérique, France - Italie, France - Bénélux seront définis comme tels. Il sera nécessaire de répondre à cette demande et l'on sait très bien qu'il sera impossible de défigurer les vallées de nos montagnes par le passage de lignes aériennes nouvelles.

Mais les interconnexions ne se limitent pas au réseau de transport électrique, il y a tous les réseaux de communications terrestres et fluviaux qui sont concernés. Le génie civil compte pour une part importante dans le coût de la ligne électrique souterraine ; mais il est présent également dans les autres infrastructures de transport : ne pourrait-on pas essayer de réduire les nuisances en concentrant les différents réseaux ? J'ai préconisé dans un précédent rapport la nécessité dans les tunnels de disposer d'une galerie de secours, ne pourrait-on pas chercher en ce sens des solutions économiques au franchissement de montagnes ?

Il n'est évidemment pas question de faire passer un câble de 400 kV dans un couloir de circulation. Mais les futurs tunnels vont nécessiter des galeries de reconnaissance, galeries qui serviront à l'évacuation des secours et à la maintenance. Il semble tout à fait plausible d'utiliser cette galerie pour faire transiter les câbles électriques, quite à prévoir des modalités de sécurité telles que le courant soit interrompu dès que l'usage de cette galerie en galerie de secours soit nécessaire. Cette interruption du service «électrique» est certes préjudiciable, mais j'emploierai volontiers en ce cas le raisonnement de certains responsables de tunnels routiers qui mettaient en valeur le faible taux d'accidents. Le groupe de travail EDF/SETRA/SNCF qui n'avait pas conclu à l'impossibilité de cohabitation entre ces différents « usagers » malgré des cultures très différentes et un manque de travail coordonné en temps normal, devrait être réactivé autour de RTE/RFF/SETRA auxquels il serait bon d'adjoindre des représentants du génie civil.

4.1. - Sécurité des biens et des personnes

Les notions de coupures longues (cessation des activités industrielles ou privation du confort, de l'éclairage domestique et des dispositifs de sécurité) ou de coupures brèves (interruptions et redémarrages industriels ou privation de confort des installations domestiques) sont des références à des utilisations telles que l'éclairage, la force motrice ou le chauffage, mais ignorent pratiquement les exigences nouvelles de qualité de l'électricité issues des applications modernes et futures de l'électricité.

« L'e-électricité » ou qualité électronique du service électrique devra prendre en compte les microcoupures ou impulsions très brèves qui peuvent avoir des conséquences imprévisibles mais bien réelles dans les systèmes informatiques et industriels :

- perte de données
- interruptions des transmissions
- générations d'erreurs
- allongements des temps de traitement
- redémarrage trop nombreux de séquences d'initialisation ..

Cette réflexion met en évidence la nécessité d'une étude conduisant à un état des lieux du réseau électrique, à sa mesure et à la définition de « l'e-électricité » par des normes permettant d'encadrer la performance des différents opérateurs qui interviendront dans le futur.

Beaucoup d'experts affirment aujourd'hui la meilleure performance des réseaux enterrés : ils sont capacitifs et donc d'une certaine manière filtrants et n'ont pas comme les réseaux aériens des raisons intrinsèques d'engendrer ces impulsions perturbatrices (orages et éclateurs).

Les lignes électriques ont un impact certain sur les activités humaines. On peut recenser :

- les activités agricoles (arrosage, irrigation, élagage-abattage, circulation d'engin de grande hauteur, clôture pour animaux, palissade de vigne, stockage en hauteur de produits agricoles, etc...)
- les activités de bâtiment et travaux publics (circulation d'engins de levage et de manutention, engins spécialisés de grande hauteur, fouilles, forages, travaux avec grues, échafaudage et échelles, etc...)

- les activités industrielles et commerciales (transport aérien, station service, zone d'activité commerciale, camping, carrière et graviers, etc)
- les activités de loisirs (pêche, activités nautiques, parachutisme, aile delta, parapente, montgolfière, ULM, cerf volant, lieux de rassemblement pour des excursions ou des manifestations ludiques ou sportives, etc)
- les activités publiques (installations d'équipements sportifs, terrains de jeux, plaines de jeux, établissements scolaires, parkings publics, marchés, circuits touristiques, etc.)
- les activités diverses (travaux de particuliers dans propriétés privées, actes de malveillance, ascension de pylônes, etc).

Ces activités quotidiennes sont donc soumises aux effets des lignes aériennes et s'en préserver n'est pas évident. Ainsi dans le bilan 2000 communiqué par le SYCABEL, on ne peut que remarquer la plus grande dangerosité de l'aérien.

| Période janvier à décembre 2000 | Aérien "conducteurs nus" | | | | | Conducteurs souterrains | | Autres |
|---------------------------------|--------------------------|------------|---------|----------|-------------------|-------------------------|----------|--------|
| | Agriculture | BTP aérien | Elagage | Pêcheurs | Loisirs "aériens" | BTP souterrain | Coffrets | |
| Décès | 1 | 9 | 3 | 4 | 2 | 0 | 0 | 9 |
| Blessés | 6 | 56 | 9 | 17 | 1 | 57 | 19 | 73 |
| <i>fréquence au km</i> | $1,97 \cdot 10^{-4}$ | | | | | $2,17 \cdot 10^{-4}$ | | |
| <i>Taux de gravité</i> | $0,05 \cdot 10^{-4}$ | | | | | 0 | | |

Pour maîtriser les risques a proximité des réseaux électriques, le SYCABEL préconise des mesures constructives, telles :

- l'augmentation de la résistance mécanique des ouvrages (pour éviter la rupture des conducteurs et donc les risques de contacts, dans les zones exposées aux intempéries comme la neige collante ou les tempêtes...)
- le passage en souterrain (élimine les risques de contacts, de conduction, d'incendie dans régions exposées aux intempéries, zones urbanisées, proximité campings ou marchés...)

La protection est complétée par la mise en œuvre des prescriptions de l'Arrêté Technique, respect des distances de surplomb ou de proximité vis à vis des ouvrages électriques (distance au-dessus du sol, voisinage des bâtiments, distance aux arbres, voisinage des voies de communication, des téléphériques,

zones forestières exposées aux incendies, voisinage de prises de terre de paratonnerres, voisinage d'un établissement d'enseignement, équipement sportif...), isolation ponctuelle des conducteurs nus sur les lieux de villégiature des pêcheurs.

La prévention est indispensable, non seulement par l'application de textes réglementaires mais surtout par une information très large : application de l'UTE 510 pour assurer la sécurité sur ou au voisinage des ouvrages en exploitation, apposition de pancartes ou de panneaux signifiant les dangers (*sur pylônes...*), une communication ciblée sur les populations ayant des activités à risques (*pêcheurs, agriculteurs, professionnels du bâtiment...*), une sensibilisation touchant de près le monde des enfants (*établissements scolaires...*).

