

Client Commission Nationale du Débat Public
6, Rue du Général Camou
75007 Paris
Francia

Sujet Audit des alternatives à la réalisation d'une ligne à très haute tension entre le Cotentin et le Maine

Ordre d'achat Lettre de sélection du 8 décembre 2005

Notes

La reproduction partielle de ce document est permise sous autorisation écrite de CESI.

N. pages	186	N. pages hors texte	
Date	31/12/2005		
Rédigé	B. Cova – RETE T&D, G. Pirovano – PeC; S. Meregalli – PeC		
Vérifié	A. Ardito – RETE T&D		
Approuvé	M. de Nigris – PeC		

Contenu

1	INTRODUCTION ET CONTEXTE.....	5
2	DÉVELOPPEMENT DE L'ETUDE.....	6
3	FAMILIARISATION AVEC LES TECHNOLOGIES DES LIGNES THT.....	7
3.1	Lignes aériennes	7
3.1.1	Histoire.....	7
3.1.2	Description générale.....	8
3.1.3	Éléments constitutifs.....	9
3.1.4	Construction.....	18
3.1.5	Paramètres d'ingénierie.....	21
3.1.6	Fiabilité, entretien, diagnostic et suivi.....	22
3.1.7	Enjeux environnementaux.....	24
3.1.8	Enjeux économiques	28
3.1.9	Options de réalisation.....	31
3.2	Câbles a isolation synthétique – pose souterraine.....	33
3.2.1	Histoire.....	33
3.2.2	Description générale.....	33
3.2.3	Exemples de réalisation	34
3.2.4	Éléments constitutifs.....	37
3.2.5	Installation.....	42
3.2.6	Paramètres d'ingénierie.....	47
3.2.7	Fiabilité et entretien	48
3.2.8	Enjeux environnementaux	49
3.2.9	Enjeux économiques	51
3.2.10	Les nécessités de compensation du réactif	53
3.2.11	Rapport de coûts d'enfouissement.....	57
3.3	Solutions mixtes aéro-souterraines	59
3.3.1	Description générale.....	59
3.3.2	Exemple de réalisation	59
3.3.3	Éléments constitutifs.....	62
3.3.4	Critères de projet.....	63
3.4	Câbles a isolation gazeuse.....	65
3.4.1	Histoire.....	65
3.4.2	Principales réalisations.....	65
3.4.3	Éléments constitutifs des câbles à isolation gazeuse	67
3.4.4	Installation.....	71
3.4.5	Fiabilité, maintenance, diagnostic et suivi	72
3.4.6	Paramètres d'ingénierie.....	73
3.4.7	Enjeux environnementaux.....	73
3.4.8	Enjeux économiques	76
3.5	Solutions en tension continue : option sous-marine.....	78
3.5.1	Histoire.....	78
3.5.2	Description générale.....	78
3.5.3	Réalisations	79
3.5.4	Éléments constitutifs d'une connexion en courant continu	80
3.5.5	Construction.....	88
3.5.6	Fiabilité, maintenance, diagnostic et suivi	89
3.5.7	Enjeux environnementaux.....	89
3.5.8	Enjeux économiques	94

3.6	Solutions en tension continue : option aérienne.....	97
3.6.1	Description générale.....	97
3.6.2	Principales réalisations.....	97
3.6.3	Eléments constitutifs.....	98
3.6.4	Aspects à prendre en compte dans le projet d'une ligne HVDC.....	99
3.6.5	Enjeux économiques.....	100
3.6.6	Transformation d'une ligne aérienne THT en ligne HVDC.....	101
3.7	Les câbles supraconducteurs.....	103
3.7.1	Les motivations pour le développement.....	103
3.7.2	Les câbles supraconducteurs pour le transport d'énergie.....	104
3.7.3	Etat de l'art international.....	105
3.7.4	Contextualisation à la ligne de Flamanville.....	108
4	ETUDE DE RESEAU.....	109
4.1	Impact Centrale-Réseau.....	109
4.2	Le contexte spécifique.....	110
4.2.1	Critères de Sécurité et hypothèses.....	110
4.2.2	Simulations effectuées.....	111
4.2.3	La détermination du couloir de renforcement le plus favorable.....	113
4.3	Les alternatives étudiées.....	113
4.3.1	Solutions terrestres.....	114
4.3.2	Solutions sous-marines.....	130
4.3.3	Remarques sur les analyses et les résultats obtenus.....	132
5	CONSTRAINTES PHYSIQUES AYANT UNE INFLUENCE SUR LE DIMENSIONNEMENT DES COMPOSANTS ÉLECTRIQUES DE RÉSEAU.....	135
5.1	Dimensionnement électrique et mécanique.....	135
5.2	Contraintes normatives.....	136
6	INGENIERIE DE BASE.....	140
6.1	Rappel des solutions envisagées.....	140
6.2	CONFIGURATION L1 : Construction d'une ligne aérienne 400 kV double terne sur l'axe Nord-Sud.....	145
6.2.1	Paramètres d'ingénierie.....	145
6.2.2	Enjeux économiques.....	146
6.2.3	Aspects techniques de la construction.....	146
6.2.4	Aspects techniques de la gestion.....	147
6.2.5	Aspects liés aux réseaux.....	147
6.2.6	Impacts environnementaux.....	147
6.3	CONFIGURATION L2 : Construction de deux lignes aériennes 400 kV simple terne.....	149
6.3.1	Paramètres d'ingénierie.....	149
6.3.2	Enjeux économiques.....	150
6.3.3	Aspects techniques de la construction.....	150
6.3.4	Aspects techniques de la gestion.....	150
6.3.5	Aspects liés aux réseaux.....	151
6.3.6	Impacts environnementaux.....	151
6.4	CONFIGURATION C1 : Ligne en câble souterrain pose directement enterrée disposition en trèfle ou en nappe – double tri-câble.....	153
6.4.1	Paramètres d'ingénierie.....	153
6.4.2	Enjeux économiques.....	154
6.4.3	Aspects techniques de la construction.....	154
6.4.4	Aspects techniques de la gestion.....	155
6.4.5	Aspects liés aux réseaux.....	155
6.4.6	Impacts environnementaux.....	156

6.5	CONFIGURATION C2 : Ligne en câble souterrain pose directement enterrée disposition en trèfle ou en nappe – quadruple tri-câble.....	158
6.5.1	Paramètres d'ingénierie.....	158
6.5.2	Enjeux économiques.....	159
6.5.3	Aspects techniques de la construction.....	159
6.5.4	Aspects techniques de la gestion.....	159
6.5.5	Aspects liés aux réseaux.....	160
6.5.6	Impacts environnementaux.....	160
6.6	CONFIGURATION C3 : Ligne en câble souterrain pose directement enterrée disposition en trèfle ou en nappe – triple tri-câble.....	161
6.6.1	Paramètres d'ingénierie.....	161
6.6.2	Enjeux économiques.....	162
6.6.3	Aspects techniques de la construction.....	162
6.6.4	Aspects techniques de la gestion.....	162
6.6.5	Aspects liés aux réseaux.....	162
6.6.6	Impacts environnementaux.....	162
6.7	CONFIGURATION S1 : Ligne aéro-souterraine: double tri-câble sur 30 km et ligne aérienne à double circuit sur le reste du parcours.....	164
6.7.1	Paramètres d'ingénierie.....	164
6.7.2	Enjeux économiques.....	165
6.7.3	Aspects techniques de la construction.....	166
6.7.4	Aspects techniques de la gestion.....	166
6.7.5	Aspects liés au réseau.....	166
6.7.6	Impacts environnementaux.....	166
6.8	CONFIGURATION G1 : Ligne en câble à isolation gazeuse.....	167
6.8.1	Paramètres d'ingénierie.....	167
6.8.2	Enjeux économiques.....	167
6.8.3	Aspects techniques de la construction.....	168
6.8.4	Aspects techniques de la gestion.....	168
6.8.5	Aspects liés aux réseaux.....	168
6.8.6	Impacts environnementaux.....	168
6.9	CONFIGURATION H1 : Construction d'une nouvelle ligne en courant continu 300 kV.....	170
6.9.1	Paramètres d'ingénierie.....	170
6.9.2	Enjeux économiques.....	170
6.9.3	Aspects techniques de la construction.....	171
6.9.4	Aspects techniques de la gestion.....	171
6.9.5	Aspects liés au réseau.....	171
6.9.6	Impacts environnementaux.....	171
6.10	CONFIGURATION M1: Ligne en câble sous-marin en tension continue vers le Havre;.....	173
6.10.1	Paramètres d'ingénierie.....	173
6.10.2	Enjeux économiques.....	174
6.10.3	Aspects techniques de la construction.....	174
6.10.4	Aspects techniques de la gestion.....	174
6.10.5	Aspects liés au réseau.....	174
6.10.6	Impacts environnementaux.....	175
6.11	CONFIGURATION CS1 : Compensation série et ligne sur l'axe N-S avec technologies diverses (simple terna aérien, HVDC, simple tri- câble).....	176
7	ANALYSE COMPARATIVE.....	177

