



Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

PROJET DE LIGNE ELECTRIQUE A 400 000 V « COTENTIN-MAINE »
-
ETUDE DES ALTERNATIVES A LA LIGNE AERIENNE

Le 22 novembre 2005

TABLE DES MATIERES

PRÉSENTATION DU DOCUMENT	3
1. ETUDE N°1 : RECONSTRUCTION EN QUADRUPLE TERNE	4
1.1 EN QUOI CELA CONSISTE ?.....	4
1.2 CONSTRUCTION EN LIEU ET PLACE	4
1.3 CONSTRUCTION À CÔTÉ DE LA LIGNE ACTUELLE	5
1.4 EVALUATION DES COÛTS	6
1.5 CONCLUSION	6
2. ETUDE N°2 : CONSTRUCTION D'UNE LIAISON SOUTERRAINE	7
2.1 SYNTHÈSE	7
2.2 PRÉAMBULE	7
2.3 POLITIQUE DE RTE EN MATIÈRE D'ENFOUISSEMENT DES RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	8
2.4 DONNÉES TECHNIQUES SUR LES LIAISONS SOUTERRAINES À 400 000 V	10
2.5 CONSÉQUENCES EN MATIÈRE DE CONDUITE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE.....	16
2.6 ÉLÉMENTS DE COÛTS COMPARÉS ENTRE TECHNIQUES AÉRIENNES ET SOUTERRAINES DANS LE CAS DE COTENTIN-MAINE	16
2.7 DONNÉES ENVIRONNEMENTALES SUR LES LIAISONS SOUTERRAINES	20
3. ETUDE N°3 : LES CONDENSATEURS SÉRIE	24
3.1 LA COMPENSATION SÉRIE : LES PRINCIPES.....	24
3.2 UTILISATION HABITUELLE DES CONDENSATEURS SÉRIE.....	24
3.3 APPLICATION AU CAS DE FLAMANVILLE	24
3.4 LA COMPENSATION SÉRIE : LES POINTS CRITIQUES	26
3.5 CONCLUSION	28
4. ETUDE N°4 : UTILISATION D'UN AUTOMATE DE DÉCLENCHEMENT	30
4.1 PRINCIPE GÉNÉRAL	30
4.2 BESOIN POUR RÉPONDRE AUX CRITÈRES DE SÛRETÉ	30
4.3 CONSÉQUENCES SUR LA SÛRETÉ DU SYSTÈME.....	30
4.4 AUTRES DISPOSITIFS DE DÉCLENCHEMENT	30
4.5 CONCLUSION	31
5. BIBLIOGRAPHIE	32
ANNEXE 1 : UTILISATION DE LA TECHNIQUE SOUTERRAINE EN THT DANS LE MONDE ET EN FRANCE	33

Présentation du document

Le présent document a pour but de répondre à une demande de la Commission Particulière du Débat Public Cotentin-Maine, qui a demandé à RTE d'explicitier les alternatives présentées brièvement dans le dossier du Maître d'Ouvrage.

Ce document se focalise sur les « actions techniquement efficaces, mais d'un coût prohibitif » et les « actions palliatives posant des problèmes rédhibitoires » présentées en pages 44 à 47 du Dossier du Maître d'Ouvrage.

Les « actions non efficaces pour améliorer le lien synchronisant » n'ont pas été détaillées dans le présent document, car elles n'ont pas d'intérêt dans le cadre du projet Cotentin-Maine.

1. Etude n°1 : Reconstruction en quadruple terre

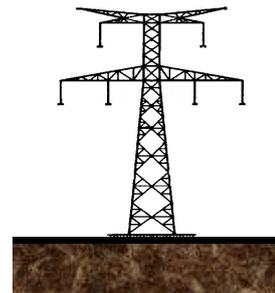
1.1 En quoi cela consiste ?

Il s'agirait de reconstruire la ligne existante en multipliant par deux le nombre de câbles conducteurs supportés par les pylônes. Les pylônes de la ligne actuelle doivent alors être remplacés, car ils ne peuvent supporter le doublement du nombre de conducteurs.

1.2 Construction en lieu et place

La construction en lieu et place nécessite de procéder en plusieurs étapes :

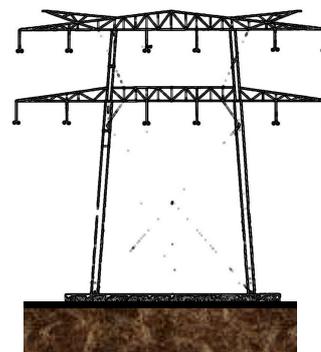
- 1) mise hors tension de la ligne existante



- 2) dépose de la ligne existante, au fur et à mesure de la construction de la nouvelle ligne



- 3) Raccordement de la nouvelle ligne dans les postes de départ et d'arrivée



Le délai entre la mise hors service de la ligne actuelle et la mise en service de la nouvelle ligne est estimé à deux ans, pendant lesquels 250 personnes seraient mobilisées, ce qui représenterait un chantier d'importance exceptionnelle.

Pendant cette période, le maintien du synchronisme sur le site de Flamanville ne serait pas garanti. Une baisse importante de production à Flamanville serait imposée par RTE pour garantir la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Cette baisse conduirait à réduire fortement la production d'un des deux groupes de production actuels. Le coût correspondant est de plusieurs centaines de millions d'euros. Ce coût traduit le fait qu'une ligne d'évacuation d'un groupe de production d'une telle puissance est un élément vital du système électrique, un peu comme une artère dans le corps humain.

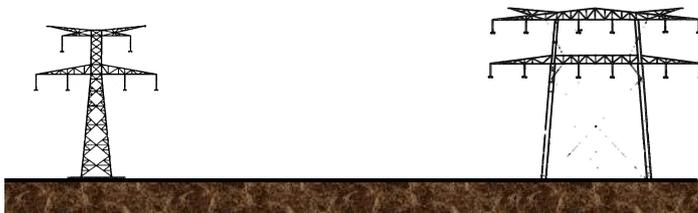
1.3 Construction à côté de la ligne actuelle

La construction en lieu et place n'étant pas possible, nous avons envisagé la construction d'une liaison quadruple terne à côté de la ligne actuelle, qui serait déposée en fin de chantier.

Les étapes sont alors les suivantes :



Situation de départ : la ligne actuelle est sous tension.



Pendant la construction de la nouvelle ligne, la ligne actuelle est maintenue dans le réseau.



La nouvelle ligne est mise en service. L'ancienne ligne peut alors être déposée.



Situation finale : la ligne quadruple terne seule subsiste.

Dans ce scénario, la ligne actuelle est déposée après moins de 30 ans de service – comme dans le scénario précédent –, donc bien avant d'être amortie. Ce scénario ne paraît pas pertinent, car :

- la construction d'une ligne quadruple terne, dont l'emprise au sol et la hauteur rendent plus difficile son insertion dans l'environnement, est plus difficile que la construction d'une ligne double terne proposée par RTE.
- De plus, la construction d'une ligne quadruple terne est en soi beaucoup plus chère (environ deux fois et demie) que la construction d'une ligne double terne.

1.4 Evaluation des coûts

Le coût de la construction de la ligne quadruple terne en lieu et place de la ligne actuelle a été estimé à :

- 380 millions d'euros de construction
- auxquels il faut ajouter 22 millions d'euros de coût de dépose de la ligne actuelle,
- ainsi que le coût résultant de l'arrêt d'un groupe de Flamanville qui serait nécessaire pour garantir la sécurité du système électrique (coût estimé à plusieurs centaines de millions d'euros),
- en tout rigueur il faut ajouter « valeur d'usage » de la ligne actuelle, c'est-à-dire sa part non amortie, car elle serait détruite alors qu'elle n'aurait que 30 ans environ, qui est égale à environ 70% de son coût soit 100 millions d'euros environ.

Le coût de construction d'une ligne quadruple terne à côté de la ligne actuelle est le même, sans toutefois compter le coût de l'arrêt de Flamanville 3 pendant la durée du chantier.

1.5 Conclusion

La construction d'une ligne quadruple terne conduit à des coûts supérieurs à 3,5 fois celui de la construction d'une ligne double terne, pour un gain environnemental modéré (les pylônes se voient de beaucoup plus loin et ont une emprise au sol beaucoup plus grande, avec toutefois une seule file de pylône), et à court terme la construction d'un ouvrage plus imposant que celui qui est proposé par RTE.

De plus, la ligne quadruple terne pose des problèmes d'exploitation du réseau : la consignation d'une partie de la ligne est délicate, et en cas d'avarie d'un pylône, la perte simultanée des quatre ternes ferait courir des risques très importants à la stabilité du système électrique.

Ces stratégies n'ont donc pas été retenues par RTE.

2. Etude n°2 : Construction d'une liaison souterraine

2.1 Synthèse

Pour développer le réseau de transport d'électricité, RTE a régulièrement recours à la technique de l'enfouissement, dans les niveaux de tension 63 000 volts, 90 000 volts et 225 000 volts.

Pour ce qui est du réseau à 400 000 volts, l'enfouissement est techniquement possible depuis quelques années, notamment grâce à la recherche et développement impulsée par RTE.

La réalisation d'une liaison de 150 km de long dans le cadre du projet Cotentin-Maine n'est toutefois faisable que théoriquement, car :

- **l'investissement est 9 fois plus onéreux pour le souterrain que pour l'aérien en 400°000 volts, ce qui représente un surcoût d'un milliard d'euros pour le projet Cotentin-Maine,**
- **la réalisation d'une liaison de 150 km représenterait un saut technologique, qui ne peut être entrepris sans risque. Des étapes intermédiaires sont nécessaires ;**
- **enfin, signalons qu'une liaison souterraine, dont l'impact sur le paysage est beaucoup plus faible que celui d'une ligne aérienne, a néanmoins un impact non négligeable sur l'environnement (milieux naturels et sols notamment).**

La question de l'arbitrage économique vient d'être tranchée au niveau politique. En effet, le Contrat de Service Public, signé par le Premier Ministre et le Président du Directoire de RTE, stipule que, « pour protéger les paysages, les milieux naturels et urbanisés, RTE recourra préférentiellement aux liaisons souterraines, pour les ouvrages 400 000 volts, dans des situations exceptionnelles, du fait du coût de la mise en souterrain ».

2.2 Préambule

Dans le cadre de sa mission de service public, RTE est chargé de développer le réseau pour :

- répondre à la croissance diffuse des consommations,
- améliorer les échanges et le secours mutuel avec les pays voisins,
- renouveler le réseau lorsqu'il devient vétuste.
- Permettre le raccordement de nouveaux clients producteurs, distributeurs ou consommateurs. C'est le cas de la ligne Cotentin Maine.

Lorsque RTE étudie les conditions de ce renforcement, et les alternatives possible, l'entreprise prend en compte :

- La capacité technique de l'ouvrage à résoudre le problème posé, sa durée de vie, la capacité de l'entreprise à en assurer la maintenance.
- Ses effets sur l'environnement et le paysage.
- Son coût qui doit être acceptable pour la collectivité.

C'est l'étude qui a été menée pour la ligne Cotentin Maine et dont ce document présente les principaux éléments.