4.2. - Environnement

L'impact d'une ligne aérienne sur l'environnement n'a rien à voir avec celui d'une ligne souterraine. Si à l'aplomb d'une ligne, il est indispensable de neutraliser l'occupation au sol, la zone indisponible est bien différente.

Le tableau réalisé d'après les observations de Ray AWAD est significatif en ce sens et se suffit à lui-même.

Comparaison entre les lignes aériennes et souterraines de transport en milieu urbain et agricole

(Source : Ray AWAD (Hydro-Québec

| MILIEU URBAIN | | ASPECTS | MILIEU AGRICOLE | |
|---|---|---|--|--|
| Aérien | Souterrain | | Aérien | Souterrain |
| Restriction permanente d'usage dans l'emprise | Nuisance temporaire à la circulation routière | Environnementaux : - Impact sur les activités urbaines | | |
| De 30 à 40 m. | De 1 à 4 m. | - Emprise nécessaire . 120 kV . 315 kV | Env. 30 m. Env. 40 m. | Env. 14 m. Env. 16 m. |
| Pylônes et conducteurs | Aucun (à l'occasion poste de liaison aérosouterraine) | - Impact sur le paysage | Pylônes | Postes de liaison aérosouterraine et postes de compensation |
| Très faibles | Très faibles | - Champs magnétiques | | |
| | | - Impact minimal sur l'occupation du sol | | |
| | | - Type de structure | Pylônes d'alignement à encombrement réduit | Puits d'accès : postes de compensation |
| | | - Surface occupée . 120 kV . 315 kV | 4 m ² 49 m ² | 0,2 m ² 0,2 m ² ; 1296 m ² |
| | | - Portée moyenne . 120 kV . 315 kV | env. 280 m. env. 380 m. | env.1000m.;21km env. 800m.; 16 km |
| | | Techniques : | | |
| Difficile | Facile | - Implantation en milieu urbain | | |
| Facile | Difficile | - Localisation des bris | Facile | Difficile |
| Foudre, vent, verglas | Travaux d'excavation ; chaleur | - Cause des bris | Foudre, vent, verglas | Travaux d'excavation ; chaleur |
| 1 jour 7 jours | 5 jours 20 jours | - Délais de réparation : Bris mineur Bris majeur | 1 jour 7 jours | 5 jours 20 jours |
| 60 ans et + (acier) | 40 ans (câbles secs) | - Espérance de vie | Bois : 35 ans Acier : 60 ans et + | Câbles secs : 40 ans Câbles à l'huile : 40 à 50 ans |
| | | - Tension maximale en exploitation dans le monde | 1100 kV | 550 kV |
| | | - Longueur maximale sans compensation . 120 kV . 315 kV | --- --- | 21 km 16 km |
| | | - Surcharge | Acceptable en hiver | Ne peut dépasser une certaine limite de temps |
| | | Economiques : | | |
| 1 | En moyenne : 7 fois (éventail de 3,4 à 16 fois) | - Ratio moyen entre les coûts des lignes . 120 kV | 1 | En moyenne : 7 fois (éventail de 3,4 à 16 fois) |
| 1 | En moyenne : 13 fois (éventail de 5,1 à 21,1 fois) | . 230 kV et 315 kV | 1 | En moyenne : 13 fois (éventail de 5,1 à 21,1 fois) |
| Elevé | Faible | - Coût des servitudes | | |

4.3. - Développement durable des territoires

Le remplacement pur et simple de toutes les lignes 400 kV et 225 kV aériennes par des liaisons souterraines relève encore aujourd'hui de prospectives à très long terme et de projets de recherche avancée (câbles supraconducteurs par exemple) que plusieurs pays mènent actuellement.

Un débat public doit pouvoir s'instaurer entre RTE et les conseils régionaux de France qui ont compétence en matière d'environnement. Il devrait être ainsi possible d'établir une véritable «Charte de Développement Durable» du territoire qui permettrait de prévoir les extensions de réseaux à travers les régions françaises, et même frontalières.

Compte tenu de l'évolution de la résistance des matériaux, toute nouvelle ligne aérienne est posée pour un demi siècle, au moins. En terme de pénétration des territoires, il s'agit de contraintes qui obèrent l'avenir des paysages ; il est donc parfaitement logique que les régions aient «leur mot à dire» dans ces choix d'avenir. Certaines d'entre elles pourraient même envisager de participer financièrement à des opérations ambitieuses de protection de sites ou d'éléments de patrimoine qu'elles refuseraient de voir traverser par des réseaux aériens.

4.4. - Sites à protéger

Couvrir le territoire national de cette véritable «toile» de câbles, quelle qu'en soit, par ailleurs, l'extrême efficacité, n'est pas aller sans «dégâts» pour l'environnement : paysages traversés, sites historiques survolés, «surcharge» environnementale aux abords de cités déjà sacrifiées...Les choix industriels l'ont souvent emporté sur ceux de la sauvegarde des sites.

On ne construira plus, demain, les mêmes lignes qu'on ne le fit pendant des décennies. Désormais ces préoccupations vont compter. Mais convenons que le pari n'est pas encore gagné.

Dans le sud de la France on va «doubler» la ligne existante au-dessus du Verdon plutôt que de l'enfourir. Plus au Sud, entre les rives de l'Etang de Berre et la Ville d'Aix en Provence, le plateau de l'Arbois, planté comme un décor face à la Sainte Victoire ; Cézanne venait y peindre ; une gare TGV desservant Aix y a été aménagée dans un respect scrupuleux de l'environnement. Une seule ombre au tableau : là où Cézanne venait peindre, on a « fiché » des poteaux THT qui sont juste dans l'axe de la

montagne Sainte Victoire ; au moment de la réalisation de la gare, on aurait pu profiter du chantier pour enfouir. Non, les poteaux sont toujours là, impavides face à l'un des plus beaux panoramas de France.

Et puis l'on découvre la querelle qui oppose les élus du parc régional naturel de Brière, en Loire Atlantique à RTE qui veut traverser le parc sur 13 kilomètres grâce à 35 pylônes de 22 à 40 mètres. En réalité, il semble qu'une solution alternative, mixte, serait envisageable mais RTE semble croire que l'opération est trop avancée pour revoir le projet. Malgré les « compensations » accordées par RTE, élus et associations riveraines sont entrés « en résistance ». Ce mouvement citoyen a de grandes chances de faire des émules.

4.5. - Champs électromagnétiques

Le passage de l'électricité dans les lignes de transmission, de distribution ou les appareils électriques crée automatiquement des champs électriques et magnétiques d'extrêmement basse fréquence (champs ELF 50 Hz) dans le voisinage immédiat.

Le Centre international de Recherche sur le Cancer (CIRC) - agence de l'OMS spécialisée dans la recherche sur le cancer - a achevé en juin 2001 un processus d'évaluation du risque sanitaire lié aux champs ELF.