HISTOIRE DES REVISIONS

Numéro de révision	Date	Référence	Liste des modifications effectuées
02	31/12/2005	A5/5058607 Rv.01	Introduction des chapitres 4 à 7

1 INTRODUCTION ET CONTEXTE

En Octobre 2004 EDF annonçait son intention de construire sur le site de la centrale nucléaire de Flamanville (Manche), déjà équipée de 2 groupes de 1300MW chacun, un troisième groupe de production d'électricité d'une puissance d'environ 1600 MW. La centrale est actuellement reliée au réseau français au moyen de deux lignes 400.000 V (400 kV) au départ du poste électrique de Manuel (situé à 25 km de la centrale): une ligne se développe en direction Nord-Sud et parcourt les Départements de la Manche et de l'Ille-et-Villaine jusqu'au poste de Domloup (près de Rennes), l'autre ligne se dirige en direction Ouest-Est, traverse le Département du Calvados et arrive au poste de Rougemontier dans l'Eure (près de Rouen).

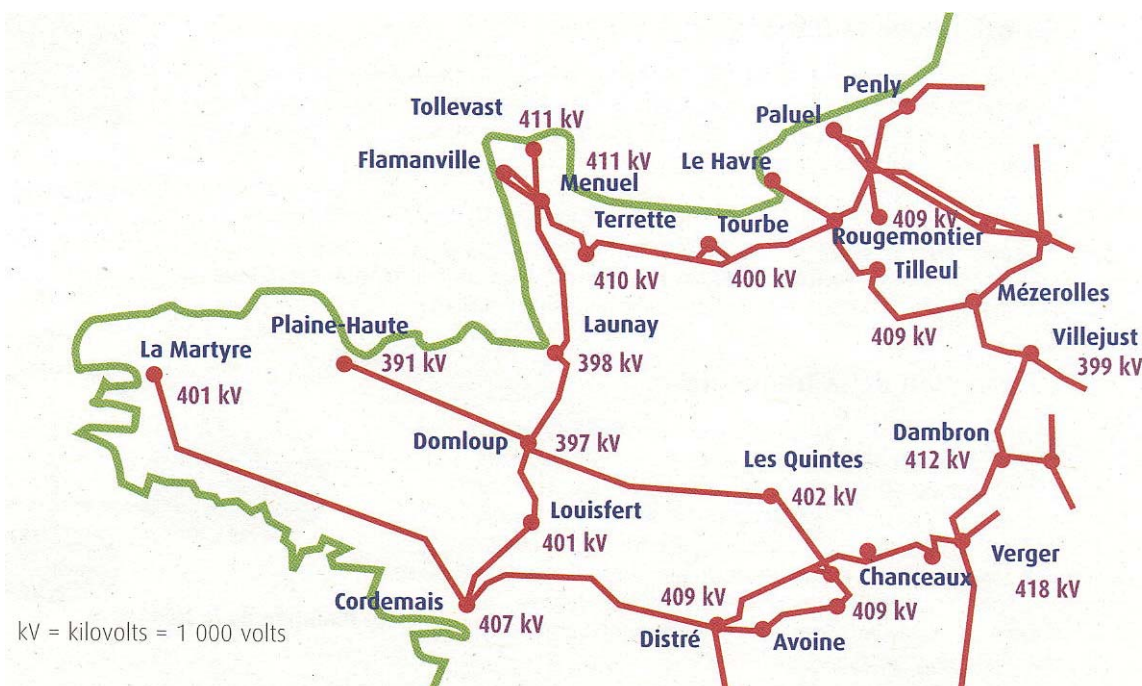


Figure 1-1: Détail du réseau RTE du Nord-Ouest de la France

Afin de pouvoir évacuer la puissance de la nouvelle tranche de la centrale de Flamanville et de pouvoir assurer la sécurité de fonctionnement du réseau électrique français dans la région, RTE, le gestionnaire du réseau de transport français, prévoit la réalisation d'une nouvelle ligne à très haute tension d'une longueur d'environ 150 km, suivant un axe Nord-Sud entre le Cotentin et le Maine. Ce projet de ligne, dénommé Cotentin-Maine est l'objet d'un débat public dont le déroulement est en cours et qui se terminera le 23 février 2006.

La Commission Nationale du Débat Public a considéré nécessaire, pour permettre un déroulement du débat sur des bases techniquement paritaires, de procéder à une analyse critique du dossier du maître d'ouvrage et de la documentation proposée par les associations et les intervenants; cette analyse se base sur l'acquisition et l'étude des différentes pièces du dossier technique et porte à l'expression d'une opinion d'expert sur les différentes solutions technologiques envisageables dans la région, suite à l'insertion dans le réseau de la troisième tranche de la centrale nucléaire de Flamanville.

2 DEVELOPPEMENT DE L'ETUDE

Cette étude prend en compte les alternatives technologiques envisagées par le maître d'ouvrage (RTE) dans son dossier et d'autres solutions rationnelles. En particulier :

- Construction de nouvelles lignes en technologie aérienne:
 - La solution minimale qui consiste à ne construire aucun nouvel ouvrage dans la région et à analyser la situation de réseau conséquente ;
 - La solution de base: ligne THT 400 kV aérienne directrice Nord-Sud (en direction de Rennes), considérée comme optimale par RTE ;
 - Ligne THT 400 kV sur un axe Sud-Est (en direction du Mans) ;
 - Ligne THT 400 kV sur un axe Est (en direction de Rouen) ;
 - Reconstruction en quadruple terre THT 400 kV de la ligne Manuel – Launey - Domploup ;
 - Construction de lignes aériennes compactes à haute impédance ;
- Modification de la structure des lignes existantes:
 - Remplacement des conducteurs des lignes existantes avec ou sans modification des poteaux ;
- Utilisation d'autres technologies pour la construction d'une nouvelle ligne:
 - Construction d'une ligne souterraine à isolation synthétique ;
 - Construction d'une ligne souterraine à isolation gazeuse ;
 - Construction d'une ligne sous-marine ;
 - Construction d'une ligne à courant continu ;
 - Construction d'une ligne à technologie mixte aéro-souterraine ;

Pour permettre au public de se familiariser avec les différentes technologies prises en compte, on donne au début de cette étude un aperçu de chaque type de ligne en détaillant les principaux enjeux techniques, économiques et environnementaux. Les chapitres de description ne sont pas contextualisés à la situation spécifique ni de réseau ni d'environnement du Nord-Ouest de la France. Les données numériques qui y sont reportées constituent des ordres de grandeur qui peuvent servir au public pour comprendre où peuvent se trouver les principales criticités de chaque technologie. La description est basée sur les fiches thématiques préparées par CESI en 2003 lors du débat public concernant la ligne à très haute tension entre la France et l'Espagne. Les fiches technologiques sont mises à jour et adaptées sur la base des nouvelles connaissances et des informations acquises entre temps.

Le premier niveau de contextualisation de l'étude est celui de l'évaluation de l'impact sur le réseau : chaque solution technologique ou alternative technique est étudiée par rapport à son impact sur le réseau du Nord-Ouest de la France, et en particulier:

- Impact de l'insertion sur le fonctionnement du réseau électrique global ;
- Evaluation des contraintes par rapport aux ouvrages existants ;
- Efficacité vis à vis de l'évacuation de la puissance du groupe Flamanville 3 et de la sécurisation du réseau de transport du Nord-Ouest de la France ;
- Impact sur le fonctionnement du réseau lors de sa modification pour l'insertion du nouvel ouvrage.