2.3 Politique de RTE en matière d'enfouissement des réseaux de transport d'électricité en France

Le respect de l'environnement et du cadre de vie est une préoccupation croissante de la population et que RTE partage. Selon leur niveau de tension et leurs utilisations, les lignes aériennes et souterraines contribuent toutes deux au développement et au renouvellement harmonieux du réseau public de transport d'électricité français.

Dans ce cadre, une politique de recherche et développement ambitieuse a été engagée depuis de nombreuses années, et se poursuit aujourd'hui. Elle a déjà notamment permis d'améliorer la capacité d'enfouissement, d'augmenter la performance des ouvrages, de mettre au point des techniques de simulation visuelle...

Ainsi, pour ce qui concerne l'enfouissement, RTE a pris des engagements très clairs dans le cadre des accords « Réseaux électriques et environnement », signés avec l'Etat depuis 1992. Aujourd'hui, le Contrat de Service Public entre l'Etat et RTE, signé le 24 octobre 2005, fixe les objectifs à atteindre jusqu'en 2007 sur :

- le taux d'enfouissement des lignes HT à créer ou à renouveler, soit 30%,
- le taux de substitution et de dépose des lignes aériennes HT et THT par rapport au linéaire de réseau construit, soit 100%.

2.3.1 Engagements et résultats obtenus par RTE en matière d'enfouissement pour les lignes HT et THT

Les liaisons souterraines sont un moyen d'améliorer l'insertion paysagère du réseau électrique. Les conditions du développement du réseau en souterrain dépend du niveau de tension.

- pour les ouvrages en 400 000 volts : dans des situations exceptionnelles, du fait du coût de la mise en souterrain.
- pour les ouvrages en 225 000 volts : dans les unités urbaines de plus de 50.000 habitants au sens de l'INSEE pour les projets à réaliser en dehors des tracés existants et des couloirs de lignes, et pour ceux, situés à l'intérieur de ces derniers, qui conduiraient à un accroissement significatif des impacts.
- pour les ouvrages en 90 000 et 63 000 volts : outre les cas cités pour les ouvrages en 225 volts, dans les zones d'habitat regroupé, dans les zones considérées comme prioritaires (zones d'importance pour la conservation des oiseaux, zones naturelles d'intérêts écologiques floristiques et faunistiques, zones de protection du patrimoine architectural urbain et paysager, sites inscrits au titre de la loi du 2 mai 1930 ainsi que les parcs naturels régionaux et les zones périphériques des parcs nationaux), et aux abords immédiats des postes sources.

Les objectifs de construction de câbles souterrains fixés dans les contrats passés avec l'Etat ont toujours été tenus par RTE. Aussi, la proportion de réseaux souterrains construits depuis 12 ans a augmenté.

Engagements et réalisations en matière d'enfouissement des lignes HT et THT¹

Période	HT (63 000 V et 90 000 V)		THT (225 000 V)	
	Engagement	Réalisation	Engagement	Réalisation
1993 - 1996	6%	11%	-	12%
1997 - 2000	20%	27%	-	22%
2001 - 2004	25%	34%	-	20%
2005 - 2007	30%	-	-	-

¹ sur l'ensemble de la longueur de circuits nouveaux ou renouvelés

2.3.2 Engagements et résultats obtenus par RTE en matière de substitution et dépose d'ouvrages aériens existants

RTE s'est engagé dans les accords successifs passés avec l'Etat à limiter l'augmentation du kilométrage global du réseau aérien de transport :

- en n'accroissant pas la longueur totale des ouvrages aériens grâce à la dépose d'ouvrages aériens existants sur une longueur équivalente à celle des ouvrages aériens nouveaux et reconstruits,
- en optimisant le réseau existant pour répondre aux besoins de transit et à l'exigence croissante de sûreté du système électrique,
- en prolongeant la durée de vie des ouvrages existants pour éviter la création de nouveaux ouvrages,
- en recherchant les tracés de moindre impact, en particulier par le regroupement des infrastructures avec d'autres aménagements dans les couloirs existants.

Engagements et réalisations en matière de substitution et dépose de LA²

Période	Engagement	Réalisation
1993 – 1996	THT : 30%	THT : 36% HT : 63%
1997 – 2000	HT + THT : 60%	HT + THT : 119%
2001 – 2004	HT + THT : 100%	HT + THT : 124%
2005 – 2007	HT + THT : 100%	

Sur les 4 dernières années, le kilométrage global de lignes aériennes haute et très haute tension a diminué de 550 km. Cette réduction résulte de deux facteurs :

- La création de 400 km de lignes souterraines;
- L'innovation et la mise en place d'ouvrages efficaces, plus performants, qui permettent de transiter plus d'énergie tout en réduisant l'impact global sur le paysage.

Il faut noter que parallèlement à cette réduction de la longueur de lignes, RTE a transporté en 2004, 6% d'énergie de plus qu'en 2001.

2.3.3 La recherche

Dans le cadre des engagements pris avec l'Etat depuis 1992 et qui se poursuivent aujourd'hui au travers du Contrat de Service Public entre le Groupe EDF et l'Etat, RTE a engagé, en collaboration avec de grands industriels, d'importants programmes de Recherche et Développement.

Au cours des dix dernières années, ces importants efforts de recherche et développement ont porté leurs fruits. Ils ont conduit à la mise au point des technologies de câbles à isolation synthétique et câble à isolation gazeuse (voir chapitre 2.4).

Si des efforts restent à faire en matière de câbles à haute tension et 225 000 volts, aucune rupture dans le coût ou la performance des câbles souterrains à 400 000 volts n'est prévue à horizon d'une dizaine d'années.

Les principaux objectifs de recherche actuels, en matière d'enfouissement des réseaux, sont fixés dans le Contrat de Service Public :

- Etudier des câbles performants, tant aériens que souterrains,
- Maintenir une veille technologique sur les possibilités offertes par la supraconductivité appliquée aux câbles.

² par rapport au linéaire de réseau construit.

100% = pas d'augmentation de la longueur totale du réseau aérien en France

2.4 Données techniques sur les liaisons souterraines à 400 000 V

2.4.1 Technologie de câble

2.4.1.1 Câble à isolation synthétique (CIS)

Dans une ligne souterraine composée de CIS, chaque phase est constituée de deux câbles (donc 2 tricâbles par circuit). Chaque câble est constitué (principaux composants) :

- d'une âme conductrice en cuivre (sections 1600 mm², 2000 mm² ou 2500 mm²),
- d'une couche d'isolant en polyéthylène réticulé de 27 mm d'épaisseur environ,
- d'un écran métallique,
- d'une gaine extérieure de protection en polyéthylène ou PVC.

Le diamètre d'un câble est donc de l'ordre de 120 à 150 mm.

Les longueurs élémentaires sont de l'ordre de 500 m, enroulées sur des tourets d'un poids total de l'ordre de 20 t, raccordées par des jonctions.

Pour réaliser une jonction, les âmes conductrices sont raccordées par soudure ; la reconstitution de l'isolement est réalisée par des blocs prémoulés en matière synthétique isolante que l'on glisse à l'endroit de la soudure. Des tresses métalliques raccordent les écrans métalliques, et la gaine protectrice est reconstituée par deux demi-coquilles.

Une jonction prémoulée a ainsi une longueur d'environ 1,5 mètre et un diamètre de l'ordre de 400 à 500 mm.

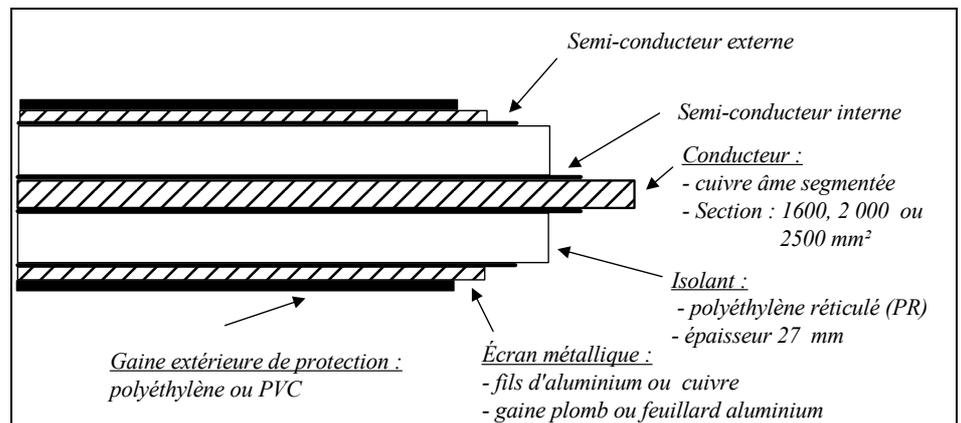


Figure 2 : Câble à Isolation Synthétique (CIS)

2.4.1.2 Câble à isolation gazeuse (CIG)

Dans une ligne souterraine composée de CIS, chaque phase est constituée d'un tube formant enveloppe externe de diamètre de l'ordre de 550 mm. Au centre, se trouve un conducteur supporté par des isolateurs.

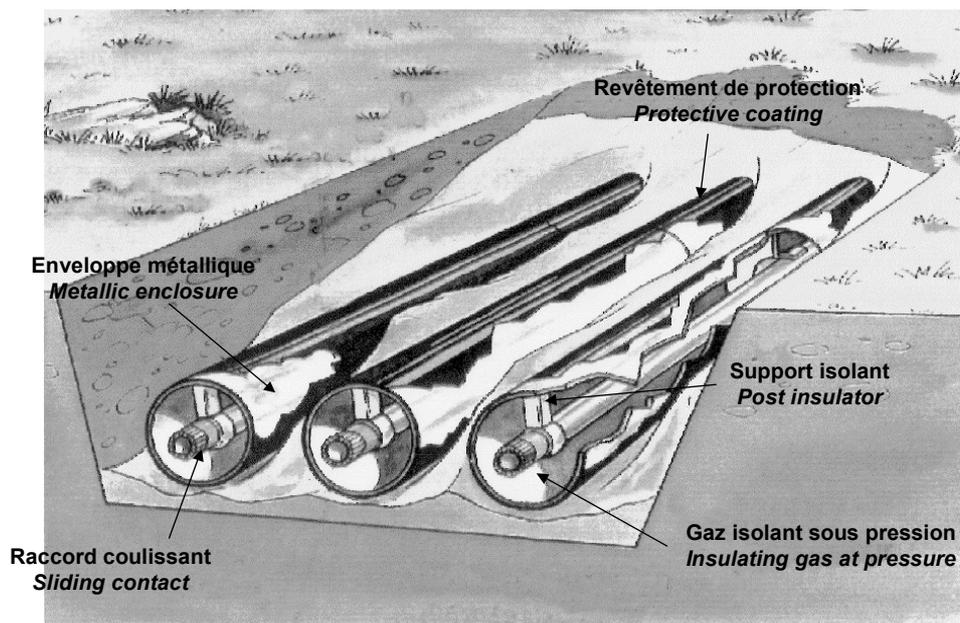


Schéma d'un tricâble de Ligne à Isolation Gazeuse (LIG)

Un gaz (mélange d'azote majoritaire en volume et de SF₆) sous pression de quelques bars assure l'isolement diélectrique entre enveloppe et conducteur.

Les longueurs élémentaires sont de l'ordre de 12 à 18 mètres. Le raccordement des conducteurs se fait par contacts glissants, celui des enveloppes par soudure. Un compartimentage pour le gaz est réalisé tous les 250 mètres environ.