Le groupe de travail du CTRC, réunissant des spécialistes scientifiques, a examiné les études portant sur le pouvoir cancérigène des champs électriques et magnétiques, ELF et statiques. En faisant appel à la classification standardisée du CIRC qui évalue les faits chez l'homme, l'animal et au laboratoire, les champs magnétiques ELF ont été classés comme « peut-être cancérigènes pour l'homme » d'après les études épidémiologiques reliant la leucémie chez l'enfant aux champs magnétiques ELF. Les experts du CLRC ont par ailleurs estimé qu'il n'existait pas d'explication biologique à ce phénomène qui n'est pas corroboré par les expérimentations animales.

Les données pour les autres types de cancer chez l'enfant et l'adulte ainsi que d'autres types d'exposition (c'est-à-dire les champs statiques et les champs électriques ELF) ont été considérées comme non classables en raison de l'insuffisance ou de la discordance des données scientifiques.

« Peut-être cancérigène pour l'homme » est une catégorie appliquée à un agent pour lequel il existe des indices limités de cancérigénicité chez l'homme et des indices insuffisants chez l'animal d'expérience.

Cette catégorie est la plus basse des trois utilisées par le CIRC pour les agents cancérigènes, («cancérigène pour l'homme », «probablement cancérigène pour l'homme » et «peut-être cancérigène pour l'homme») permettant de classer les agents cancérigènes potentiels en fonction des preuves scientifiques publiées.

On sait que les champs ELF agissent sur les tissus en y induisant des champs et des courants électriques. C'est le seul mécanisme d'action que l'on ait établi. Toutefois, les courants électriques induits par les champs ELF sont normalement bien plus faibles que les courants circulant naturellement dans l'organisme.

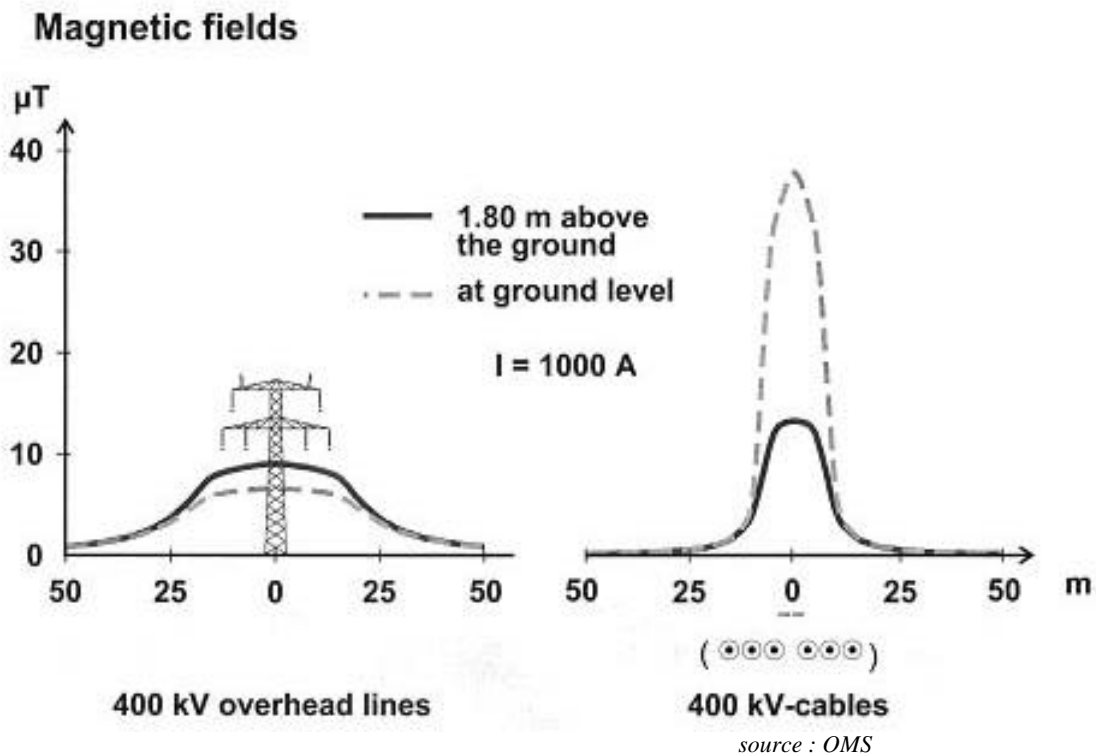
Depuis 1979, date à laquelle les études épidémiologiques ont commencé à susciter des inquiétudes à propos des champs magnétiques autour des lignes électriques et du cancer chez l'enfant, un grand nombre de travaux a été mené pour déterminer si l'exposition aux ELF a une influence sur le développement du cancer chez l'enfant, notamment la leucémie.

Deux méta-analyses récentes portant sur l'ensemble des études épidémiologiques publiées au cours des dix dernières années ont révélé une donnée épidémiologique qui a joué un rôle crucial dans l'évaluation du CIRC. Elles donnent à penser que, dans une population exposée à des champs magnétiques moyens dépassant $0,4 \mu\text{T}$, deux fois plus d'enfants peuvent développer des leucémies par rapport à une population exposée à des champs plus faibles. Malgré la taille de ces bases de données, il subsiste une certaine incertitude quant à la cause réelle de cette augmentation de l'incidence des leucémies : s'agit-il effectivement de l'exposition au champ magnétique ou d'un ou de plusieurs autres facteurs, notamment, selon l'avis des experts, l'existence d'un biais de sélection dans les études considérées?

La leucémie est une maladie peu courante chez l'enfant : on en diagnostique chaque année 4 pour 100 000 enfants entre 0 et 14 ans soit environ 400 cas par an en France. Par ailleurs, des expositions à des champs magnétiques dépassant en moyenne $0,4 \mu\text{T}$ dans les domiciles sont rares. A partir des résultats des études épidémiologiques dans lesquelles des mesures de champs magnétiques ont été réalisés, on peut estimer qu'environ 0,5 % de la population est exposée à de tels niveaux. Cette exposition serait due dans 80 % des cas aux équipements domestiques et dans 20 % des cas aux lignes à haute tension. Ce qui conduirait, dans un pays comme la France et dans l'hypothèse de l'existence du risque, à 2 ou 3 cas supplémentaires de leucémies par an, dont environ un cas tous les deux ans lié aux lignes à haute tension.

Le fait d'enterrer les lignes, s'il apporte un bénéfice en matière environnementale, n'est probablement pas susceptible d'apporter un bénéfice significatif en matière de santé publique. L'effet est principalement une diminution très sensible du champ électrique qui ne constitue pas selon les différentes expertises un facteur de risque. Par contre à proximité immédiate de la ligne le champ magnétique va sensiblement augmenter en raison de l'effet de la distance à la ligne.

A distance plus importante, (quelques dizaines de mètres) le champ sera plus faible avec une ligne enterrée qu'avec une ligne aérienne. Globalement l'effet est donc probablement neutre.



La Recommandation du Conseil du 12 juillet 1999, relative à la limitation de l'exposition du public aux champs électromagnétiques (de 0Hz à 300 GHz) fixe des limites sous deux formes : des restrictions de base et des niveaux de référence.