L'étude de réseau indique les solutions viables, qui méritent un approfondissement technique et une étude comparative. Les résultats de cette étude sont rassemblés en fiches de synthèse qui comprennent:

Les paramètres d'ingénierie électrique et civile de base ;

L'impact sur le réseau de transport ;

Les enjeux économiques.

La comparaison des alternatives est effectuée au moyen d'une méthode multi-critères qualitative qui peut se résumer en un tableau en couleurs dans lequel chaque aspect pris en compte pour chacune des solutions alternatives retenues est représenté avec un code chromatique semblable à celui des signalisations lumineuses routières (rouge : aspect négatif, Jaune : aspect potentiellement critique ; vert : aspect positif)

3 FAMILIARISATION AVEC LES TECHNOLOGIES DES LIGNES THT

3.1 Lignes aériennes

On décrira ici les caractéristiques des lignes électriques aériennes à haute tension, en se référant en particulier à celles qui sont actuellement employées dans le réseau européen de transport, ce qui veut dire les lignes de tension de 400 kV.



Figure 3-1: Exemple de ligne double terre 400 kV italienne en montagne

3.1.1 Histoire

Les lignes électriques sont l'élément de liaison entre les centrales de production de l'énergie et les utilisateurs. Les sites de production sont généralement éloignés des lieux d'utilisation, d'où la nécessité de transporter l'énergie avec des lignes électriques à haute tension. L'accroissement de la consommation d'énergie électrique, étroitement liée à l'expansion de la consommation en général, ont déterminé l'évolution des lignes électriques et leur interconnexion pour former un réseau de transport international.

On peut schématiser l'évolution des lignes de transport de l'énergie en prenant le niveau de tension comme indicateur du développement du transport d'énergie :

- A la fin du dix-neuvième siècle et au début du vingtième siècle, la tension des lignes de transport n'était pas uniforme sur le réseau avec un niveau qui s'élevait autour de quelques milliers de volts ; cette tension a été unifiée dans le premier quart du siècle autour de 130 kV avec la réalisation de réseaux nationaux et internationaux. Les supports étaient en fer ou, en moindre mesure, en béton armé, avec des systèmes à simple terre ou terre multiple sur le même support, conducteurs en cuivre ou aluminium ou ses alliages. Ces lignes permettaient le transport de 150 MVA par ligne de 130 kV double terre avec l'occupation d'une bande de terrain de 20 m de largeur. La réalisation se faisait en privilégiant l'ouvrage électrique avec la coupe à raz des arbres le long du tracé.
- Pendant le second quart du siècle, on a assisté au développement et à la mise en service de lignes électriques à la tension de 220 kV. Ces lignes permettaient le transport de 800 MVA par ligne de 220 kV double terre avec l'occupation d'une bande de terrain de 30 m de largeur, les supports étaient en charpente métallique et les conducteurs en aluminium ou ses alliages. La réalisation se faisait toujours en privilégiant l'ouvrage par rapport au territoire. Le terrain occupé était réduit par ailleurs de 70% par rapport à la surface occupée par les lignes à 130 kV nécessaires pour le transport d'une quantité égale d'énergie.
- Après les années 1950, le réseau de transport s'est développé à la tension de 400 kV. Les types de lignes à haute tension, support et conducteurs n'ont pas beaucoup changé par rapport à ceux qui étaient utilisés au début du développement des lignes de transport et interconnexions. Les lignes construites pendant la seconde moitié du siècle permettent le

transport de 4.000 MVA par ligne double terne à la tension de 400 kV, avec l'occupation d'une bande de terrain de 50 m de largeur. Les supports sont en charpente métallique et les conducteurs en aluminium ou ses alliages. La réalisation se fait en tenant compte de toutes les particularités du territoire, avec la subordination de l'ouvrage électrique aux exigences des réalités existant dans la zone traversée. On prend en considération aussi les programmes connus de future évolution de l'utilisation du même territoire.

Les lignes aériennes ont jusqu'à présent représenté la totalité des lignes de transport à l'exception de cas particuliers comme les tronçons sous la mer ou à l'intérieur des centres urbains.

3.1.2 Description générale

Les lignes de transport se présentent sur le territoire comme une série des structures rigides avec la seule fonction de support des conducteurs, câbles flexibles, dans lesquels transite le flux d'énergie.

L'énergie électrique transmise dépend de la tension et du courant, la puissance transmise augmente au fur et à mesure de l'augmentation de ces deux valeurs caractéristiques. Il faut dimensionner les distances par rapport à la terre, aux ouvrages traversés et entre les phases en fonction de la tension. L'ancrage des conducteurs aux supports (isolateurs) doit aussi être dimensionné en fonction de la tension de la ligne.

Les lignes électriques aériennes prennent, par conséquent, la forme d'une infrastructure de caractère linéaire, posée à une hauteur de 10 mètres ou plus au-dessus du sol, joignant les lieux de production ou de disponibilité de l'énergie aux lieux d'alimentation d'utilisateurs et de liaison au réseau existant (poste électrique).



Figure 3-2: Vue des faisceaux de conducteurs d'une ligne à 400 kV double terne italienne

Les supports pour lignes à haute tension peuvent être réalisés en charpentes métalliques ou en tôle pliée. On n'utilise plus, depuis longtemps, le béton armé et le bois pour ce type de ligne. Les conducteurs, en aluminium – acier ou en alliage d'aluminium ou spéciaux, sont réalisés avec des conducteurs uniques ou plusieurs conducteurs pour chaque phase.

Les conducteurs sont fixés aux supports par des chaînes d'isolateurs en verre, porcelaine ou en matière composite et du matériel d'équipement en acier.

En outre, des dispositifs spéciaux sont adoptés pour maintenir la position des conducteurs dans l'espace et contenir les effets des vibrations éoliennes.

La ligne est protégée contre les coups de foudre par un ou plusieurs conducteurs de garde, placés au-dessus des conducteurs d'énergie, au point le plus haut du support, avec la fonction aussi de raccorder le réseau de la terre des supports et des postes.



Figure 3-3: Exemple de support d'une ligne de 225 kV double terre

3.1.3 *Eléments constitutifs*

3.1.3.1 *Supports et fondations*

Les supports pour lignes électriques à 400 kV sont essentiellement constitués de charpentes métalliques boulonnées avec des fondations en général en blocs de béton armé.



Figure 3-4: Vue du support d'une ligne à 220 kV double terre

Les supports autoporteurs sont réalisés avec 4 montants principaux, raccordés par des pylônes secondaires de stabilisation, culminant par des consoles placées dans la partie haute du support, transversalement par rapport à la direction de la ligne et sur lesquelles sont fixés le matériel d'équipement et les isolateurs de jonction des conducteurs au support. Le support est raccordé de manière stable au terrain par des fondations séparées pour chaque montant ; on a donc 4 fondations par support (pieds).

Chaque support est pourvu d'une prise de terre.

Pendant les années 1950 des progrès technologiques et de production des supports ont été réalisés en vue d'en optimiser les prestations et d'en réduire les coûts ; en particulier les constructeurs ont travaillé sur les sujets suivants :

- utilisation de nouveaux éléments :
 - isolants rigides,
 - consoles isolantes (Voir exemple Figure 3-5),
 - nouveaux conducteurs,
- projet précis de chaque support,
- utilisation de nouveaux aciers ayant une limite plus élevée aux contraintes de fatigue ;
- utilisation de tôle pliée à froid pour la formation du profilé structurel,
- utilisation de supports en tubes polygonaux en tôle soudée avec fondation unique (voir Figure 3-5)



Figure 3-5: Vue d'un support d'une ligne de 400 kV à tube polygonal de type à consoles isolantes (photomontage)

Les fondations (voir Figure 3-6) sont généralement superficielles, d'une profondeur du plan de pose de 3 – 5 m par rapport au niveau du sol et réalisées avec une dalle et un fût pour chaque montant ; le montant est raccordé à la fondation par un pied en charpente.