Bien que, en théorie, cette technologie soit possible pour de grandes distances (faible consommation d'énergie réactive), les réalisations actuelles ont toutefois des longueurs limitées, le matériel développé requérant de grands rayons de courbures.

2.4.2 Modes de pose

Deux techniques principales de pose existent et sont présentées ci-dessous.

2.4.2.1 Dans des ouvrages en tranchée (caniveau, fourreau)

L'emprise au sol pour les 2 circuits, après travaux, est de l'ordre de la dizaine de mètres de large. Lors des travaux de pose, une emprise chantier plus large est nécessaire (15 à 20 m).

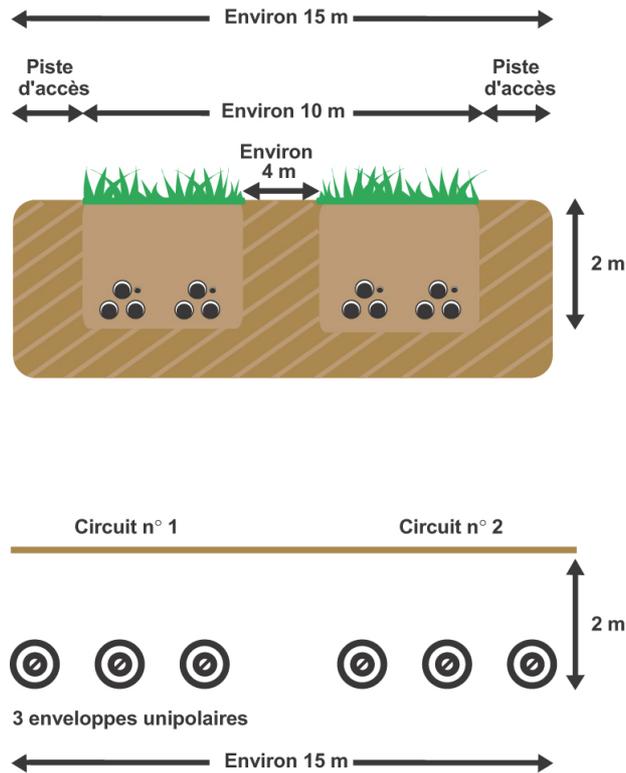
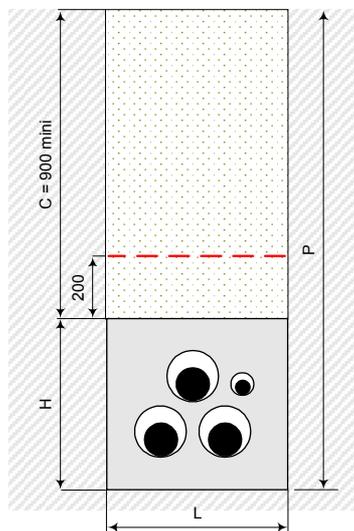


Figure 4 : Illustration de la pose en plein champ

La technique de pose préconisée en France assure la protection des personnes : les court-circuits sont confinés dans des fourreaux PVC enrobés dans du béton, ce qui évite le soulèvement du sol.



Sol en place
 Remblai
 Béton
 Fourreaux PEHD

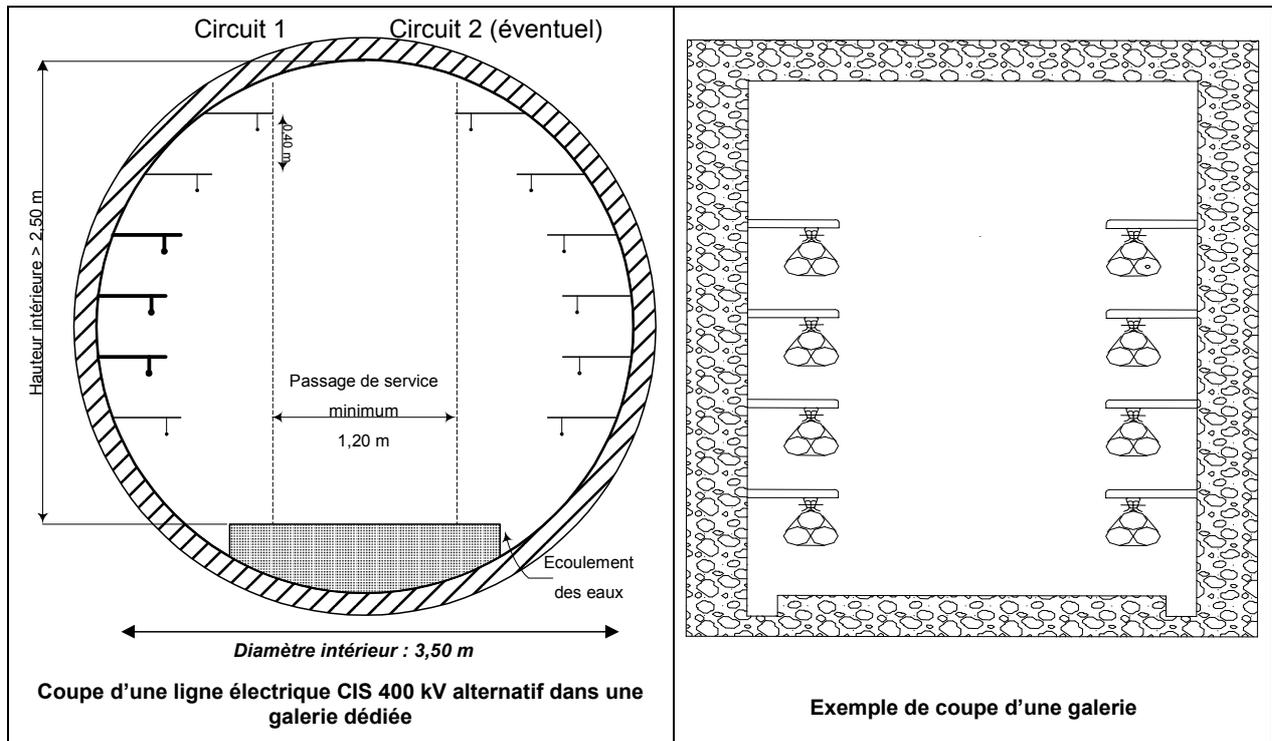
Il existe de plus, une multitude de techniques adaptées aux franchissements d'obstacles, comme les routes, les cours d'eau, etc. : le microtunnel, le fonçage, les ponts, les puits, le forage dirigé, etc.

2.4.2.2 Dans des galeries ou des tunnels

Dans la plupart des cas, l'examen des conditions d'exploitation conduit à écarter toute solution de cohabitation entre un ouvrage électrique et un ouvrage de transport terrestre (ferroviaire ou routier).

Dans une galerie dédiée, les câbles sont posés séparément en nappe verticale le long de la paroi, espacés de 40 cm environ pour éviter les défauts de mode commun en cas de court-circuit sur l'un des câbles. En revanche, ce mode de pose ne confine pas les défauts, puisque la circulation des exploitants de l'infrastructure n'est pas prévue lorsque l'ouvrage est sous tension.

La galerie (le tunnel) est dimensionnée pour permettre la circulation de personnes et d'engins lors d'opération de maintenance. Ceci nécessite une galerie laissant un passage d'une largeur de 1,20 m et d'une hauteur de 2,50 m, conduisant à une section intérieure de 9,60 m² et extérieure de 12,50 m² (diamètre extérieur de 4 m environ).





Galerie pour une liaison souterraine 400 000 V à Madrid

2.4.3 Pylônes aérosouterrains

A chaque transition ligne aérienne - ligne souterraine, un poste dit aérosouterrain est nécessaire. Ce poste comprend :

- les portiques d'ancrage des circuits aériens,
- les extrémités de 2 circuits souterrains,
- les dispositifs de protections et de surveillance dans un bâtiment.

La surface totale est de l'ordre de 2000 m².



Poste aérosouterrain 400 000 volts en Angleterre

2.4.4 Caractéristiques électrotechniques des liaisons souterraines

2.4.4.1 Transmission puissance active - Répartition des transits

L'inductance de la ligne aérienne est 3 à 4 fois supérieure à celle de la ligne souterraine.

Par conséquent, si dans un réseau maillé, on installe :

- une ligne souterraine en parallèle avec une ligne aérienne, la ligne souterraine assure à elle seule la quasi totalité du transit (sauf à prévoir des systèmes de régulation des transits complexes),
- une ligne mixte (un tronçon souterrain en série dans une ligne aérienne) en parallèle avec une ligne purement aérienne : le déséquilibre des transits reste en général acceptable tant que la longueur du tronçon souterrain reste de l'ordre de 10 % de la longueur totale de la ligne mixte.

2.4.4.2 Puissance réactive - Notion de longueur critique

La capacité des lignes est à l'origine de la production d'énergie réactive. Or, la capacité d'un circuit CIS est pratiquement 30 fois supérieure à celle d'un circuit aérien.

Ceci a deux conséquences principales :

- une modification des tensions du réseau,
- une diminution du transit « utile » (c'est-à-dire de puissance active) du circuit CIS.

Par exemple, le courant capacitif (lié à cette énergie réactive) sature pratiquement le transit du circuit CIS pour une longueur de celui-ci (dite longueur critique) de l'ordre de 50 à 60 km.

Des stations de compensation (consommant de l'énergie réactive) sont donc nécessaires dès que les circuits CIS dépassent une certaine longueur. A titre d'ordre de grandeur, on peut évaluer le besoin d'une station de compensation pour environ 20 à 25 km de circuit CIS. Une longueur de 40 à 50 km de circuit CIS est donc réalisable avec une station de compensation à chaque extrémité (Il ne s'agit ici que d'ordre de grandeur et des études au cas par cas sont nécessaires).

L'emprise totale d'une station de compensation est de quelques milliers de m² et sa hauteur est de 10 m.

Si l'on veut éviter la mise en œuvre de telles stations de compensation, il faut alors limiter la longueur des circuits CIS à quelques kilomètres (à titre d'ordre de grandeur, environ 20 km).

A noter que ce type de problème se pose dans une moindre mesure pour les CIG, ceux-ci produisant environ 7 fois moins de réactif que les CIS.

2.4.4.3 Pertes joules

Le phénomène de convection de l'air refroidit les conducteurs aériens de façon beaucoup plus efficace que le phénomène de conduction du sol ne le fait pour les conducteurs souterrains.

Pour maintenir la température des conducteurs souterrains en deçà des limites admissibles de tenue des matériaux, il convient donc de limiter le volume des pertes joules à évacuer par conduction en diminuant la résistance des circuits souterrains (par augmentation des sections des conducteurs, par utilisation de cuivre, ...).

Par conséquent, à puissances transitées identiques, les pertes joules des circuits souterrains sont environ 2 à 3 fois plus faibles que celles des circuits aériens.

2.5 Conséquences en matière de conduite du réseau électrique

2.5.1 Modification des transits d'énergie dans le réseau

Le maillage du réseau permet de faire transiter l'électricité par différents chemins en fonction de la demande des consommateurs, des moyens de production disponibles, de la mise hors tension d'un ouvrage du réseau (pour de la maintenance ou en cas d'avarie). Une liaison souterraine présente une impédance trois fois moindre que celle d'une ligne aérienne. L'électricité utilisant toujours le chemin le plus facile, une liaison souterraine est donc un chemin préférentiel pour le transit de puissance.