Les restrictions de base sont liées directement aux effets sanitaires établis avec des coefficients de sécurité. Il faut faire référence à ces restrictions de bases aux cas où le niveau de protection n'est pas précisé ou est dépassé par les niveaux de référence de l'ICNIRP.

Les niveaux de référence sont tirés des restrictions de base pour les cas d'exposition connus, assurant la conformité avec les restrictions de base.

Le rapport Tamino, demandé par le Comité parlementaire pour l'Environnement, la Santé publique et la Protection des Consommateurs (ENVI) et le Comité parlementaire pour la Recherche, le Développement technique et l'Energie (RDTE) du Parlement européen souligne qu'il est nécessaire de mettre le principe de précaution en œuvre parce que la science ne peut pas encore constater définitivement l'absence de risques pour la santé de l'exposition aux CEM. Il suggère d'établir des distances minimales de sécurité pour les sources CEM s'appuyant sur le traité de Maastricht qui faisait référence au principe de précaution.

L'opinion publique est très sensible aux effets des CEM en Italie, surtout pour l'usage du téléphone mobile. Aussi des normes très restrictives sont envisagées par la loi 36 du 22 février 2001, qui pose de nombreuses difficultés pratiques. La presque totalité des lignes aériennes HT et THT sont concernées, et dix années ont été accordées pour une mise en conformité sans aucune évaluation du coût de celle-ci. Le Professeur Pietro ARMANI, Président de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et des travaux publics de la Chambre des Députés, préconise plutôt que l'enfouissement des lignes le rehaussement des poteaux, afin de les éloigner du sol. Il insiste sur la nécessité de faire un choix entre la circulation des gens et celle de l'électricité, préconisant de rassembler les lignes électriques trop éloignées les unes des autres.

L'ENEL, propriétaire du réseau, a par contre chiffré les travaux de mise en conformité de ses 250 000 km concernés à 25 milliards d'euros. Pour l'entreprise, selon Pier-Carlo BOMBELLI, les dix prochaines années seront une embellie extraordinaire ou la paralysie totale.

L'Autriche, sous la pression des groupes écologiques, s'interroge également sur l'opportunité d'adopter une limitation plus forte que celle de l'ICNIRP, sans attendre les nouvelles propositions qui devraient être faites en 2004 par la Commission européenne.

Le Royaume-Uni ne possède pas de législation spécifique réglant l'exposition aux CEM. Cependant le National Radiological Protection Board (NRPB) a publié en 1993 un avis pour la protection des travailleurs et du grand public. Le NRPB pense que les restrictions mises en place pour les travailleurs (semblables à celles de l'ICNIRP) sont suffisantes pour le public dans la plupart des cas.

Le NRPB a établi par ailleurs que si les faits connus ne justifient pas de conclure avec certitude que les CEM sont bien responsables des cas de leucémies chez l'enfant, la possibilité demeure qu'une exposition intense et prolongée aux champs magnétiques puisse augmenter faiblement le risque pour cette maladie.

Le ministère de la Santé danois a détaché un spécialiste auprès du Comité de lutte contre le cancer, spécialement chargé d'étudier les effets des champs électromagnétiques. Ce spécialiste n'a aucun lien avec les compagnies d'électricité afin de rendre

La Suisse exige une politique de précaution, et de distinguer les effets sanitaires établis sur une base scientifique des effets éventuels non définitifs ou des « risques sanitaires suspects ». La loi pour la protection de l'environnement exige que les limites soient déterminées non seulement sur base scientifique, mais aussi sur des critères scientifiques.

M. Patrick LEVALLOIS, Directeur au Ministère de la Santé du Québec chargé du Groupe de travail « Evaluation des risques associés au champ magnétique et

électrique des lignes électriques » pense que la mission touche à sa fin, comme dans les autres pays industrialisés, car malgré les gros programmes qui ont été menés, on ne peut conclure de manière certaine.

Les valeurs de champs magnétiques mesurées dans le cas des lignes aériennes et souterraines sont très faibles, que ce soit dans les emprises de lignes ou en bordure de celles-ci et ce, peu importe le niveau de tension. Ces valeurs sont inférieures à $83 \mu\text{T}$, seuil sous lequel il n'y a aucune restriction d'exposition pour le public, conformément aux recommandations de l'International Commission of Non Ionizing Radiation Protection (ICNIRP) entérinées par l'International Radiation Protection Association (IRPA).

La France doit adopter les limites préconisées dans cette Recommandation, la limite maximum de champ étant de $100 \mu\text{T}$ à 50 Hz.

CONCLUSION

On aura compris à la lecture de ce rapport que, si pour la basse et la moyenne tension, le mouvement d'enfouissement est lancé, tel n'est pas le cas pour la haute tension et encore moins pour la très haute tension.

Si aucune volonté politique ne vient s'exprimer les perspectives d'enfouissement des lignes à 400 000 volts en France resteront pour longtemps encore comme très lointaines, voire inaccessibles.

Or, tant les progrès technologiques emmagasinés depuis des années que les possibilités de voir baisser les coûts par une politique de commandes programmées et une organisation industrielle des travaux, permettent désormais de ne plus réserver les projets d'enfouissement qu'à des sites exceptionnels. Nous ne voulons pas dire par-là que la France peut se lancer, brutalement, dans une vaste campagne d'enfouissement de toutes ses lignes HT et THT. Ce serait ruineux. Mais la France peut être beaucoup plus ambitieuse qu'elle ne le fut jusqu'à présent dans ce domaine.

Il nous faut singulièrement changer de cultures.

Culture du syndrome de l'aérien. Les cadres et personnels d'EDF ont toujours tracé des lignes «en surface» et en «hauteur». Ceux de RTE ont pris le relais. Il assument tous très bien leurs missions et ils comptent parmi les «grands électriciens» européens. Mais les succès d'hier ne doivent pas leur cacher les réussites à venir. Et, en termes d'aménagement du territoire, les succès de demain se joueront avec les lignes enfouies : besoins nouveaux d'un aménagement écologique des territoires, sécurité des installations enfouies plus rassurantes, prise de conscience de la montée en puissance des catastrophes naturelles susceptibles de fragiliser les réseaux ... autant de facteurs qui doivent conduire à revisiter cette culture de l'aérien.

Culture du coût exorbitant. Enfouir coûte 10 fois plus cher que de tendre une ligne aérienne nous affirme-t-on :

Vrai si l'on commande quelques centaines de mètres de câbles.

Faux si l'on programme des commandes importantes.

Le compatriote du Sud de votre Rapporteur, le couturier Christian Lacroix fait payer très cher une robe à exemplaire unique. S'il se lance dans le prêt

à porter, le prix de la robe sera sans commune mesure avec celui de l'exemplaire unique. Il est temps de faire du « prêt à enfouir » !

Est ce là une exigence de « pays riche » ?

Oui si l'on considère que certains pays ont des difficultés à assurer leur approvisionnement énergétique.