Les fondations peuvent être de type profond réalisées, pour chacun des 4 pieds, avec des pelles mécaniques (1– 2 m de diamètre et profondeur de 8 – 15 m) ou micro pieu. En montagne ou en présence de terrain rocheux, il est possible d'utiliser des fondations à ancrage dans le rocher.



Figure 3-6: Vue d'une fondation d'une ligne 400 kV

Chaque gestionnaire de réseau de haute tension a son propre catalogue de poteaux unifiés qui ont été conçus pour répondre d'une façon optimale aux critères de dimensionnement et aux caractéristiques territoriales locales. Dans le cas français, nous citons, parmi les poteaux les plus couramment utilisés, les suivants :

- Poteau simple terre : représenté schématiquement dans la Figure 3-7
- Poteau « Double drapeau », montré à la Figure 3-8 ;
- Poteau « Danube », dont la structure est montrée à la Figure 3-9

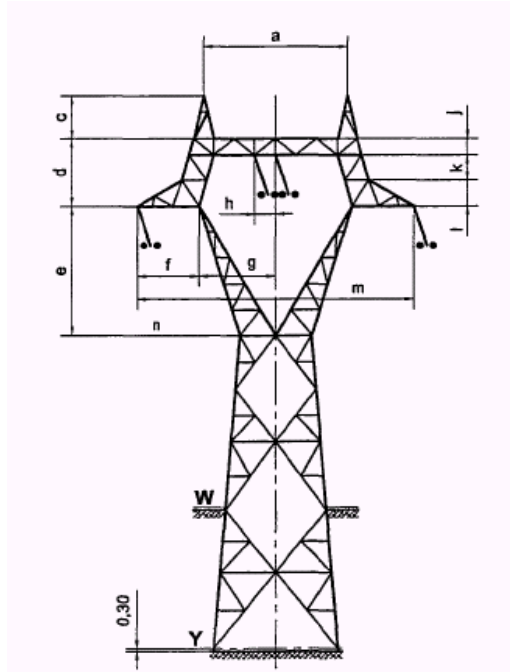


Figure 3-7: schéma du support simple terne (T-A)

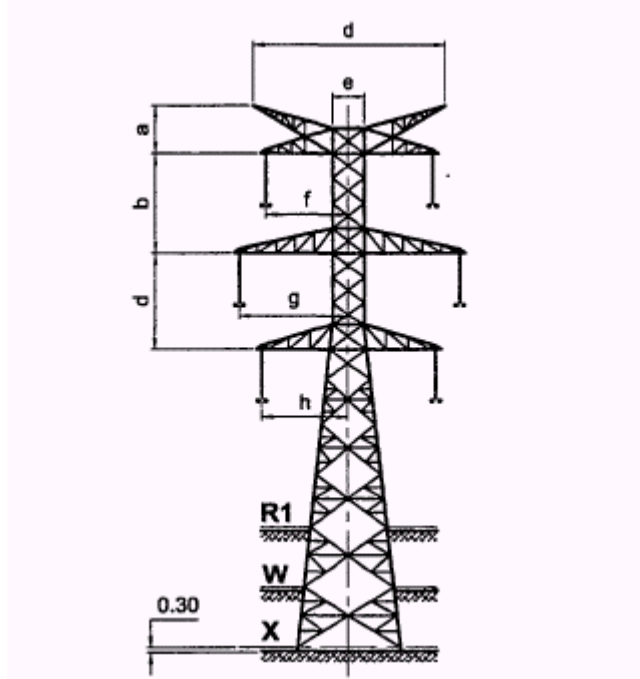


Figure 3-8: schéma du support « Double Drapeau » (F5)

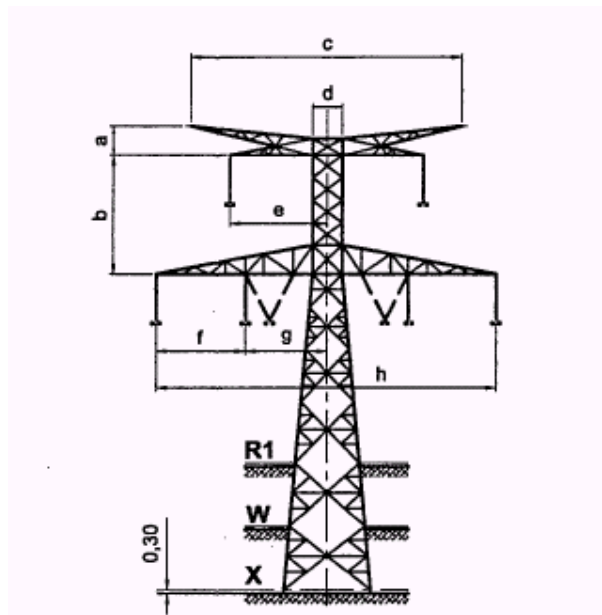


Figure 3-9: schéma du support « Danube » (F44)

Les caractéristiques principales des supports pour une ligne double terre de 400 kV sont résumées dans le Tableau 3-1:

Tableau 3-1: caractéristiques de supports pour ligne à double terre 400kV

Type support double terre 400 kV	Portée courant (m)	Hauteur d'attache des conducteurs (m)	Hauteur de l'attache des câbles de garde (m)	Poids charpentes / km de ligne (t)
2 supports simple terre	500	18 - 42	25 – 49	9 – 16
Support « Drapeau »	500	18 - 42	44 – 68	18 - 32
Support « Danube »	500	18 - 42	34 – 58	16 - 30
Support consoles isolantes (*)	400	18 - 42	40 – 64	15 - 28
Support tubulaire (*)	300	18 - 30	43	9 - 18

(*) ces types de support ne sont pas utilisables dans les zones à surcharge spéciale des conducteurs à cause de givre et neige

En ce qui concerne les fondations, les données caractéristiques sont résumées au Tableau 3-2

Tableau 3-2: données typiques des fondations pour supports 400kV

Type support	Volume excavation /km de ligne (m ³)	Volume béton / km de ligne (m ³)
2 supports simple terre	1000	60
Support vertical	500	50
Support à pin	450	40
Support à consoles isolantes	400	40
Support tubulaire	1500	300

Selon la position le long du parcours, on utilise différents types de supports :

- le support d'alignement est utilisé dans les parties de ligne rectilignes ou qui présentent des angles de tracé jusqu'à 5°

- Le support d'angle souple est utilisé dans le cas d'angles de tracé jusqu'à 30°. Dans ce cas on utilise des chaînes d'isolateurs en L (voir Figure 3-14) et des géométries de support particulières.
- Le support d'ancrage est utilisé pour des angles de tracé supérieurs à 30° et en cas de charges verticales négatives (poteau tiré vers le haut).
- Le support d'arrêt terminal est utilisé au point d'interruption d'une ligne aérienne (à l'entrée de la ligne dans un poste, dans un passage de ligne aérienne à câble souterrain etc.); ces supports sont dimensionnés de façon à pouvoir supporter la charge mécanique due à l'ancrage des conducteurs d'un seul côté du poteau: cette charge est fortement déséquilibrée.

Les principales caractéristiques de ces différents types de support, référées au modèles « Danube » sont résumées dans le Tableau 3-3

Tableau 3-3: caractéristiques des différents types de supports utilisés le long du tracé d'une ligne (réf. Modèle « Danube »)

Type double terne 400 kV Danube	Portée courant (m)	Hauteur à l'attache des conducteurs (m)	Hauteur à l'attache des câbles de garde (m)	Poids charpenterie / km de ligne (t)
Alignement	500	24	40	20
Angle souple	500	24	40	30
Ancrage	500	24	41	40
Arrêt terminal	500	24	41	55

3.1.3.2 Supports architectoniques

Au cours des dernières années en France et en Italie ont eu lieu des concours pour la réalisation d'un projet de principe de supports qui permettent une meilleure intégration de la ligne aérienne dans l'environnement (sub-urbain ou rural). Des dessinateurs et des bureaux d'ingénieurs/architectes de renommée internationale ont participé au concours.

Les supports qui ont gagné le concours français sont montrés dans les Figure 3-10 et Figure 3-11 ; les vainqueurs du concours italien sont montrés dans les Figure 3-12 et Figure 3-13.