La ligne Cotentin – Maine étant insérée dans un réseau maillé, les cheminements de puissance dans le réseau seraient profondément modifiés et le dimensionnement des ouvrages existants pourrait être remis en cause.

2.5.2 Durée d'indisponibilité en cas d'avarie

Les liaisons souterraines présentent des taux d'avarie moindres que les lignes aériennes, car elles ne sont pas soumises aux aléas climatiques. Cependant, en cas de panne, les temps d'intervention sont beaucoup plus élevés pour les liaisons souterraines que pour les liaisons aériennes, car il faut plus de temps pour détecter les défaillances et intervenir sur les ouvrages enfouis.

Une liaison aérienne est remise en service en moins d'une journée en général, alors que pour un câble souterrain 400 000 volts, la durée d'indisponibilité est plutôt de l'ordre de 2 semaines au minimum.

Cela conduit lors de chaque avarie à une exploitation dégradée du système électrique pendant une longue période, donc à des risques d'incident majeur pour l'alimentation électrique de la zone.

2.5.3 Production de puissance réactive

Les liaisons souterraines restent fortement productrices de puissance réactive à cause de la capacité du câble. Cette production de puissance réactive est d'autant plus importante que le câble est peu chargé en transit. A l'heure creuse, lorsque la compensation série n'est pas suffisante, la présence d'un câble très long conduit à des surtensions inacceptables pour le matériel du réseau. Il faut donc installer une compensation supplémentaire, dans les postes de la zone, qui soit ajustée au niveau de charge de la liaison souterraine, pour maintenir la tension dans une plage acceptable.

2.6 Eléments de coûts comparés entre techniques aériennes et souterraines dans le cas de Cotentin-Maine

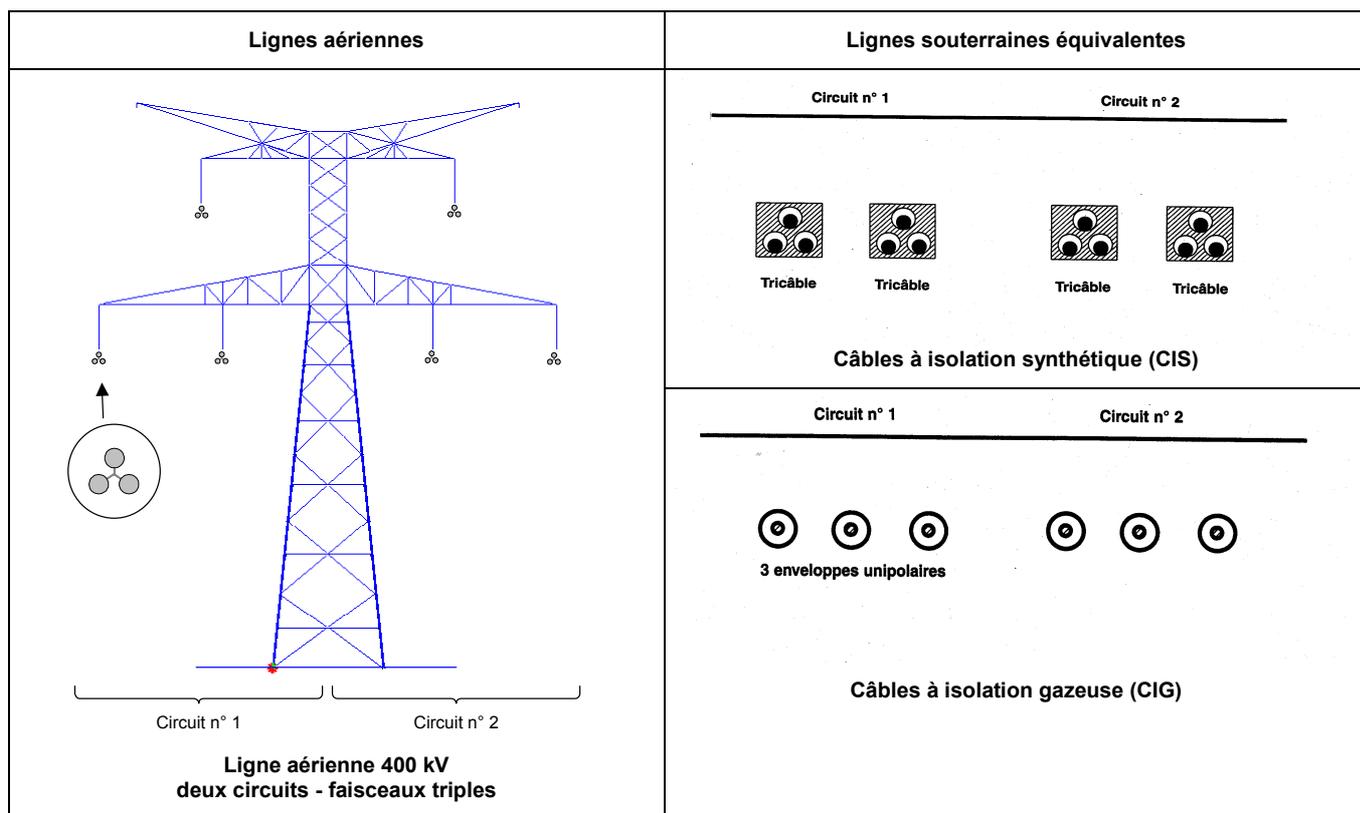
RTE a pour mission d'assurer la meilleure insertion de ses ouvrages dans l'environnement à un coût économiquement acceptable. Or l'enfouissement de lignes 400 000 volts est très onéreux (+6,4 millions d'euros/km que RTE et donc l'ensemble des consommateurs d'électricité devraient assumer) : en souterrain, la ligne Cotentin – Maine coûterait entre 1100 et 1220 millions d'euros, contre les 150 millions d'euros prévus pour la ligne aérienne.

A titre de comparaison, le montant annuel des investissements de RTE sur l'ensemble de la France tous niveaux de tension est de l'ordre de 500 millions d'euros.

2.6.1 Hypothèses

Les calculs de réseau en présence d'une liaison souterraine montrent que la capacité de transport de cette liaison doit être au moins égale à celle de la ligne aérienne proposée, soit de l'ordre de 2000 MW pour chaque circuit.

Les ouvrages souterrains équivalents à une ligne aérienne double circuit avec faisceau triple (3 conducteurs 570 mm² Almélec par phase) sont les suivants :



Les hypothèses techniques du projet sont les suivantes :

- Kilométrage de la ligne : Environ 150 km
- Zone climatique de comparaison : C – Froid – Vent fort
- Configuration de la ligne aérienne : Ouvrage double circuit, faisceau triple en Aster 570
- Configuration de la ligne souterraine : Ouvrage double circuit CIS, chacun équipé de deux tri-câbles 2 500 mm² à âme cuivre
- Zone de pose : Pose en zone rurale

2.6.2 Caractéristiques des puissances transitées et besoin en compensation

Au vu des hypothèses notées ci-dessus, les caractéristiques de transit de la liaison à 2 circuits sont les suivantes :

Intensités maximales admissibles	LA	LS	Ratio service rendu LS / LA
	Puissance I_{MAP} (MVA)	Puissance $I_{MA_{LD}}$ (MVA)	
Eté	4 115	4 116	100%
Hiver	5 030	4 740	94%

Ces ouvrages sont à peu près équivalents en matière de service rendu au réseau (notamment en cas d'avarie d'un autre ouvrage dans la zone – règle dite du N-1), avec toutefois des comportements différents entre la situation normale et la situation d'avarie sur un ouvrage voisin :

- Cas de la ligne aérienne : en cas d'avarie sur une liaison voisine, une partie du courant qui empruntait cet autre chemin va s'ajouter au courant qui circulait la ligne aérienne. En quelques minutes, les fils électriques vont chauffer et s'allonger. Le respect de la distance au sol va rapidement limiter l'intensité admissible dans l'ouvrage.

- Cas de la liaison souterraine : il faut plusieurs jours pour que le sol monte en température, car il a une inertie thermique beaucoup plus forte que l'air. Mais le sol conduisant mal la chaleur, il faut en permanence maintenir une température faible du câble pour éviter l'emballement thermique.

Pour les deux circuits (soit deux tri-câbles CIS pour chaque circuit, pose en fourreau (12 câbles au total)), le besoin de compensation de 6000 MVAR pour 150 km (20 MVAR / km / circuit) pour la technologie CIS. Pour les lignes aériennes, la compensation serait de 225 MVAR.

2.6.3 Coût d'investissement

Le coût d'investissement correspond aux dépenses d'études, de fournitures et de travaux.

En zone rurale peu accidentée, meuble et sans ouvrage d'art pour réaliser des traversées importantes (rivières, autoroutes, LGV...), le coût d'investissement de la technique souterraine (pour les 2 circuits de 2000 MVA) est de l'ordre de 7,1 à 7,9 Meuros/km.

(investissement)	Ligne souterraine	Ligne aérienne
Etudes	0,1 à 0,2 Meuros/km	0,1 Meuros/km
Fournitures	4,8 à 5,4 Meuros/km	0,3 Meuros/km
Travaux	2,1 à 2,4 Meuros/km	0,4 Meuros/km
TOTAL	7,1 à 7,9 Meuros/km	0,83 Meuros/km

Il faut y ajouter :

- le coût estimé d'une station de compensation est de l'ordre de 6 Meuros pour 20 à 25 km de circuit, soit un surcoût kilométrique de 0,24 Meuros / km.
- Le coût d'un poste aérosouterrain est de l'ordre de 1,1 à 1,2 Meuros soit environ 2,3 Meuros pour le cas d'un tronçon souterrain nécessitant 2 postes aérosouterrains, un à chaque extrémité.

2.6.4 Coût complet avec démantèlement

Par coûts complets, on entend, outre le coût d'investissement, les coûts actualisés (sur la durée de vie de l'ouvrage) des pertes joules, des taxes et indemnités, des opérations de maintenance et du démantèlement.

Les pertes par effet Joule constituent l'essentiel de l'écart entre les coûts complets et les coûts d'investissement, et sont globalement 2 à 3 fois plus élevées pour les lignes aériennes. Les autres coûts, faisant l'objet d'une actualisation sont à prendre en compte pour une comparaison globale liaisons souterraines / liaisons aériennes :

- **Les frais de maintenance et d'intervention courante**, plus important en aérien qu'en souterrain,
- **Les frais de démantèlement**, moins important et fluctuant en aérien qu'en souterrain,
- **Les taxes pylône et le coût des mesures d'accompagnement des projets** qui existent qu'en aérien, de (notamment plan d'accompagnement de projet).

Pour une ligne aérienne, la somme des coûts actualisés «d'exploitation» est de l'ordre de grandeur de l'investissement initial (la majeure partie provient de la valorisation des pertes joules). Le coût complet est ainsi de l'ordre de 1,8 fois l'investissement initial.

Pour une ligne souterraine, le coût actualisé des pertes joules (et des taxes et indemnités) est plus faible que celui obtenu pour les lignes aériennes. Le coût complet est de l'ordre de 1,1 fois l'investissement initial.