Peut être seulement, si l'on veut bien considérer la prise en compte grandissante du respect de l'environnement dans le développement durable des territoires.

Accepterions-nous aujourd'hui de voir ériger autant de lignes aériennes à travers le territoire français sans qu'il n'y ait d'objections, d'obstructions ? Non sûrement pas. La culture écologique a « bougé » et, avec elle, les exigences environnementales. EDF puis RTE ont du reculer dans leur projet de ligne Boutre - Carros ; il y a vingt ans, le Verdon aurait été franchi sans que quiconque -ou presque- ne s'en émeuve.

Mais la France, quoique en retard par rapport à certains pays de la Communauté, n'est pas la seule à « traîner des pieds ». L'Europe, elle même ne s'est pas encore distinguée dans l'affirmation d'une volonté très claire en matière d'enfouissement. Il se trouve que l'actualité du moment va jumeler la sortie de ce rapport avec la publication de certains objectifs européens dans le domaine des connexions transfrontalières et que, sans mettre l'accent uniquement sur cet aspect du problème, l'Europe va évoquer l'intérêt que présentent les solutions d'enfouissement par rapport aux solutions aériennes. On pense là, bien sûr, à l'environnement mais également à la mise en sécurité en cas d'actes de malveillance.

Changement de culture, enfin, dans l'appréhension des principes de prévention. Nous ne pouvons plus faire l'économie, depuis les tempêtes de l'hiver 1999, d'une réflexion sur la résistance des lignes aux phénomènes climatiques exceptionnels. Au nom de ce principe de prévention qui commence à être pleinement acté par les élus locaux, pourra-t-on indéfiniment construire des lignes à travers les forêts, pourra-t-on renforcer les lignes existantes dans de tels milieux alors que l'on sait désormais qu'en cas de fortes tempêtes, les arbres « se déplacent » sur les lignes et les font s'effondrer ? Sans vouloir toutes les changer, ce qui serait hors de portée économique, ne faut il pas envisager dès maintenant de ne plus simplement remplacer les lignes aériennes par d'autres, mais bien plutôt de les enfouir dans les zones où les possibilités de retour de ces phénomènes sont probables pour ne pas dire prévisibles ?

Le sentiment général qui doit se dégager de ce rapport c'est qu'un pari ambitieux attend RTE : celui de saisir l'opportunité sans doute unique qui s'offre à lui de doter la France de réseaux techniques électriques sécurisés par leur enfouissement. Ces réseaux s'avéreront, demain, indispensables au pays, et ils

pourraient d'ores et déjà être réalisés dans des conditions économiques telles que les horizons industriels offerts par la commande et la mutualisation de certains moyens les rendront propres à engendrer de substantielles économies d'échelle.

Enfin, on l'aura également bien compris, sur le plan de la santé, personne à ce jour n'a scientifiquement prouvé l'impact des champs électromagnétiques sur le corps humain. Mais, comme souvent en pareil cas, personne n'a prouvé le contraire. Un doute subsiste et votre Rapporteur a retenu que la ligne enfouie diffuse des champs certes très concentrés à sa toute proximité mais que le moindre éloignement diminue de la même façon - et très rapidement - le rayonnement et son risque. Ce qui n'est pas aussi systématique dans le cas des lignes aériennes.

Il y a peut être tout simplement là matière à réflexion en cette année de début de siècle où nous semblons découvrir - ou redécouvrir - le principe de précaution.



Au cœur de la Provence, sur un plateau jadis désertique, la SNCF vient de réaliser une gare de la nouvelle ligne TGV.

C'était l'occasion de mettre en commun les chantiers et d'enfourer les lignes électriques. Occasion manquée ! Cet immense pylône nargue la Sainte Victoire de Cézanne.

RECOMMANDATIONS

1 - Il est nécessaire d'établir un « inventaire » de tous les sites de transports aériens « à risque », soit en terme environnemental soit en terme de risques contre les actes de malveillance et les aléas climatiques, soit encore en terme de santé, liés à l'observation de phénomènes d'impact des champs électromagnétiques sur les riverains, Il faut aboutir à un schéma directeur d'enfouissement d'ici fin 2002 compatible avec la notion d'aménagement durable du territoire.

2 - Cet inventaire sera soumis au classement d'un groupe de travail interministériel : Aménagement du Territoire et Environnement, Industrie, Equipement et Transports. Les sites aériens retenus par ce groupe de travail feront l'objet de travaux d'enfouissement dans un délai qui ne devra pas excéder 10 ans après la publication de cette liste. Pour les sites les plus « sensibles », un délai de 6 ans pour la réalisation d'enfouissement paraît judicieux en terme de programmation des dépenses d'exploitation et d'investissements par RTE.

3 - Il revient à « Réseau de Transport Electrique » la responsabilité d'élaborer un « Plan de réduction des coûts des techniques d'enfouissement des lignes électriques » en liaison avec les acteurs économiques du secteur : câbliers, entreprises de génie civil...

Ce Plan, à paraître, raisonnablement, sous un délai d'un an devra faire l'objet d'un point périodique, tous les trois ans par exemple, afin de juger des progrès réalisés et de la pertinence de l'affichage d'une volonté politique dans l'accélération des efforts d'enfouissement. Ce Plan est essentiel pour passer à un rythme plus soutenu d'enfouissement.

4 - Un concept de standardisation des installations enfouies doit être développé par RTE afin d'abaisser les coûts. EDF a très bien su faire cela dans le

domaine du nucléaire avec son véritable « plan programme » de centrales. Il faut aller vers une rationalisation des commandes, seule susceptible, aujourd'hui, de favoriser cette baisse des coûts.

5 - Les efforts de recherche doivent être poursuivis et amplifiés. L'évolution des techniques et l'abaissement des coûts ne concernent pas que le câble. Les techniques de pose ont également évolué tout comme les conditions de sécurité qui ne nécessitent plus désormais de faire une réserve foncière aux dimensions d'une autoroute, mais seulement aujourd'hui, d'une voie départementale.

6 - Dans le respect de la nouvelle loi sur la « sécurité des structures de transport en France » RTE et EDF devront étudier toutes les possibilités d'utiliser, pour l'enfouissement, les réalisations de « voies pénétrantes » de type tunnels, notamment transfrontaliers, pour « passer » des lignes souterraines, ou sous les chaussées des voies autoroutières.

Cela nécessite un sens du dialogue permanent avec les ministères concernés, celui des Transports par exemple, qui doit réaliser dans les dix années à venir la « percée » alpine Lyon-Turin. Il y a là, tout à la fois, mesure d'économie, meilleure assurance environnementale et sécurisation maximale du dispositif.

7 – Pour favoriser le droit à l'expérimentation, je demande à RTE de revoir sa position sur le site du Parc naturel régional de Brière et d'étudier la possibilité d'une ligne mixte aérienne/souterraine telle que réclamée par les riverains et les élus.