Figure 3-10: support architectonique « Fougère » vainqueur du concours français

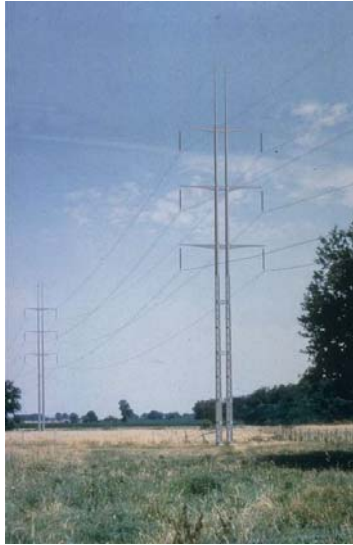


Figure 3-11: Support architectonique « Roseau » vainqueur du concours français

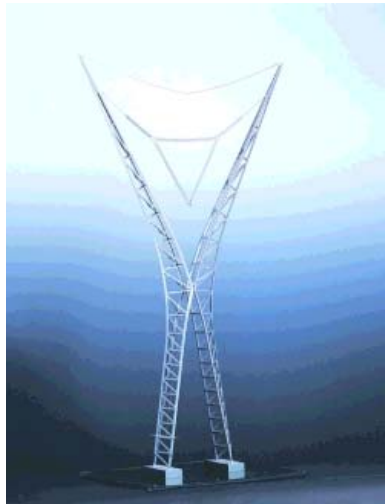


Figure 3-12: support architectonique vainqueur du concours italien (modèle)

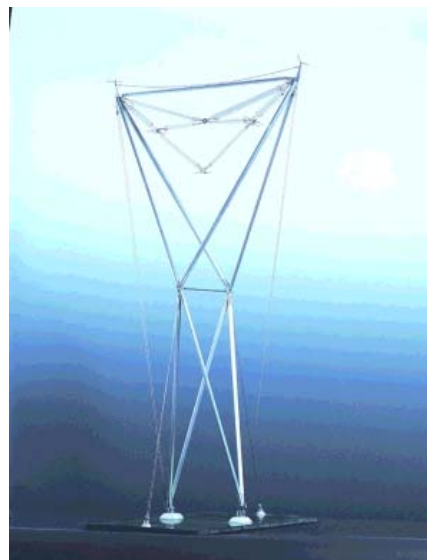


Figure 3-13: Modèle à échelle de support architectonique vainqueur du concours italien

3.1.3.3 Conducteurs

Le choix des conducteurs est très important dans le projet des lignes électriques aériennes: les conducteurs peuvent en effet avoir une influence de 30-40% sur les coûts totaux de la ligne. Le type et la dimension du conducteur influencent les charges de vent, gel et tirage que les supports doivent supporter; en outre les flèches qui peuvent se former à cause du givre ou de la température élevée influencent les hauteurs des supports.

Les conducteurs traditionnels les plus utilisés sur les lignes à haute tension sont réalisés :

- en alliage d'aluminium (AAAC « All Aluminium Alloy Conductor »),
- en aluminium et acier (ACSR « Aluminium Conductor Steel Reinforced »)
- en alliage d'aluminium (ACAR « Aluminium Conductor Alloy Reinforced ») – plus rare ;
- en alliage d'aluminium/acier (AASR « Aluminium Alloy Steel Reinforced ») – plus rare.

Les conducteurs en cuivre ne sont plus utilisés pour la haute tension étant donné leur coût.

Pour les lignes à 400 kV, les conducteurs sont réunis en faisceaux de deux à quatre par phase, distancés les uns des autres de manière opportune (0.4 – 0.5 m). Le nombre de conducteurs dans chaque phase est déterminé de manière à obtenir la section en aluminium ou ses alliages suffisante au transport du courant électrique prévu par le projet.

Dans des cas particuliers de danger de formation de surcharge de givre ou neige sur le conducteur, il faut utiliser un ou deux conducteurs de grand diamètre (50 – 60 mm).

Des conducteurs innovateurs à haute température de fonctionnement ou bas coefficients de dilatation thermique sont maintenant disponibles. Il s'agit de conducteurs bi-métalliques avec une âme d'acier ou d'invar (un alliage nickel/fer) et la partie conductrice d'alliage spécial aluminium/zirconium/itrite. Ces alliages d'aluminium permettent d'atteindre des températures de plus de 200°C sans compromettre les caractéristiques mécaniques des matériaux. La construction particulière de ces conducteurs et les faibles valeurs des coefficients de dilatation des matériaux de l'âme (celui de l'invar est d'environ le tiers de celui de l'acier, qui à son tour est la moitié de celui de l'aluminium et de ses alliages), permettent presque de doubler la portée par rapport aux conducteurs traditionnels, sans, en général, avoir besoin d'augmenter la hauteur des soutiens. Étant donné les caractéristiques et le coût de ces conducteurs (de 2 à 5 fois les conducteurs traditionnels), leur emploi presque exclusif est prévu dans le cas de renforcement et restructuration d'une ligne existante pour éviter ou échelonner dans le temps la réalisation d'une nouvelle ligne.

On voit dans le Tableau 3-4 les caractéristiques géométriques, la masse par kilomètre et la portée de lignes équipées de différents types de conducteurs (les conducteurs aluminium/acier sont ceux qui sont le plus utilisés en Italie tandis que l'alliage d'aluminium est plus utilisé en France)¹.

Tableau 3-4: caractéristiques principales des conducteurs pour lignes à haute et très haute tension

Type conducteur (matière)	Diamètre [mm]	Section [mm ²]	Nombre de conducteurs par phase	Poids par terna [t/km]	Portée pour chaque terna de 400 kV [MVA]
Aluminium/acier	31.5	585	3	5.9	2037
Aluminium/acier	40.5	967	2	6.5	1860
Aluminium/acier	56.26	1866	1	6.3	1390
Alliage aluminium	31.05	570	4	6.3	2700
Alliage aluminium	44.00	1144	2	6.3	2090
Alliage aluminium	52.00	1600	2	8.8	2600

Il faut remarquer que les conducteurs de diamètres supérieurs sont utilisés en montagne où les températures ambiantes sont en moyenne inférieures à celles des plaines et donc la portée est en moyenne supérieure de celle indiquée ci-dessus.

¹ Le calcul de la portée a été effectué avec un programme de calcul CIGRE, pour les conditions environnementales suivantes: température ambiante 30°C, vitesse du vent 2 km/h, direction du vent 90°, rayonnement solaire 900w/m². Les coefficients d'absorption et d'émission ont été réglés sur 0,5 et la température maximum de fonctionnement sur 75°C

Au-dessus des conducteurs de transport de l'énergie sont installés des conducteurs de garde afin de protéger la ligne contre les coups de foudre et mettre toute l'installation à la terre. A l'intérieur, il peut y avoir des fibres optiques afin de réaliser aussi une liaison TLC entre les points reliés à la terre.

Un aperçu des principales caractéristiques des conducteurs de garde est reporté dans le Tableau 3-5

Tableau 3-5: principales caractéristiques des conducteurs de garde

Type conducteur (matière)	Diamètre [mm]	Section [mm ²]	Poids [t/km]
Acier zingué	11.5	78.9	0.64
Acier recouvert d'aluminium	11.5	80.6	0.54
Acier recouvert d'aluminium	20.3	245.5	1.65
Acier + alliage d'aluminium	15.75	147.1	0.56
Acier + alliage d'aluminium	19.6	228	0.87
Acier + alliage d'aluminium + Aluminium (OPGW)	17.9	180	0.82
Acier + alliage d'aluminium + Aluminium (OPGW)	22.6	290	1.90
Acier + alliage d'Aluminium (OPGW)	19.2	157.4	0.92
Acier + alliage d'Aluminium (OPGW)	23.6	267.5	1.66

3.1.3.4 Isolateurs

Les isolateurs permettent d'attacher les conducteurs à la structure métallique de support qui n'est pas sous tension, sans que se produisent de contournement électrique. Leur nombre dépend de la tension de la ligne, des conditions de pollution de l'air dans les zones traversées et de l'altitude du tracé des lignes. Ceux qui sont le plus utilisés sont traditionnellement les éléments simples reliés les uns aux autres formant une chaîne flexible ; ils sont formés d'une capot et d'une tige en acier avec du verre trempé comme élément isolant (Figure 3-14). Dans de nombreux Pays, on utilise la céramique à la place du verre trempé. L'isolateur peut être réalisé en porcelaine avec une tige isolante rigide.