2.6.5 Synthèse des coûts

Le coût d'investissement de l'ouvrage en souterrain serait au total de l'ordre d'un milliard d'euros environ.

	Coûts kilométriques (Meuros/km)	
	LA	LS
	Rurale	Rurale
Coût investissement	0,83	7,1 à 7,9
Coût complet avec démantèlement	1,41	7,6 à 8,4

Ceci engendre des surcoûts entre techniques aérienne et souterraine, présentés dans le tableau suivant :

	Ratios	Surcoûts kilométriques des lignes souterraines (Meuros/km)
	Rurale	Rurale
Coût investissement	8,5 à 9,5	6,3 à 7,1
Coût complet avec démantèlement	5,4 à 6,0	6,2 à 7,0

En intégrant le coût des stations de compensation, les surcoûts seraient les suivants :

	Surcoûts kilométriques des lignes souterraines (Meuros/km)
	Rurale
Coût investissement	6,5 à 7,3
Coût complet avec démantèlement	6,4 à 7,2

En élément de comparaison, on peut noter que ce surcoût correspond :

- à 1,5 fois l'autoroute A84 Caen-Rennes,
- à deux fois l'électrification de la ligne de train Paris - Cherbourg,
- à plus du double du coût de construction du Pont de Normandie (419 Meuros) ou du viaduc de Millau (394 Meuros),
- à huit fois le coût estimé du désensablement de la baie du Mont-Saint-Michel (134 Meuros).

2.7 Données environnementales sur les liaisons souterraines

Une ligne électrique est une infrastructure industrielle. Ce n'est pas parce qu'une ligne est invisible qu'elle n'a pas d'impact sur l'environnement.

Une liaison souterraine, c'est la création d'une « canalisation » de 150 km de long sur 15 mètres de large. L'ampleur du chantier, la désorganisation des structures du sous-sol, la modification du drainage ou de l'écoulement de la nappe phréatique, la chaleur produite par la ligne... ont évidemment des impacts notables sur les milieux naturels, la flore et la faune. En outre, des stations de compensation d'environ 2000 m² (un terrain de football) doivent être installées tous les 20 à 25 km.

D'un point de vue strictement technique, une ligne de transport électrique peut être construite en technique aérienne ou en technique souterraine. Chaque technique peut modifier les milieux naturels traversés de manière plus ou moins visible et durable.

On distingue ainsi deux types d'impacts :

- les impacts temporaires qui sont liés au chantier,
- les impacts permanents qui sont liés à la présence de la ligne.

Dans tous les cas, ces impacts varient fortement selon les tracés retenus et les mesures de réduction mises en place. Notons qu'une ligne aérienne 400 000 volts, comportant un pylône tous les 500 m, offre une certaine marge pour éviter les zones sensibles de faible superficie.

2.7.1 Impacts temporaires liés au chantier

2.7.1.1 Impacts sur le sol et le sous-sol

La technique aérienne nécessite généralement l'aménagement de pistes provisoires pour permettre l'accès des engins aux emplacements retenus des pylônes. Lors de l'implantation de ces derniers, la réalisation des fondations nécessite l'injection de béton dans le sol.

La technique souterraine nécessite la réalisation de tranchée d'environ 2 m de profondeur sur 8 à 10 m de large au total dans le sol avant d'y poser la ligne double circuit.



Déroulage d'un câble. La tranchée contient un tricâble (4 tricâbles seraient nécessaires pour le projet Cotentin-Maine, deux de chaque côté de la piste centrale où circulent les engins de chantier)



Fin du chantier d'une liaison 400 000 V en Angleterre (source : Sycabel)

Les impacts sur le sol et le sous-sol sont donc plus importants pour la construction d'une ligne souterraine que pour une ligne aérienne, même si cela dépend du tracé retenu et de la zone d'implantation. Les déblaiements et remblaiements nécessaires à la pose de la ligne peut modifier l'organisation des structures superficielles du sol. On estime ainsi qu'un chantier souterrain peut générer le déplacement de 100 fois plus de terre qu'un chantier aérien.

Enfin, pour les deux techniques, l'utilisation des engins occasionne un tassement du sol au niveau de la zone de chantier, et des risques de pollution des eaux qui circulent ou stagnent à proximité.

2.7.1.2 Les impacts sur la faune et la flore

Les impacts sur la faune et la flore, similaires pour les deux techniques, sont essentiellement dus :

- aux nuisances sonores des engins de chantier,
- aux déboisements nécessaires au passage de la ligne dans les zones forestières,
- aux modifications de la qualité de l'eau dans le cas des fossés qui jouxtent le chantier ou les pistes,
- aux modifications des propriétés physico-chimiques des terres remuées.

Dans le cas des nuisances sonores, il n'y a pas de différence significative entre les 2 techniques.

Pour les déboisements, c'est la ligne aérienne qui aura le plus d'impact, car son passage nécessite la création

d'une tranchée environ 5 fois plus large que celle d'une ligne souterraine.

Pour les deux derniers types d'impacts, compte tenu des volumes de terre remuées, la pose des lignes souterraines impactera davantage la faune et la flore que la construction d'une ligne aérienne.

En règle générale, et ce quelle que soit la technique utilisée, on limite les impacts temporaires sur les milieux naturels par :

- des tracés judicieux,
- des aires de dépôt de déblais et matériels déterminées préalablement et choisies avec soin,
- l'utilisation dès que possible de pistes existantes (chemins, route forestière...) pour desservir le chantier,

- la mise en place de protections particulières autour des espèces végétales sensibles ou protégées.

2.7.2 Impacts permanents liés à la présence de l'ouvrage

2.7.2.1 Effets sur les sols

Les impacts d'une ligne aérienne sur les sols sont généralement limités aux emprises des pylônes, excepté lors d'un passage en forêt. Dans ce cas, la création d'une tranchée forestière peut induire des risques d'érosion des couches superficielles, surtout en zones de pentes. Enfin, le risque de chablis est présent.

Les impacts d'une ligne souterraine sur les sols peuvent être plus conséquents, car :

- il subsiste une bande de terrain de 15 m de large environ, tout le long du tracé, qui reste immobilisée, et cela représente un gel des terrains 10 fois plus importants que pour l'aérien,
- l'énergie transitée fait localement augmenter la température au niveau du sol, ce qui entraîne une déshydratation locale des ressources en eau du sol à proximité de la ligne,
- en cas de passage en forêt, le sol doit être dégagé de racines, accroissant les risques associés : érosion et chablis.

2.7.2.2 Effets sur les écoulements d'eau

S'ils sont souvent négligeables dans le cas des lignes aériennes, il n'en est pas de même pour les lignes souterraines dont l'implantation linéaire en sous sol peut modifier le régime normal des écoulements des eaux superficielles, voire des nappes phréatiques. Le tracé ou des mesures particulières doivent être prises pour éviter autant que faire se peut ce type d'impact.

2.7.2.3 Effets sur la faune et la flore

Il convient de distinguer les effets des deux techniques pour le passage en milieu forestier et lors de la traversée d'autres milieux.

En milieu forestier

La solution la plus courante pour le passage d'une ligne électrique aérienne en forêt est le passage en tranchée. En effet, bien que le surplomb d'une forêt puisse aussi être envisagé en technique aérienne, le surcoût important de cette solution limite son application à des boisements de grande qualité.

Si les impacts de l'ouverture d'une tranchée forestière sont plus ou moins importants selon les caractéristiques du milieu naturel forestier concerné (nature du sol, espèces, climat...), l'arrivée de lumière dans un milieu boisé relativement sombre permet en règle générale l'apparition de nombreuses variétés de fleurs et d'arbustes. Divers insectes se développent alors au contact de cette nouvelle flore, ce qui accroît le nombre et la richesse des espèces d'oiseaux qui s'en nourrissent (les passereaux notamment).

La création d'une tranchée favorise donc le plus souvent la biodiversité du milieu forestier.

Par la suite, une gestion contrôlée de la végétation en tranchée permet de maintenir ce couvert végétal tout en garantissant en permanence le respect des distances de sécurité avec les câbles conducteurs (afin de se prémunir du risque d'amorçage).

Dans le cas d'une ligne souterraine en forêt, le passage s'effectuant la plupart du temps sous des chemins ou des tranchées forestières existantes, les impacts permanents sont alors quasi inexistantes.

En milieux ouverts (plaine, culture...)

Les lignes souterraines ont des conséquences plus importantes sur le sol et l'écoulement des eaux que les lignes aériennes. Elles ont donc plus d'effets sur la flore et la faune qui y sont naturellement associées. Toutefois, certaines techniques de pose peuvent permettre de préserver les milieux à très haute valeur patrimoniale.

Cas particulier du franchissement des cours d'eau

Les cours d'eau en fond de vallon sont un cas typique d'impact important de la liaison souterraine, alors qu'une liaison aérienne respecte ce type de milieu.

2.7.2.4 Effets spécifiques sur l'avifaune

Contrairement aux lignes souterraines, les lignes aériennes présentent un danger de collision pour les oiseaux qui volent à l'altitude de la ligne. Dans le cas de ligne à 400 kV, ce risque est réduit vis-à-vis les conducteurs, qui sont facilement visibles par les oiseaux, surtout lorsqu'ils sont disposés en faisceau, mais existent vis-à-vis du câble de garde.

La mise en place de spirales colorées sur le câble de garde dans les zones de passage avifaune permet de le rendre plus visible et contribue à réduire significativement cet impact. Des effigies de rapaces peuvent également être posées au sommet des pylônes pour effrayer certaines espèces d'oiseaux et les éloigner de la ligne.

2.7.2.5 Effets spécifiques sur le paysage

Les lignes aériennes présentent un impact qui peut être important sur le paysage. La recherche du tracé de moindre impact, la mise en œuvre d'études paysagères et d'autres outils de simulation, permettent de limiter cet impact.

La liaison souterraine présente également un impact, notamment dans une région où les haies et talus sont très présents.

2.7.2.6 Bruit

L'effet couronne, existant notamment sur des lignes aériennes à 400 kV, est réduit lorsque les conducteurs sont posés en faisceau. Les lignes souterraines ne présentent aucun impact sonore sauf aux stations de compensation.

3. Etude n°3 : les condensateurs série

3.1 La compensation série : les principes

La qualité du lien synchronisant entre une centrale et le réseau général dépend entre autres de la « distance électrique » reliant cette centrale au réseau général. La notion de « distance électrique », ou impédance, entre la centrale et le réseau général est donc fondamentale.

Pour améliorer la stabilité transitoire du réseau de transport face à une centrale éloignée du réseau général, une méthode consiste à utiliser la compensation série. Un banc de condensateurs est inséré en série avec les lignes reliant la centrale et le réseau général.

Un condensateur série a une réactance négative et ainsi la « distance électrique » globale se trouve réduite.