8 – Utiliser le retour d'expérience comme outil de détection pour les points sensibles aux aléas afin de les recenser et de leur appliquer des solutions adaptées à leur situation respective : soit renforcement de lignes aériennes, soit enfouissement de lignes, soit mixité des solutions.

Les tempêtes de décembre 99 pourraient servir de référence à un « pilote » de retour d'expérience. Devant la multiplication prévisible des phénomènes météorologiques exceptionnels, et dans une politique de développement durable, le simple rétablissement des circuits – même renforcés – n'est pas suffisant.

9 – Utiliser la présidence française du Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) pour insuffler une politique européenne de mise en commun des expériences et des moyens technologiques et économiques susceptibles de favoriser toute solution d'enfouissement.

Adoption du rapport

L'Office a procédé à l'examen du rapport sur l'enfouissement des lignes à haute et très haute tension de M. Christian Kert, député. Mercredi 12 décembre 2001 sous la présidence de M. Pierre Laffitte, sénateur, vice-président.

M. Christian Kert, député, rapporteur, a rappelé que si des progrès ont été réalisés ces dernières années dans l'enfouissement des lignes à basse et moyenne tension, il n'en était pas de même pour la haute et la très haute tension, alors que ces lignes font l'objet d'une opposition de plus en plus vive de la part des populations riveraines.

Le gestionnaire des lignes électriques à haute et à très haute tension qui est, depuis le 10 février 2000, Réseau de Transport d'Électricité (RTE) se retranche derrière des arguments techniques et économiques pour justifier son refus d'enfouir ces lignes. Or depuis quelques années, plusieurs données nouvelles plaident en faveur de la mise en place d'une politique d'enfouissement.

La France est en retard par rapport à bon nombre de ses partenaires européens, et par rapport à des pays du continent américain, où, pourtant, la politique énergétique n'a pas connu jusqu'à présent de succès identiques à ceux de notre pays.

Les coûts qui ont longtemps été présentés comme irréversibles montraient que l'opération d'enfouissement d'une ligne revenait dix fois plus cher que la pose de cette même ligne, en aérien. Dans un tel rapport économique, il était évident qu'un tel choix pouvait être légitimement considéré comme un luxe. Or, la réalité est plus complexe et, déjà, compte tenu des contraintes nouvelles de sécurité imposées à l'aérien après les tempêtes, ce ratio peut être considéré comme dépassé.

Les exigences en matière de respect d'environnement, de protection des sites, de préoccupation de santé ont considérablement évolué en quelques années et, aujourd'hui les populations riveraines d'un projet de tracé de lignes en contestent les nécessités et même critiquent les installations existantes au prétexte, souvent fondé, qu'elles dénaturent le paysage.

D'autre part, des avancées technologiques réelles sont d'ores et déjà susceptibles de favoriser le développement de l'enfouissement, mais aussi de permettre l'abaissement de coûts qui peuvent à certains égards paraître quelque peu exagérés.

Aux antiques câbles à papier imprégné d'huile se sont substituées de nouvelles techniques à travers le monde.

Les câbles à isolation synthétique comportent au moins : une âme en cuivre ou aluminium par où transite le courant, un écran semi-conducteur interne, une enveloppe isolante entre les écrans semi-conducteurs, un écran semi-conducteur externe (sur enveloppe isolante), un écran métallique (alliage de plomb ou en aluminium) qui contribue au confinement du champ électrique, assure la circulation des courants de courts circuits et empêche l'eau d'atteindre sa couche isolante ainsi qu'une gaine extérieure qui assure la protection mécanique du câble et isole l'écran de la terre. Cette gaine peut être en polychlorure de vinyle ou en polyéthylène.

L'installation « pilote » en ce domaine est à Berlin, où un tunnel long de 12 km a été creusé à 30 mètres de profondeur sous les deux anciens « Berlin ». Son diamètre extérieur est de 3,60 mètres. C'est une opération onéreuse, mais très réussie techniquement et en termes de sécurité. Des réalisations du même type existent également à Copenhague et à Tokyo.

Autre technique, les câbles à isolation gazeuse comportent un conducteur en aluminium supporté par des isolateurs dans un gaz isolant sous pression, une enveloppe extérieure en aluminium, un revêtement anticorrosion. Le meilleur gaz isolant est un mélange à base d'azote qui permet d'éliminer l'inconvénient majeur de l'hexachlorure de soufre d'être un gaz à effet de serre. Mais l'utilisation de cette technique impose de prévoir des stations de redressement pour compenser la perte de puissance. Actuellement ces stations d'environ 2 hectares sont nécessaires tous les 20 km.

A Genève, un passage souterrain a été construit dans un tissu urbain très dense ; il mesure 450 mètres. En France, aux Renardières, un programme commencé en 1992 a été validé le mois dernier ; il s'agit d'un tube de 55 cm de diamètre en aluminium, le conducteur central étant maintenu par des tripodes. La réalisation la plus longue se trouve au Japon, où le tunnel atteint 3,5 km.

Enfin les câbles supraconducteurs qui comportent un conducteur refroidi à la température cryogénique (actuellement de l'azote liquide à -196°), un isolant électrique et une enveloppe extérieure. Pour pouvoir utiliser ces câbles, il est nécessaire d'y adjoindre des unités de refroidissement. L'azote entre ainsi par un bout de la liaison, s'échauffe au fur et à mesure de son écoulement, ressort avec un accroissement de température et passe dans l'unité de refroidissement qui le ramène à sa température initiale et repart dans la liaison.

L'utilisation de ces nouvelles technologies devrait permettre d'abaisser les coûts d'autant que les emprises au sol ont été notablement réduites, le passage d'une ligne souterraine à très haute tension ne devrait plus neutraliser qu'une bande de terrain équivalente à la largeur d'une route départementale.

Mais la véritable réduction des coûts ne pourra se faire que si le volume des commandes passées aux fabricants de câbles devient significatif. L'enfouissement des lignes à haute et à très haute tension ne pourra jamais concerner la totalité du réseau et devra être réservé à des passages particulièrement sensibles pour des raisons de protection de l'environnement, mais aussi pour sécuriser certaines parties du réseau particulièrement exposées aux aléas climatiques.

M. Claude Gatignol, député, a rappelé que les câbles aériens pouvaient aussi être utilisés pour dérouler de la fibre optique et a demandé au rapporteur, qui lui a répondu par la négative, si les lignes enfouies donnaient lieu à impositions locales.

M. Pierre Laffitte, président, sénateur, a souligné les gains en coût qui pouvaient être obtenus de l'enfouissement des lignes sous le réseau autoroutier et a insisté sur l'importance d'une prise de conscience européenne dans ce domaine.

Le rapport présenté par M. Christian Kert, député, a été adopté à l'unanimité des membres présents.

| |
|---------------|
| Annexe |
|---------------|

Le Rapporteur tient à remercier chaleureusement Messieurs Luc DESMOULINS, adjoint au directeur de la Division Transport Electrique, Jean-Pierre DESBROSSES, directeur du Centre national d'expertise Réseaux et Michel DERDEVET, directeur de la Communication et des relations extérieures de Réseau de Transport Electrique pour l'assistance qu'ils lui ont prodiguée tout au long de ce rapport et des missions effectuées.