Figure 3-14: Vue d'un groupe de suspension d'une ligne 400 kV

Récemment on a assisté de plus en plus à la diffusion d'isolateurs en matière composite (barre en fibre de verre et revêtement isolant en caoutchouc, principalement siliconique).

3.1.3.5 Accessoires

En plus des éléments principaux décrits ci-dessus, d'autres accessoires sont utilisés pour des fonctions structurelles, électriques et signalétiques.

Matériel d'équipement

Les conducteurs sont reliés à la chaîne des isolateurs et celle-ci au support au moyen de pièces en acier zingué qui assurent la tenue mécanique de la liaison, en maintenant sa liberté de mouvement dans l'espace, avec le seul élément rigide placé sur le support. Le matériel d'équipement est réalisé en acier de résistance contrôlée, généralement moulé.

Le raccordement doit être réalisé sans phénomènes électriques de dérangement ou dispersion de puissance. Ce matériel d'équipement de raccordement est accompagné de cornes de garde et raquettes.

Cornes de garde, raquettes et anneau pare-effluves

Sur les chaînes d'isolateurs de raccordement des conducteurs au support sont appliqués des dispositifs (cornes de garde) fixes réalisées en acier zingué pour obtenir la distance minimum entre la partie sous tension (conducteurs) et celle qui est mise à la terre (support), afin de constituer la voie préférentielle de décharge à la terre des éventuelles anomalies sur la ligne à un point établi.

Ces dispositifs sont aussi conformés de manière à ce que le champ électrique au lieu d'attache soit modulé pour réduire au minimum les effluves et les émissions de dérangements sonores ou radios.

Amortisseurs de vibration

Les conducteurs dans la portée sous la force du vent, surtout celui qui est régulier et continu, vibrent avec des conséquences négatives sur leur résistance mécanique. En effet, à long terme des ruptures sont possibles au point d'attache aux chaînes de suspension, points fixes où la vibration se bloque. Pour cette raison, des masses ou bretelles antivibratoires de protection sont appliquées aux points d'attache des conducteurs.

Entretoises

Quand les conducteurs sont installés au nombre de deux, trois au quatre par phase, dans le but de réaliser un faisceau, ils doivent être tenus en position par des dispositifs de spéciaux placés dans la portée à des distances fixes. Les entretoises remplissent souvent des fonctions antivibratoires.

Dispositifs de mise à la terre

Tous les supports des lignes de haute tension sont reliés de manière stable à la terre à travers un raccordement de la charpente de support au réseau de la terre de chaque support et à celle des postes électriques d'extrémité, afin d'assurer la sécurité de la dispersion dans le terrain d'éventuelles surtensions de la ligne. Tous les supports sont reliés entre eux par le conducteur de garde, qui a donc le rôle de rendre la ligne équipotentielle.

Des dispositifs de signalisation pour la navigation aérienne diurne et nocturne

La ligne est une structure principalement aérienne, en hauteur par rapport à la surface du terrain. A cause de cela, des signalisations de couleur rouge ou blanche sont appliquées sur les supports et sur les conducteurs les plus hauts pour rendre l'installation visible à qui vole à basse altitude. Dans certains cas, l'installation est aussi signalée de nuit par des lampes suspendues aux conducteurs les plus hauts, allumées par l'induction du champ électrique de la ligne (Figure 3-15).

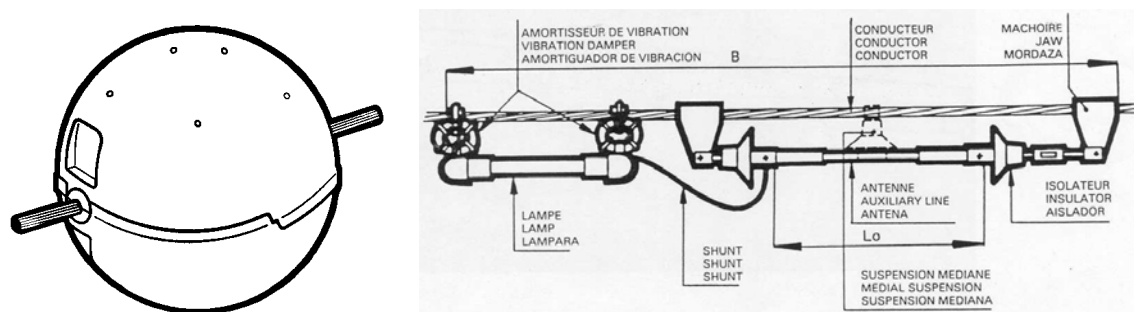


Figure 3-15: Vue du dispositif de signalisation diurne et nocturne

Dispositifs de signalisation pour la faune ornithologique

Afin d'éviter des collisions de la faune ornithologique avec les conducteurs d'énergie ou de garde, en fonction du risque de ces collisions, des dispositifs colorés de signalisation visuelle ou de dissuasion avec des silhouettes de rapaces sont appliqués sur les conducteurs.

Panneaux indicateurs d'installation et support

La ligne est pourvue de panneaux de signalisation (Figure 3-16), dans lequel sont indiqués séparément: la dénomination de la ligne
le numéro du support



Figure 3-16: Vue d'un panneau indicateur d'installation

3.1.4 Construction

3.1.4.1 Phases de la construction

Les phases techniques de la construction d'une ligne peuvent être résumées comme suit:

- Identification du tracé ;
- Définition des caractéristiques électriques, géométriques et mécaniques de la liaison
- Etudes topographiques et techniques du tracé avec projet de détail de la ligne (choix et distribution des supports sur le terrain, choix de la portée, rédaction des caractéristiques, projet des fondations, rédaction des listes d'éléments et leur calcul et dessin, projet de l'interaction de la ligne telle qu'elle sera construite, avec les arbres à haut fût, les infrastructures traversées et le terrain le long de l'axe de la ligne)
- Construction des éléments en usine
- Transport des matériaux au chantier base
- Déboisement
- Transport du matériel et équipements le long du tracé de la ligne (opérations préliminaires) (Aménagements et pistes)
- Opérations de topographie de détail
- Sécurisation des zones de travail
- Construction des fondations :
 - Tracé des creusements
 - Creusement du terrain pour les fondations et son installation
 - Sécurisation des pylônes de support métallique de raccordement du support à la fondation
 - Fabrication du caisson de fondation, pose des armatures et coulée de béton
 - Transport au site des charpentes avec camions ou moyens spéciaux y compris, si nécessaire, l'hélicoptère.
 - Montage avec la grue, derrick câblé ou hélicoptère
- Pose des conducteurs
 - Transport des bobines de conducteurs à la ligne
 - Etendage des conducteurs
 - Réglage des conducteurs
 - Mise des extrémités et pose des accessoires
- Remise en état des sites.
- Contrôle final de la correspondance de l'œuvre avec les lois et documents de projet.
- Inspection sur toute la ligne avec mesure des distances sur le terrain, sur les oeuvres traversées et sur les arbres.
- Mesure de la résistance de la terre à chaque support.
- Essai de tension.

3.1.4.2 MOYENS EMPLOYES

A) Génie civil

Les moyens employés sont, pour la phase de relevé et génie civil, les moyens traditionnels pour ces oeuvres: tachéomètre et GPS pour le relevé, camions et grues, adéquats au parcours tout-terrain, pour le transport du matériel et autobus ou voitures tout-terrain pour le transport du personnel.

En cas d'impossibilité de construire des pistes provisoires d'accès au site de construction des supports, il faut utiliser l'hélicoptère pour le transport tant du matériel que du personnel.

Le creusement et la remise en état des sites sont effectués en utilisant des pelles mécaniques de différentes capacités selon l'accès et la pente du terrain à l'endroit de la construction des supports.

En cas de terrain rocheux, des machines de perforation à air comprimé sont utilisées pour réaliser les ancrages et entrants dans la roche pour réduire les volumes à creuser.