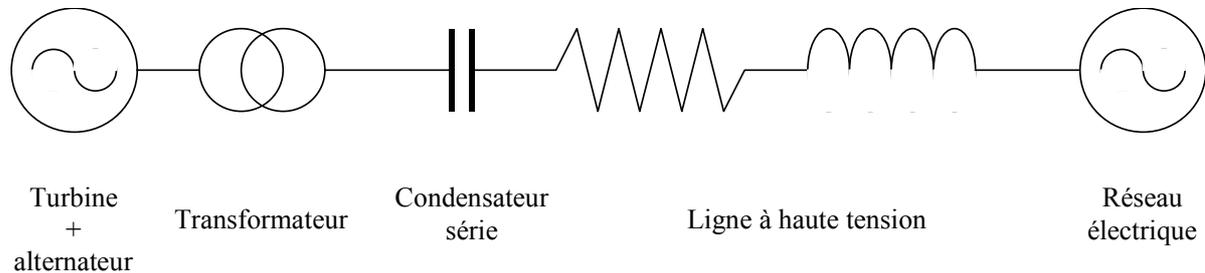
Il est couramment admis que les taux de compensation peuvent atteindre de 50 % à 60 % de la valeur de la réactance de la ligne.

L'installation d'un condensateur série nécessite de placer celui-ci sur trois plates-formes isolées à la tension de chacune des phases. La surface nécessaire est d'environ 1500 m² pour 1000 Mvar en 400 kV.

3.2 Utilisation habituelle des condensateurs série

Les condensateurs en série sont utilisés au Canada, aux Etats-Unis, au Brésil et en Suède dans le cas centrales électriques très éloignées des lieux de consommation, reliées au reste du réseau par une ossature de réseau unique de plusieurs centaines de kilomètres.

Le principal motif d'utilisation des condensateurs série est la stabilité statique en régime normal (amortissement d'oscillation inter-zones notamment). Les cas d'utilisation pour le synchronisme concernent des centrales en général hydroélectriques, situées au bout de longues lignes en antenne. Le schéma électrique correspondant est alors le suivant :

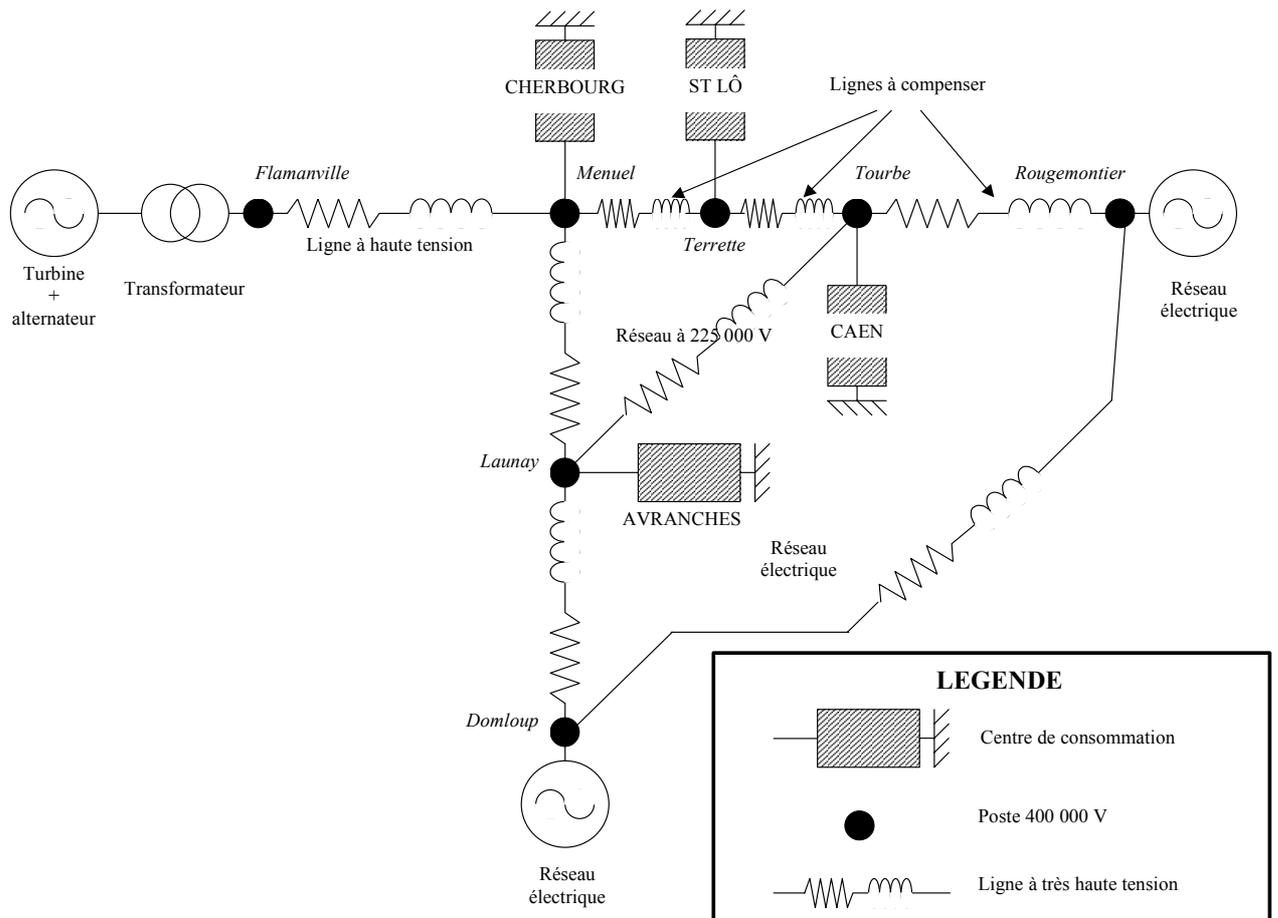


3.3 Application au cas de Flamanville

Les configurations propices à la mise en œuvre de la compensation série sont constituées par des centres de production géographiquement distants, reliés au reste du réseau par de longues lignes, constituant une « antenne » de production.

Cette situation est éloignée de la configuration du réseau d'évacuation de la puissance du site de Flamanville qui s'intègre dans un réseau plus complexe et « maillé » : l'impédance externe n'est plus imputable à une ossature électrique unique. Elle résulte du lien impédant apporté par les différentes lignes convergeant vers le site de Flamanville, lignes sur le parcours desquelles des charges sont alimentées.

La situation de Flamanville est schématisée comme suit :



L'utilisation habituelle des condensateurs série serait une compensation des lignes Flamanville – Manuel. Or ces lignes contribuent très peu à la distance électrique entre Flamanville et le réseau électrique.

La compensation des lignes Manuel – Rougemontier et Manuel – Domloup n'est pas suffisante pour éviter le risque de perte de synchronisme. La création du poste amont est nécessaire.

Nous avons alors donc étudié une compensation des lignes du réseau électrique, après création du poste de départ situé aux environs de Périers, entre ce poste amont et Rougemontier, et entre le poste amont et Domloup.

La compensation entre le poste amont et Domloup présente un problème du point de vue des transits d'énergie sur le réseau électrique. La diminution de l'impédance de la branche Domloup – Poste Amont du réseau provoque une augmentation du transit de puissance dans cette ligne, qui est déjà en limite de surcharge à l'heure actuelle. La compensation série des deux axes ne permet donc pas de réorienter les transits vers l'est, et donc de soulager l'axe vers Launay et Manuel, très sollicité après la mise en service de Flamanville 3.

Nous avons donc étudié au final une configuration avec compensation série de la ligne Poste Amont – Rougemontier. Le transit issu de Flamanville est ainsi aiguillé vers l'est en plus forte proportion. Comme l'axe vers l'est est peu chargé, cela évite le dépassement de son intensité maximale admissible.

Cette compensation doit être fractionnée pour limiter les risques d'atteindre des tensions trop élevées.

Les simulations montrent que, en théorie, du point de vue du synchronisme, une compensation à 50% de l'axe Poste Amont – Rougemontier est tout juste efficace. Cette configuration de réseau présente toutefois des risques qui ne permettent pas d'envisager son utilisation pratique.

En effet, on n'est pas dans la situation d'utilisation habituelle de ces matériels, c'est-à-dire l'antenne de production. Par exemple, les transits dans les lignes de Basse-Normandie peuvent changer de sens. En règle générale, les transits vont du poste amont à Tourbe et de Rougemontier à Tourbe. Ils

peuvent également aller de Tourbe à Rougemontier dans certains cas de configuration du parc de production, et lorsque Flamanville est à l'arrêt, ils s'inversent également entre Tourbe et Terrette. De plus, les différentes topologies de réseau qui peuvent résulter des avaries (perte de ligne ou de transformateur) peuvent modifier de manière inopinée le schéma de réseau, donc la répartition des flux de puissance et les impédances du réseau. Des modifications des impédances du réseau peuvent résulter des résonances, que ce soit en régime harmonique ou hyposynchrone (voir les paragraphes suivants).

3.4 La compensation série : les points critiques

3.4.1 Pas de capacité de transit supplémentaire

L'utilisation de condensateurs série n'ajoute pas de capacité de transport entre Flamanville et le reste du réseau, et ne renforce pas la « boucle normande » allant de Rouen à Rennes via Caen, Saint Lô et Avranches. Les transits déjà importants qui y circulent aujourd'hui seront amplifiés lors de la mise en service du groupe de production Flamanville 3.

En particulier, les consignations de lignes pour entretien seront impossibles sans imposer une baisse au site de Flamanville, même lorsqu'un groupe sera à l'arrêt.

3.4.2 Le risque d'oscillations hyposynchrones

Les conséquences d'une résonance hyposynchrone non maîtrisée peuvent être graves. Le premier incident répertorié fut celui de la centrale de Mohave (Nevada, USA), centrale thermique charbon de deux groupes de 790 MW. En 1970, suite à l'installation d'une compensation proche, un premier arbre de machine s'est rompu. Ce n'est qu'à la suite de la destruction du deuxième arbre que le lien avec la compensation série a été fait. Depuis ces incidents, le phénomène de résonance hyposynchrone fait l'objet d'une attention toute particulière de la part des exploitants de centrales. Le risque est en effet très important de subir une destruction de la partie électrique de la centrale, l'arbre de l'ensemble turbo-alternateur pesant 1000 tonnes dans le cas de l'EPR, et tournant à 1200 tr/min, peut détruire la salle des machines s'il est soumis à une oscillation hyposynchrone. Il s'ensuit un risque pour la sécurité des opérateurs de la centrale, une indisponibilité de longue durée de la centrale, et des conséquences financières très importantes.

D'où provient ce phénomène d'oscillation hyposynchrone ?

Les lignes d'arbres des groupes turbo-alternateurs présentent des fréquences de résonance mécanique. Ces fréquences, qui sont sollicitées en permanence, sont rapidement amorties en situation normale. La mise en œuvre de condensateurs série peut être à l'origine d'un phénomène de couplage entre ces fréquences mécaniques et le réseau électrique.

On parle alors d'oscillations hyposynchrones. L'amortissement des oscillations mécaniques peut en être affecté, entraînant des contraintes de torsion cycliques et mal amorties des lignes d'arbres pouvant aller jusqu'à leur rupture. Ce risque concerne les trois groupes de Flamanville.

Pour maîtriser ce risque d'oscillation entre le réseau et la ligne d'arbres, une technique généralement utilisée est d'utiliser une partie de la compensation (10 à 20 %) en compensation variable avec une TCSC (Thyristor Serie Control Capacitor, compensation série ajustable par utilisation de systèmes à électronique de puissance). Les batteries de TCSC doivent être pilotées par un régulateur spécifique dont le rôle est de veiller à l'amortissement correct des oscillations hyposynchrones.