I. Personnalités entendues à PARIS

LE 21 NOVEMBRE 2000

M. André MERLIN, directeur de Réseau de Transport Electrique (RTE)

M. Michel DERDEVET, directeur de la Communication et des relations extérieures de RTE

Mme Sabine DUVAL-SOMVEILLE, adjointe au directeur de la Communication et des relations extérieures de RTE

LE 6 DECEMBRE 2000

M. Gérard MENJON, directeur des Etudes et Recherches d'Electricité de France

M. Christophe BOISSEAU, chef de département adjoint Câbles, condensateurs, matériels d'automatisme, matériaux, EDF Pôle Industrie

Mme Christine MOUNAU-GUY, chargée des relations avec le Parlement, à la Présidence d'EDF

LE 25 SEPTEMBRE 2001

M. Hugues de GROMARD, Délégué Général du Syndicat professionnel des fabricants de fils et câbles électriques (SYCABEL)

M. Jean-Claude FREBAULT, Directeur de l'Activité Transport et Distribution d'Energie de Pirelli Câbles et Systèmes

LE 10 OCTOBRE 2001

M. Michel MASSONI, Directeur de l'Accès aux Réseaux Electriques à la Commission de Régulation de l'Electricité

LE 11 OCTOBRE 2001

M. Renaud ABORD de CHATILLON, Ingénieur Général des Mines

LE 31 OCTOBRE 2001

M. Bruno THOMAS, Président du SYCABEL, Directeur délégué de NEXANS

M. Jean-Philippe BONNET, Service de l'Electricité, Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon, Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

Mme Isabelle LESIRE, Service de l'Electricité, DIGEC, DGEMP, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

LE 6 NOVEMBRE 2001

M. Bruno DESPRELLE, Sous Directeur de l'intégration de l'environnement dans les politiques publiques, ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement, direction des études économiques et de l'évaluation environnementale

LE 13 NOVEMBRE 2001

M. Francis BOUQUILLON, Directeur Général du Syndicat des entrepreneurs de réseaux et de constructions électriques (SERCE)

M. Jean-François ESTADIEU, Secrétaire Technique du SERCE

M. Daniel RIVARD, Président Directeur Général de Marais Contracting

M. Frédéric BOST, Responsable des Opérations Marais C.

M. Jean-Louis SOUCHE, Relations avec les Collectivités territoriales Marais C.

M. Roland BAILLE, directeur technique Marais Contracting

II. Personnalités entendues lors de missions en France

AU SITE DES RENARDIERES EDF RECHERCHE, LE 11 DECEMBRE 2000, A MORET-SUR-LOING

M. Christophe BOISSEAU, chef de département adjoint Câbles, condensateurs, matériels d'automatisme, matériaux, EDF Pôle Industrie

M. Jean-Yves BROUELLE, directeur de la division transport d'électricité de RTE

Mme Sabine DUVAL-SOMVEILLE, adjointe au directeur de la Communication et des relations extérieures de RTE

A BONNINGUE – LES – CALAIS, LE 13 JUIN 2001, A LA STATION D'IFA 2000 :

M. Didier ZONE, directeur du Système Electrique du Nord-Est de RTE,

M. Philippe MAZINGARBE, ingénieur d'exploitation et de maintenance d'IFA2000

M. Xavier BOURGEAT, ingénieur d'exploitation et de maintenance

A L'USINE SAGEM DE MONTEREAU, LE 22 OCTOBRE 2001

M. Michel TOUSSAN, membre du Conseil de surveillance de SAGEM

M. Alain RAFFY, directeur de l'établissement

M. Pierre ARGAUT, responsable de l'Unité d'Etudes Câbles de puissance

M. Daniel VINCENT, directeur Energie Haute Tension

M. Jacques SACHER, chef de produits

A L'USINE PIRELLI DE SENS, LE 22 OCTOBRE 2001

M. Laurent TARDIF, Président du Directoire

M. Giovanni POZZATI, Directeur de la Recherche et Développement Pirelli France

M. Jean-Claude FREBAULT, Directeur de l'Activité Transport et Distribution d'Energie de Pirelli Câbles et Systèmes

M. Hugues de GROMARD, Délégué Général du Syndicat professionnel des fabricants de fils et câbles électriques (SYCABEL)

AU SITE DES RENARDIERES EDF RECHERCHE, LE 22 OCTOBRE 2001, A MORET-SUR-LOING

M. Yves MAUGUIN, RTE

M. Hugues de GROMARD, Délégué Général du Syndicat professionnel des fabricants de fils et câbles électriques (SYCABEL)

III. Personnalités entendues lors de missions à l'étranger

A BERLIN, LES 19 ET 20 AVRIL 2001

pour l'ensemble de la mission

M. Michel BOIVIN, Attaché commercial au Service d'expansion économique

à la Résidence de l'Ambassadeur

S. Exc. M. Claude MARTIN, Ambassadeur de France

au Sénat de BERLIN

M. Ingo VOLLAND, directeur du service de la politique énergétique et de la technologie (administration pour l'économie et la technologie)

M. Christian MUHS, directeur pour l'aménagement du territoire et de l'urbanisme (administration pour le développement urbain de la ville de Berlin)

au siège de BEWAG

M. Manfred WOHLERS, directeur du service Réseaux

M. Claus-Georg HENNINGSEN, directeur

A COPENHAGUE, LES 31 MAI ET 1^{ER} JUIN 2001

pour l'ensemble de la mission

M. Claude CHARDET, Attaché commercial au Service d'expansion économique

au siège de l'ENERGISTYRELSEN (Agence danoise de l'énergie, Ministère de l'environnement et de l'énergie)

M. Søren Thorpstrup LAURSEN, responsable des différentes phases du projet de câble enfoui de 400 kV à Copenhague

au Danske Energiselskabers Forening (association des producteurs d'énergie) à FREDERIKSBERG

M. Carsten MATHIESEN, ingénieur DEF,

M. Aksel Gruelund SØRENSEN, Directeur ELTRA (*distribution ouest du DK*),

à l'Ambassade

S. Exc. M. Jean-Pierre MASSET, Ambassadeur de France

M. Guy LOMBARD, Conseiller économique et social

M. Svend O. Seeberg FRIIS, conseiller spécial pour les questions européennes à l'Agence danoise de l'énergie du Ministère de l'environnement et de l'énergie

au siège de l'ELKRAFT (réseau distribution est du DK)