Le montage des supports est effectué avec l'aide de grues à grande hauteur dans le cas de site de montage accessible à la grue ; les charpentes, dans ce cas, peuvent être assemblées par terre en tronçons successifs (Figure 3-17). Si la grue ne peut pas arriver au site, il faut assembler le support, une partie à la fois, avec un derrick câblé.



Figure 3-17: *Vue du montage d'un support avec l'aide d'une grue*

B) Déroulement des conducteurs

Le bandage des conducteurs comporte le transport, par camions avec grues, des bobines sur lesquelles le conducteur est enroulé à la sortie de l'usine de production. Le bandage de ceux-ci en ligne se fait sur des poulies placées sur les supports, qui tiennent les conducteurs tendus au-dessus du terrain traversé avec un treuil de traction et un frein placé devant les bobines de conducteur (Figure 3-18).



Figure 3-18: *Installation d'un faisceau de conducteurs sur une ligne de 400 kV*

Les conducteurs sont traînés avec des cordes d'acier. Les cordes de traction sont étendues à leur tour et traînées par des cordes de faible diamètre en acier ou en nylon, placées et ensuite traînées par des hélicoptères afin d'éviter des interférences avec les oeuvres et le terrain en dessous (Figure 3-19)

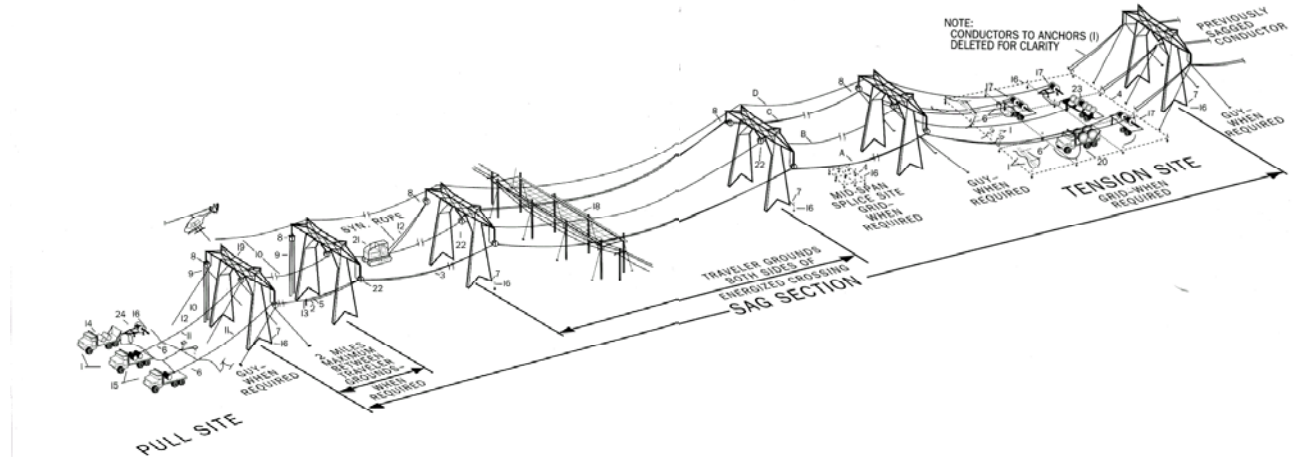


Figure 3-19: Schéma de l'installation du conducteur sur une section de ligne

Les conducteurs sont placés dans la position du projet, en réglant la tension mécanique au moyen de poulies jusqu'à ce qu'on obtienne la traction sur les conducteurs prévue, en fonction de la température du moment. Cette position permet l'évolution des contraintes sur les conducteurs en fonction de la variation des conditions météorologiques (vent, givre et température externe ou de charge électrique) sans que soient dépassées les limites de résistance mécanique de l'oeuvre ni que le conducteur ne s'abaisse au-dessous des distances électriques par rapport au terrain et aux oeuvres traversées.

Les conducteurs sont enfin fixés sur le support et équipés des accessoires, comme entretoises et dispositifs antivibratoires, par du personnel qui monte sur les supports et sur les conducteurs (Figure 3-20).



Figure 3-20: Installation des entretoises sur une ligne de 400 kV équipée de faisceau à trois câbles

Dans des cas particuliers, ces dernières opérations peuvent être effectuées de l'hélicoptère. Pendant les opérations de bandage des conducteurs, des structures provisoires de protection des oeuvres, traversées par les conducteurs, sont installées. Les protections sont constituées de poteaux, petites poutres et filets (Figure 3-21).



Figure 3-21: Installation des conducteurs: structures provisoires de protection des oeuvres traversées

3.1.5 Paramètres d'ingénierie

A titre d'exemple, on donne les principaux paramètres électriques des lignes électriques de transport. Ces paramètres déterminent, en premier lieu, le dimensionnement de la section des conducteurs, leur nombre, l'isolation et les distances par rapport aux parties qui ne sont pas sous tension ainsi que le terrain et les ouvrages traversés par la ligne.

Paramètres électriques de certains types de lignes électriques				
Niveau de tension nominale	380 kV	225 kV	132 kV	90 kV
Niveau de tension maximum	420 kV	245 kV	145 kV	100 kV
Courant à la limite thermique	3000 A	1500 A	700 A	700 A
Portée à la limite thermique	2000 MVA	600 MVA	160 MVA	110 MVA
Courant normal	2000 A	1000 A	500 A	500 A
Capacité de transport normale	1300 MVA	390 MVA	110 MVA	78 MVA

Les données de référence pour le projet et la réalisation sur place sont, outre le poids et les caractéristiques de résistance mécanique des éléments, les conditions environnementales, géographiques, atmosphériques, de pollution, dans lesquelles la ligne est construite. On dimensionne les éléments aussi en fonction de ces paramètres et on répartit les supports le long du tracé des lignes. Ces derniers paramètres valent indépendamment de la tension de fonctionnement de la ligne.

Ces conditions sont caractéristiques dans chaque zone et identifiées selon des modalités acceptées au niveau international et adaptées à chaque zone selon les critères nationaux.

Paramètres de projet des lignes AT			
	Température	Poussée du vent	Epaisseur du manchon de givre
1) Condition de fonctionnement normal EDS	15 °C	0	0
2) Poussée du vent maximum	15 °C	720 Pa	0
3) Poids maximum du manchon de givre	-5 °C	180 Pa	20 mm
4) Poids maximum du manchon de givre*	-5 °C	180 Pa	40 mm
5) Poids maximum du manchon de givre*	-5 °C	180 Pa	60 mm

* ces hypothèses de charge sont appliquées seulement dans des zones du territoire où sont prévues des conditions météorologiques particulières.

Les zones où le poids de givre est plus important sont les zones les plus hautes des Pyrénées et des Alpes. Il existe des zones à haut risque de formation de givre aussi dans les zones proches de la mer, comme les collines et montagnes de la côte méditerranéenne.

Les collines derrière Gênes en Italie sont l'une des zones considérées à haut risque de poids de givre sur les supports et sur les conducteurs, comme les hauteurs pré-pyrénéennes où l'on peut prévoir un poids de givre égal à celui dû à un manchon d'une épaisseur de 40 mm (condition 4).

Les conditions de contraintes du conducteur, dues au changement de la température et aux charges de vent et givre, déterminent la hausse ou la baisse par rapport aux conditions initiales de pose (flèche).

En fonction de ces conditions on détermine la résistance mécanique du conducteur, son bandage de référence dans les conditions normales et par conséquent la flèche en portée, c'est-à-dire quand elle baisse par rapport à la jonction des points d'appui sur les supports.

En outre, on détermine sur ces bases la longueur de la portée pour maintenir toujours le conducteur haut au-dessus du terrain, évitant des contacts indésirables et sans jamais atteindre des niveaux de contraintes dangereuse du matériel.

Ces considérations déterminent aussi les charges transmises par les conducteurs aux supports d'appui.

Le calcul de la flèche est ensuite comparé au paramètre de projet constitué par les règlements nationaux contenant les distances à respecter par les conducteurs, pour lesquels on tient aussi compte des déplacements sont la poussée du vent et des distances par rapport aux supports des lignes à haute tension, aux constructions et au territoire en général.