La conception d'un tel système serait particulièrement complexe dans le cas de la configuration maillée du réseau de raccordement du site de Flamanville. Les éléments de compensation de chaque ligne devraient comporter une partie réalisée à base de TCSC, associée à un régulateur propre. La coordination de l'ensemble de ces systèmes, dont certains seraient séparés de plusieurs dizaines de kilomètres pour garantir en toutes circonstances l'amortissement des oscillations mécaniques de 3 groupes eux-mêmes éloignés, paraît difficile.

Pour se prémunir de ce risque, il est probable que les groupes devraient être équipés de protections hyposynchrones propres, qui ordonneraient leur déclenchement en cas de crise torsionnelle non maîtrisée. Ce scénario peut donc se traduire par le déclenchement et la perte de production de l'ensemble du site de Flamanville. L'effet serait sensible sur la fréquence de l'ensemble du réseau interconnecté européen, car les 4200 MW de Flamanville représentent plus que la réserve primaire européenne. Des risques d'incidents majeurs existeraient donc.

En outre, les caractéristiques mécaniques des lignes d'arbres auront évolué entre les groupes REP existants et l'EPR. Les systèmes de régulation des TCSC devront être efficaces quel que soit le groupe concerné.

3.4.3 La protégeabilité des lignes équipées de condensateurs série

Le plan de protection du réseau contre les courts-circuits repose sur la détection et la localisation rapide et précise des défauts par des protections « de distance » associée à chaque ligne. Ces protections évaluent la position du défaut par une mesure de sa « distance électrique ». Précisément, cette « distance électrique » et donc sa mesure peuvent, en présence de condensateurs série, être affectée, en particulier du fait du système de protection des condensateurs décrit au § 3.1. En effet selon la position du défaut, les condensateurs peuvent être temporairement « shuntés » par leur protection conduisant à un niveau de compensation fluctuant et donc à une distance électrique apparente erronée vue par les protections de distance. Cette situation pourrait conduire à une mauvaise élimination du défaut (élimination tardive, ou déclenchement de lignes saines). Un tel scénario, toujours sensible sur le réseau 400 kV, serait particulièrement préjudiciable dans le contexte de Flamanville

L'installation de condensateurs série impliquerait une évolution importante des principes de protection dans toute la zone. Les protections de distance devraient être remplacées par des protections de principe différent : les protections différentielles de ligne.

Toutes les protections de distance susceptibles de « voir » un défaut « à travers » le condensateur série sont concernées, c'est-à-dire non seulement les lignes compensées, mais également toutes les lignes électriquement voisines. De plus, l'élément directionnel des protections de distance peut être faussé lorsque le condensateur série se trouve entre la protection et le défaut. Les protections différentielles de courant ne sont pas sujettes à ces erreurs de mesure et constituent une solution à privilégier.

On estime à 50 ensembles d'équipements basse tension le parc à renouveler sur la zone concernée par cette nécessité de recourir aux protections différentielles.

L'usage de protections différentielles de ligne requiert l'utilisation de voies de transmission rapides entre chaque paire de postes. Pour obtenir une fiabilité maximale, il serait souhaitable que les voies de transmissions des deux protections différentielles de lignes ne passent pas par le même canal. Actuellement, les protections différentielles de ligne sont largement déployées sur les faisceaux hertziens de sécurité (FHS). A l'horizon 2012, les FHS ne seront sans doute plus utilisés. Des fibres optiques devront leur être substituées, bon nombre devant être réalisées pour assurer ces transmissions.

Les modifications des systèmes de protection induites par la mise en œuvre de condensateurs série conduiraient à un volume d'interventions important sur une large zone du réseau français. La mise en œuvre de ces évolutions présenterait un risque de dysfonctionnement qui ne doit pas être négligé, d'autant plus qu'il touche à une fonction essentielle de la sûreté du système électrique : la rapidité et l'efficacité de l'élimination des défauts réseau. Un dysfonctionnement se soldant, ne serait-ce que par un retard à l'élimination d'un défaut, présenterait un fort risque de perte de synchronisme du site de Flamanville.

3.4.4 Le risque de surtension

Le condensateur série produit de la puissance réactive en fonction du courant qui le traverse. Cette puissance réactive fait augmenter la tension électrique. L'ordre de grandeur de la surtension peut atteindre des valeurs de l'ordre de la dizaine de milliers de Volts. Il y aurait donc, en présence de condensateur série, des variations de tension liées au transit dans les lignes compensées, qui pourraient conduire à des dépassements de la tension maximale admissible. Ce phénomène est difficile à contrôler dans le cas présent car les transits peuvent aller dans les deux sens.

Pour éviter ce risque, on serait amené à adopter un plan de tension plus bas. Ce paramètre joue dans le mauvais sens pour ce qui est de la tenue du synchronisme, qui nécessite une tension la plus élevée possible.

3.4.5 Fonctionnement des disjoncteurs

L'introduction de condensateurs série modifie sensiblement les conditions de fonctionnement des disjoncteurs qui assurent, par leur ouverture, l'élimination des courts-circuits. Les conditions de la coupure des courants sont plus difficiles. L'expérience internationale a ainsi mis en évidence deux

types de phénomènes pouvant affecter le fonctionnement des disjoncteurs et induits par la mise en œuvre de compensation série :

- accroissement des contraintes électriques (surtensions transitoires) subies par l'appareil ;
- retard sensible de la coupure du courant de défaut.

Le premier phénomène peut nécessiter de prendre des dispositions particulières pouvant aller jusqu'au remplacement des disjoncteurs par des appareils plus puissants ou spécialement conçus pour ce contexte. Ces dispositions peuvent devoir être appliquées aux disjoncteurs de la ligne compensée, mais aussi aux disjoncteurs des lignes raccordées au même poste, voire aux disjoncteurs des jeux de barres.

Le second phénomène peut être observé dans certains cas de réseau. Il peut se traduire par une augmentation notable du temps nécessaire au disjoncteur pour réaliser la coupure du courant de court-circuit. Cette augmentation peut être dangereuse pour le disjoncteur. Elle a aussi pour conséquence de retarder l'élimination du défaut. Dans le contexte d'utilisation particulier de l'évacuation du site de Flamanville on sait combien la rapidité d'élimination des courts-circuits est essentielle à la stabilité transitoire des groupes. Une dégradation de ce paramètre serait en mesure de réduire sensiblement l'intérêt apporté par les condensateurs série. Ces phénomènes dépendent du dimensionnement des condensateurs, de leur mode de protection mais aussi de leur emplacement sur le réseau, une itération est indispensable avec les études de l'ensemble du système électrique pour vérifier que :

- les conditions pouvant conduire à un allongement de la durée d'élimination des défauts sont plausibles dans le contexte du réseau d'évacuation du site de Flamanville,
- il existe sur le marché un disjoncteur apte à supporter les contraintes résultantes
- la durée d'élimination des défauts résultante reste acceptable vis à vis des risques de perte de synchronisme du site de Flamanville.

3.4.6 Autres questions soulevées par l'insertion de condensateurs série dans le réseau à proximité de Flamanville

Outre les questions évoquées précédemment, l'insertion de condensateurs série pose plusieurs problèmes techniques qui ne sont pas encore résolus :

- *Harmoniques* : La présence de compensation série avec une partie réglable TCSC sur le réseau peut, par suite d'une résonance avec les inductances des lignes et transformateurs, conduire à l'amplification des harmoniques de l'onde électrique naturellement présentes sur le réseau, ou celles injectées par le TCSC. Cela pourrait entraîner l'apparition de niveaux d'harmoniques dépassant les valeurs limites. Cette situation serait particulièrement préjudiciable aux clients industriels. En effet, les tensions harmoniques présentes sur les réseaux à 400 000 V se retrouveront sur les niveaux de tension inférieurs, jusqu'aux installations des clients. Les clients industriels, souvent dotés de batteries de condensateurs shunt pour compenser la puissance réactive qu'ils absorbent, peuvent à nouveau amplifier ces harmoniques, ce qui risque de détruire les transformateurs ou condensateurs présents dans leurs installations.
- *Interactions avec les autres dispositifs à électronique de puissance installés en Bretagne* : Il peut y avoir un risque d'interactions entre une éventuelle installation de compensation série et les compensateurs statiques de puissance réactive (CSPR) installés en Bretagne en 2005.

3.5 Conclusion

Les condensateurs série représentent une solution théoriquement capable de réduire le risque de perte de synchronisme du réseau lors de la mise en service du groupe Flamanville 3 (sans pour autant résoudre d'autres problèmes comme celui de la tenue du plan de tension dans certaines zones comme Launay ou Domloup). En installant le plus gros volume possible de condensateur série, on parvient tout juste à éviter la perte de synchronisme en cas de court-circuit.

Toutefois, les incertitudes sur les caractéristiques précises du futur groupe Flamanville 3, son utilisation dans un réseau maillé, qui engendre une complexité importante due à la multiplicité des configurations de réseau (lignes en service ou non, groupes arrêtés, transits fortement variables), et la présence proche de plusieurs systèmes régulés automatiquement, rendent sa faisabilité incertaine.

En particulier, il n'est pas garanti de pouvoir résoudre dans toutes les configurations de réseau les problèmes liés aux oscillations hyposynchrones.

En conséquence, la solution de l'utilisation de la compensation série de manière massive et unique ne peut être considérée comme une réponse adaptée à l'arrivée du groupe Flamanville 3 en raison des autres risques engendrés par ce type de solution (endommagement de la centrale, risque pour la sécurité des opérateurs de la centrale, risque de coupure généralisée sur le réseau européen).

4. Etude n°4 : Utilisation d'un automate de déclenchement

4.1 Principe général

L'automate a pour fonction de *réduire le niveau de production en cas de défaut*.

Il n'est pas possible de réduire la puissance produite par un groupe nucléaire à la fois d'un niveau important (quelques centaines de MW) et rapidement (moins d'une seconde).

C'est la raison pour laquelle on peut choisir de déconnecter complètement et rapidement un groupe et ainsi de soustraire du réseau la totalité de sa production. C'est le principe de l'automate de déclenchement de groupe : il provoque l'îlotage d'un groupe de Flamanville en cas de court-circuit triphasé sur le réseau. Ce type d'automate nécessite des performances élevées :

- *Rapidité*: Pour être efficace, l'automate doit agir le plus rapidement possible.
- *Fiabilité* : C'est l'aptitude à remplir la fonction à tout moment. Elle se décline sur deux critères principaux : le bon fonctionnement sur sollicitation et l'absence de fonctionnement sans sollicitation (intempestif).

4.2 Besoin pour répondre aux critères de sûreté

Dans certains cas favorables (tension d'exploitation très élevée), un déclenchement inférieur à 150 ms est nécessaire pour répondre aux exigences de sûreté vis-à-vis du maintien au synchronisme du site de Flamanville.

Ce temps est très court et difficile à atteindre. En effet, le temps d'action complet comprend :

- le temps de détection (40 ms),
- le temps de fonctionnement de l'automate (40 à 50 ms pour le traitement de l'information et la validation de l'ordre de déclenchement),
- le temps de transmission de cet ordre (30 ms)
- le temps d'ouverture du disjoncteur (40 à 60 ms).

Le temps complet d'élaboration de l'ordre est donc au minimum de 150 ms, c'est-à-dire juste limite par rapport au besoin exprimé dans les situations favorables pour se prémunir du risque de perte de synchronisme.