M. Per JOHANSEN, Directeur financier ELKRAFT System a.m.b.a.

M. Hans-Henrik CLOD-SVENSSON, Directeur système d'ELKRAFT System a.m.b.a.

M. Ture RØES, Directeur des Lignes à NESAs

A LONDRES LES 13 ET 14 JUIN 2001

pour l'ensemble de la mission

Dr. Michel BERNIER, Conseiller Scientifique près l'ambassade de France

Mme Clélia MORALI, Attachée commerciale au Service d'expansion économique

au DTI

M. Lawrence CADMAN (DTI)

Dr John SCOTT (OFGEM)

au siège de LONDON ELECTRICITY

M. Bruno LESCOEUR, PDG de LONDON ELECTRICITY

M. Kevin MORTON, Directeur des Opérations de London Electricity

M. Andrew RILEY, Directeur du service Ventes et Marketing de National Grid Company

M. Les ADAMS, Directeur des études de National Grid Company

M. Stephen BATH, Directeur des opérations National Grid Company (secteur de Londres)

à St.John's Wood pour la tête de chantier d'enfouissement

M. Kevin MORTON, Directeur des Opérations de London Electricity

M. Andrew RILEY, Directeur du service Ventes et Marketing de National Grid Company

M. Les ADAMS, Directeur des études de National Grid Company

M. Stephen BATH, Directeur des opérations National Grid Company (secteur de Londres)

M. Jim STREET, ingénieur projet ligne Londres Nord de National Grid Company

Professor Steve SWINGLER, projet ligne Londres Nord de National Grid Company

à l'interconnecteur de Sellindge

M. Kevin MORTON, Directeur des Opérations de London Electricity

M. Andrew RILEY, Directeur du service Ventes et Marketing de National Grid Company

AU CANADA, DU 15 AU 18 JUILLET 2001

pour l'ensemble de la mission

Mme Ioulia SAUTHIER, attachée commerciale au Poste d'Expansion Economique de Montréal

à Montréal, à la Régie de l'Energie

M. Jean A. GUÉRIN, Président

M. Robert MEUNIER, Adjoint exécutif au président

M. Gilbert NEVEU, Directeur Général

M. Cam DOWLAT, Directeur des ventes et du marketing de Nexans, Câbles de haute tension et câbles sous-marins, bureau de Toronto

au siège de TransEnergie, filiale Transport d'Hydro-Québec

M. Jacques REGIS, Président de TransEnergie

M. Ray AWAD, Direction « Expertise et support technique transport »

M. Normand BELL, Direction « projets de transport »

à Grondines, tunnel sous le Saint Laurent et pour le reste de la mission

M. Ray AWAD, Direction « Expertise et support technique transport »

M. Jean-Guy BERNIER, chef maintenance de la station

à Québec,

M. PELLERIN, vice-consul

au Ministère des Ressources Naturelles

M. René PAQUETTE, Directeur, Direction du développement électrique

M. Robert TALBOT, Coordonnateur aux Affaires internationales

Dr. Philippe NAZON, Direction du développement électrique

à la Direction de la Santé Publique

M. Patrick LEVALLOIS, Directeur au Ministère de la Santé, Groupe de travail « Evaluation des risques associés au champ magnétique et électrique des lignes électriques »

M. D. GAUVIN, Biologiste

au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

M.A. HARVEY, Président du BAPE

M. Jacques TREMBLAY, Directeur à la Direction de l'Expertise Environnementale et des Communications

M. René BEAUDET, Adjoint au directeur, direction de l'expertise environnementale et des communications

à l'Assemblée nationale

M. Normand JUTRAS, député de Drummond, adjoint parlementaire à la ministre de la Justice

M. Réal GAUVIN, député de Montmagny-L'Islet

Mme Juliette CHAMPAGNE, responsable du Service des affaires européennes

à l'Institut de Recherches d'Hydro-Québec de Varennes

M. Normand RIVEST, Chef du laboratoire Haute tension

M. Jean-Luc PARPAL, Chercheur, Expertise équipements électriques, direction principale Recherche et développement de l'IREQ

au Poste d'expansion économique de Montréal

Mme Marie-Claude AURADOU-REKIOUAK, Conseillère commerciale

Mme Monique FOURNIER, Présidente de la Coalition des citoyens et citoyennes du Val Saint-François

AUX ETATS UNIS, DU 19 AU 20 JUILLET 2001

à Détroit, pour toute la mission

M. Jérôme CHASTENET, Conseiller commercial

au site expérimental de Détroit Edison

Dr. Ing. Aldo BOLZA, directeur de la Recherche – Développement de PIRELLI Câbles

M. Marco NASSI, Directeur R & D et du projet HTS PIRELLI

M. Paul PISANI, Directeur des ventes de PIRELLI Power Cables and Systems North America

M. Robert M. BARRETTE, Directeur du programme HTS de Detroit Edison

M. Jean-Pierre TUTIN, Consul Général Adjoint à Chicago

à Palo Alto, pour toute la mission

M. Stéphane ROY, Attaché pour la Science et la Technologie

à l'EPRI, Electric Power Research Institute

M. Dan BACKER, vice-président de l'EPRI

Mme Magdalena CHODOROWICZ, directeur exécutif du Développement à l'EPRI International

M. Walter ZENGER, manager du département Développement scientifique et technologique, chargé des transmissions souterraines

M. Robert SCHAINKER, département Développement scientifique et technologique, chargé du transport et des sous-stations

Dr. Paul M. GRANT, chercheur

EN ITALIE, LES 11 ET 12 SEPTEMBRE 2001

pour l'ensemble de la mission

Pr. Marie-Thérèse JANOT-GIORGETTI, Conseillère pour la Science, la Technologie et la Coopération Universitaire près l'ambassade de France

à la Bicocca degli Arcimboldi, PIRELLI CABLE ENERGIE, MILAN

M. Fernando GONZALEZ, Senior Vice-Président PIRELLI CABLE ENERGIE

M. Aldo BOLZA, directeur de la Recherche – Développement

M. Cesare BISLERI, département Recherche – Développement

M. Aurelio ARIANO, directeur du Marketing Energie

M. Pierre SENTENAC, attaché commercial, PEE de Milan

à la Chambre des Députés, Palazzo Montecitorio

M. Pietro ARMANI, Président de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et des travaux publics

au siège d'ENEL

M. Pier Carlo BOMBELLI, directeur des affaires institutionnelles et internationales

M. Bruno BELLOMO, chargé de l'environnement au département des affaires institutionnelles et internationales

M. Sergio SCALCINO, département des affaires institutionnelles et internationales

M. Romeo RENDINA, directeur du département Transport

à l'ambassade de France

S. Exc. M. Jacques BLOT, Ambassadeur de France

On. Giovanni DELL'ELCE, sous secrétaire d'Etat à l'énergie auprès du ministre de l'Industrie

M. Gabriele CHECCHIA, conseiller du Ministre de l'Industrie

M. René GHESQUIERE, ministre conseiller pour les affaires économiques et commerciales

M. Patrice BERGAMINI, Premier secrétaire de l'Ambassade

N° 3477.- Rapport de M. Christian Kert, au nom de l' office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, sur l'apport de nouvelles technologies dans l'enfouissement des lignes électriques à haute et très haute tension.