Dans d'autres cas plus standards et donc moins favorables (tension d'exploitation normale aux alentours de 415 kV à Menuel), le déclenchement même instantané ne suffit pas à garantir le maintien au synchronisme des deux groupes restant.

4.3 Conséquences sur la sûreté du Système

L'utilisation d'un automate de déclenchement instantané présente les risques suivants :

- *Non fonctionnement sur sollicitation* : en cas de dysfonctionnement de l'automate, il existerait un risque sur défaut ligne simple, de perte complète du site de Flamanville
- *Fonctionnement intempestif* : Un groupe s'îlotant sur ses auxiliaires est apte à reprendre le service assez rapidement. En revanche, un îlotage non réussi (déclenchement) se traduit par une indisponibilité du groupe pouvant durer plusieurs heures.

Si les conséquences d'un fonctionnement intempestif sont limitées (îlotage ou au pire déclenchement d'un groupe), leur répétition peut néanmoins entamer la durée de vie de la centrale. Enfin, les conséquences d'un non-fonctionnement sur sollicitation sont beaucoup plus graves : perte de synchronisme de l'ensemble des groupes du site, risque de coupure de courant étendue voire risque d'extension de la perte de synchronisme à une zone plus large que le Cotentin. L'automate doit donc présenter une fiabilité très élevée.

4.4 Autres dispositifs de déclenchement

L'utilisation d'un automate de déclenchement n'est pas quelque chose de rare sur les réseaux dans le monde. Plusieurs pays en utilisent pour différents besoins.

La France et RTE en particulier en utilise sur son réseau. Toutefois, leurs caractéristiques sont très différentes et les besoins auxquels ils répondent sont très différents.

Il existe actuellement plusieurs automates de déclenchement sur le réseau français. Installés et opérationnels, ils ont pour rôle de déconnecter un ou plusieurs groupes de production d'électricité sur certains événements dont les conséquences non maîtrisables présentent un risque inadmissible pour la sûreté du réseau.

Détaillons maintenant les principales caractéristiques des deux automates installés sur le réseau 400 000 V. Elles se déclinent selon quatre critères :

- Événement initiateur
- Conséquences redoutées
- Rapidité de fonctionnement attendue
- Mode d'utilisation

Pour les deux principaux automates actuellement en service sur le réseau 400 000 V, il s'agit du même besoin à couvrir :

- Fonctionnement sur défauts simultanés sur deux lignes disposées sur supports commun de pylônes.
- Risque évité : cascade de surcharge agissant comme un effet domino sur le réseau (à titre d'exemple, on peut se reporter à la coupure de courant généralisée qui a eu lieu en Italie le 28 septembre 2003)
- Besoin de fonctionnement dans la minute
- Utilisation en curatif, c'est-à-dire uniquement si l'événement initiateur se produit.

Lorsqu'on compare ces caractéristiques aux besoins attendues dans le cadre du raccordement du nouveau groupe de production d'électricité, on peut constater qu'elles sont presque en tous points différentes :

	Exemple d'automates sur le réseau 400 kV RTE	Besoins Flamanville
Événement initiateur	Défaut double	Défaut simple
Conséquences redoutées	Cascade de surcharge	Perte de synchronisme
Rapidité de fonctionnement	De quelques secondes à quelques minutes	< 1/10 ^{ème} de seconde
Mode d'utilisation	Curatif (sur événement)	Curatif (sur événement)
Type d'automates	Automates locaux	Automate distant

4.5 Conclusion

L'automate de déclenchement ne permet pas de répondre au besoin créé par l'arrivée du troisième groupe de Flamanville.

GLOSSAIRE

- Al : Aluminium
- CIG : Câbles à isolation gazeuse
- CIS : Câbles à isolation synthétique
- Cu : Cuivre
- HT : Haute Tension (63 kV, 90 kV, 150 kV)
- THT : Très Haute Tension (225 kV, 400 kV)
- LA : Ligne aérienne
- LS : Ligne souterraine
- Meuro : million d'euros
- PNR : Parc Naturel Régional
- Pb : Plomb
- PE : Polyéthylène
- PR : Polyéthylène Réticulé
- SYCABEL : Syndicat des constructeurs de câbles électriques
- ZICO : Zone d'Intérêt Communautaire pour les Oiseaux
- ZNIEFF : Zone Naturelle d'Intérêt Ecologique Floristique et Faunistique
- ZPPAUP : Zone de protection du Patrimoine Architectural et Urbain

5. Bibliographie

- Contrat de Service Public entre EDF et l'Etat Français, titre 3
- Comparison of high voltage overhead lines and underground cables, report and guidelines presented by CIGRE joint working group 21/22-01
- Utilisation de câbles souterrains – référencé CIGREVF.RTF – 11/02/2000
- SYCABEL: Note informative sur l'enfouissement des réseaux électriques – 9/01/2001
- SYCABEL- Procès Verbal du Colloque EDF/ SYCABEL – 23/05/00
- Rapport du Conseil Général des Mines sur la sécurisation du système électrique lié aux événements naturels extrêmes, dit rapport Piketty
- Transmission & Distribution - First 525kV XLPE extra high voltage cables destined for Dachaoshan, Dec 2000
- Transmission & Distribution – Worlds first mixed gas insulated hv line, in Geneva, Dec 2000
- Construction of the world's first long-distance 500kV XLPE cable line - Cigré 21-106, 2000
- Installation of 500kV DC submarine cable in Japan – Cigré 21-304, 2000

Annexe 1 : Utilisation de la technique souterraine en THT dans le monde et en France

Dans le monde

Il existe de par le monde des lignes souterraines 400 000 V réalisées en câbles à huile, en câbles à isolation synthétique (CIS) et en câbles à isolation gazeuse (CIG). En règle générale, les lignes souterraines à 400 kV correspondent à des situations où les alternatives «lignes aériennes» n'existent pas :

- passage sous la mer (Gibraltar, Vancouver, ...),
- alimentation au cœur de grandes agglomérations (Berlin, Tokyo, Copenhague, Londres, ...),
- mise en souterrain de lignes existantes lors d'extension de zones particulières (Parc des expositions de Genève et aéroport de Madrid),
- mise en souterrain dans des zones limitées et remarquables (Yorkshire, passage de fjord au Danemark...).

Il existe plusieurs lignes souterraines 400 000 V relativement longues (quelques dizaines de km).

La puissance des lignes souterraines 400 000 V est limitée à quelques centaines de MVA par tricâble (ensemble de conducteurs unipolaires constituant un système triphasé), ce qui représente une puissance totale de 2000 MVA au maximum par circuit de 2 tricâbles.

Jusqu'au milieu des années 1990, la technologie utilisée pour les lignes souterraines 400 000 V faisait appel à des câbles à isolation de type «huile». Aussi, toutes les grandes lignes souterraines 400 000 V existantes dans le monde jusqu'à cette date sont réalisées avec des câbles à huile.

Au début des années 1960, l'apparition de matériaux synthétiques extrudables à base de polyéthylène a remis en cause la primauté de l'isolation papier / huile, mais le ralliement de l'industrie mondiale du câble au câble à isolation synthétique (CIS) a mis plusieurs décennies, en particulier dans les pays anglo-saxons. Dès lors, l'installation des câbles synthétiques s'est très vite imposée pour limiter les risques d'incendie et de pollution des sols. Les grandes lignes souterraines 400 kV en CIS existantes ont souvent pour rôle d'alimenter les grandes agglomérations : Berlin, Londres et Copenhague...

Enfin, il existe quelques exemples de réalisations récentes en Câble à isolants gazeux (CIG). Jusqu'au début des années 1990, des lignes existaient (depuis les années 1960) pour des niveaux de tension inférieurs à 400 kV, mais étaient de très faible longueur (quelques centaines de mètres en général).

Exemples de lignes souterraines avec CIS

Les projets de lignes souterraines à 400 kV de longueur significative sont apparus à la fin des années 1990, avec des câbles à isolation synthétique à 400 et 500 kV.

Lieu	Tension	Puissance	Longueur	Date
Berlin	400 kV	2 x 1100 MVA	11,5 km	1999
Copenhague	400 kV	2 x 1200 MVA	36 km	1999
Tokyo	500 kV	3 x 900 MVA	40 km	2000
Madrid	400 kV	2 x 1200 MVA	12 km	2004
Aalborg-Aarhus (Danemark)	400 kV	2 x 600 MVA	2,5+4,5+7 km	2004
Londres	400 kV	2 x 1200 MVA	20 km	2005
Abu Dhabi Island	400 kV	1 x 1000 MVA	12,5 km	En cours
Vienne (Autriche)	400 kV	2 x 1000 MVA	5,6 km	En cours
Turbigo (Italie)	400 kV	2 x 1050 MVA	8 km	En cours

Principales lignes à courant alternatif par câble à isolation synthétique de tension égale ou supérieure à 400 kV

Par ailleurs, de nombreuses lignes de longueur inférieure à 2 km sont actuellement en projet dans le monde.

On peut noter que ces lignes terrestres sont :

- très inférieures à 100 km,
- de manière quasi-exclusive en zone urbaine,
- de puissance limitée (1000 MVA par circuit en moyenne).

- En France

Les premières lignes souterraines à 400 kV en France furent mises en service en 1961 dans les centrales hydrauliques (câbles à huile).

Au début des années 1960, l'apparition des matériaux synthétiques a permis d'élaborer des câbles plus faciles à mettre en œuvre, sans problèmes liés à l'huile (dénivelé des lignes (pression), opérations de maintenance liées à la gestion des fluides, risque d'incendie), et avec des durées de réparation plus faibles. Ceci a conduit EDF et le constructeur Silec (SAGEM) à investir dans les CIS et à réaliser plusieurs premières mondiales.

C'est en 1985 qu'est arrivé le câble CIS 400 kV, d'abord limité à de faibles intensités et à des distances courtes (quelques centaines de mètres). Les câbliers se sont donc employés à combler ce handicap et terminent actuellement leurs essais sur le site EDF – Recherche et Développement des Renardières. Une solution est actuellement disponible.

Le choix politique de structures d'alimentation des grandes métropoles françaises date du début des années 1960. A cette époque, le niveau 400 kV étant balbutiant, le choix s'est porté sur une alimentation en 225 kV et reste en vigueur actuellement. Ceci explique pourquoi l'utilisation des câbles souterrains 400 kV est très faible en France, au regard d'autres pays qui ont choisi plus tardivement d'alimenter leurs grandes agglomérations en 400 kV.

Ainsi en 225 000 volts (tension d'alimentation des grandes agglomérations françaises), la France se situe loin devant ses voisins européens.

km de circuits enfouis entre 220 000 V et 275 000 V (Source Sycabel – 2003)	
France :	813 km
Italie :	387 km
Danemark :	375 km
Grande Bretagne :	71 km
Norvège :	64 km
Allemagne :	35 km
Hollande :	6 km

De plus, la croissance des puissances appelées dans les grandes villes françaises ne nécessite pas un basculement vers un niveau de tension supérieur.

Le développement et le renouvellement du réseau 400 kV en France se limitent donc aujourd'hui à trois aspects :

- le développement des interconnexions avec les pays voisins,
- la sécurisation des zones électriques fragiles,
- l'évacuation de l'énergie de nouveaux groupes de production de forte puissance.