Il y a des distances minimums obligatoires entre les conducteurs et leurs supports et les routes, les chemins de fer, les constructions, les canaux navigables ou non-navigables, les gazoducs, les dépôts de combustibles, les lignes téléphoniques et autres lignes électriques, les aéroports, outre à la surface du terrain agricole ou naturel.

A titre d'exemple nous donnons les valeurs de référence pour les cas généraux.

	Lignes 90 kV (m)	Lignes 225 kV (m)	Lignes 400 kV (m)
Distance minimale par rapport au terrain	6.5	7	7.5
Distance minimale par rapport aux arbres	2	3	3

3.1.6 Fiabilité, entretien, diagnostic et suivi

3.1.6.1 Fiabilité

La sécurité des lignes du point de vue électrique est assurée par l'intervention automatique et rapide (des fractions de secondes) des dispositifs de commande automatique des interrupteurs, programmés exprès pour mettre la ligne hors tension en cas d'anomalie comme court-circuit, mise à la terre à cause d'arbres, coups de foudre.

La fiabilité des lignes électriques est très élevée et dépend du choix des éléments, désormais consolidé sur des éléments expérimentés depuis de nombreuses années.

Du point de vue structural, les supports sont en acier contrôlé et simples à fabriquer; les isolateurs sont de type et technologie de construction de caractéristiques certaines; le matériel d'équipement est en acier contrôlé fabriqué selon des techniques et production consolidées.

Les seuls aléas avec d'éventuelles conséquences sur la fiabilité des lignes sont de type géologique et météorologique où des événements absolument extraordinaires et imprévisibles au moment du projet de la ligne, peuvent provoquer des mauvais fonctionnements. Il faut y ajouter les erreurs humaines toujours possibles.

La conséquence des caractéristiques de fiabilité générale des lignes est leur disponibilité au fonctionnement commercial pendant l'année dépasse 99 % du temps, y compris la non-disponibilité pour travaux de maintenance ordinaire à effectuer dans des conditions de mise hors service, dans les pays où ces travaux ne peuvent pas être effectués avec la ligne sous tension. Cette disponibilité jusqu'à 100 % du temps, quand la maintenance est effectuée avec la ligne sous tension.

3.1.6.2 *Diagnostic*

Le diagnostic de l'état des lignes à haute tension, pour arriver aux décisions sur les opérations de maintenance, est effectué sur place ou par comparaison de la ligne avec les archives de données statistiques des opérations résultant des observations des lignes en milieux homogènes.

Les observations sur place sont effectuées par des inspections périodiques de visite de la terre ou d'un hélicoptère sur toute la ligne, pour la vérification à vue de l'état des éléments de la ligne et en identifier les éventuelles anomalies. On contrôle la présence de points de température anormale avec des appareils spéciaux, en particulier la température des jonctions.

Pendant les inspections, on mesure aussi les résistances de terre des supports.

Les anomalies les plus fréquentes sont la rupture des isolateurs et des fils élémentaires du câble de garde suite aux coups de foudre.

Pendant la visite, on observe en outre l'évolution du milieu autour du tracé (constructions, traversées, carrières, activités de production même provisoires, incendies), on contrôle aussi la croissance des essences arborescentes. Toutes ces informations concernent surtout la distance entre les conducteurs et le terrain ou les ouvrages traversés.

Pour ce qui est des fondations, on contrôle l'état de la partie visible et sa bonne position par rapport à la surface du terrain en faisant attention à l'évolution de la surface du terrain et à l'évolution de l'écoulement des eaux de surface, ainsi qu'aux éventuelles avalanches si elles sont possibles.

Le diagnostic tient en outre compte de l'enregistrement automatique de l'intervention des interrupteurs, complété des éventuelles causes de la mise hors service de la ligne, premier indice de l'état de celle-ci.

En outre, on tient compte du diagnostic aussi des informations sur les interventions effectuées sur les lignes dans le passé et cataloguées aux archives.

3.1.6.3 *Entretien*

Les opérations d'entretien sont effectuées sur base de plans d'intervention à la suite de la signalisation d'anomalies sur la distance des arbres ou des constructions et sur les éléments ou sur les fondations. Les opérations sur les arbres sont la conséquence de la croissance de la végétation, parfois très rapide, sous les lignes.

Les interventions sur les éléments sont la conséquence de vérification de conditions codifiées comme la rupture d'un certain nombre d'isolateurs, la sortie de fils élémentaires du câble de garde, les remises en état de la protection contre la corrosion suite à la dégradation de la protection initiale ; dans les cas les plus rares on effectue des interventions sur les fondations situées sur des pentes instables, des remises en ordre du terrain autour de fondations réalisées dans des lits de cours d'eau ou délavées par les eaux météoriques ou de surface, des remises en état suite à la chute d'avalanches sur les supports.

Toutes les interventions font suite à des conditions notées pendant les activités de diagnostic effectuées par le gérant de l'installation.

Par expérience, normalement il n'y a pas d'intervention pendant les 15 – 20 premières années de la construction d'une nouvelle installation.

3.1.6.4 *Suivi*

L'activité de gestion et entretien des lignes électriques à haute tension est codifiée selon des standards nationaux et dépend d'une société formée exprès à l'intérieur des sociétés d'électricité: RTE en France, Terna en Italie, National Grid en Grande-Bretagne, REE en Espagne.

Les activités sont gérées par des structures organisées sur le territoire, chargées de l'exécution des inspections, de la récolte des données et des informations provenant de tiers et de l'exécution de l'entretien.

Le personnel spécialisé, employé par ces structures, est préposé à la surveillance des lignes et se charge de vérifier continuellement l'évolution de l'état de la ligne et du territoire aux alentours.

Les riverains et les personnes qui ont une activité dans la zone proche des lignes peuvent s'adresser à ces structures pour tout ce qui concerne les lignes.

Ces structures se chargent de toutes les demandes et des problèmes découlant de la présence de la ligne dans le territoire, comme la définition des distances pour des constructions réalisées par la suite dans les environs de la ligne, les changements urbanistiques qui se produisent le long du tracé.

3.1.7 Enjeux environnementaux

3.1.7.1 Impact visuel

L'impact visuel est dû principalement aux supports isolés, aux supports en série ou aux conducteurs.

3.1.7.1.1 Support isolé

Dans le cas de supports placés dans des positions particulières, les arêtes de montagnes ou collines, il est possible que la forme du support soit visible même à grande distance. Des supports placés dans des points particuliers du territoire, par exemple à hauteur de voies de communication ou de points panoramiques très fréquentés par le public, ont un impact important. Il est possible de le réduire en cherchant à réduire la hauteur du support et en utilisant des colorations mimétiques (Figure 3-22).



Figure 3-22: Emploi de supports colorés pour réduire l'impact visuel (photomontage)

On a un impact visuel moindre dans le cas de supports à simple tige, moins hauts et avec un nombre inférieur de conducteurs sur chaque phase

3.1.7.1.2 Série de supports

Dans le cas de tronçons de lignes avec plusieurs supports, l'impact peut être important s'il est visible de points panoramiques, normalement les lignes sont accompagnées d'autres structures de type linéaire (chemin de fer, autoroutes, autres lignes) de manière à éviter la prolifération d'infrastructures et de diminuer l'impact avec la coexistence ; ceci permet d'éviter l'utilisation de vastes espaces de territoire. La recherche de tracés permettant la coexistence avec l'agriculture et les forêts permet aussi de diminuer l'impact (des files d'arbres, la lisière de bois, le réseau régulier de la centuriation romaine souvent encore visible dans la répartition foncière). La même chose est valable pour la recherche de tracés au fond des vallées et à mi-côte en montagne qui permettent une moindre visibilité de la ligne. Dans tous les cas, la hauteur est l'élément le plus visible. L'adoption d'un support à simple tige permet une visibilité inférieure du tige mais oblige à trouver deux tracés pas toujours parallèles.

3.1.7.1.3 Conducteurs

Les conducteurs sont l'élément de la ligne présent avec continuité le long de tout le tracé.

Les conducteurs ne sont pas particulièrement visibles dans le cas de lignes avec conducteurs simples pour chaque phase, comme c'est presque toujours le cas pour les lignes 130 et 220 kV.

La visibilité des conducteurs dépend en outre du diamètre du conducteur même, du nombre des phases, du nombre de conducteurs pour chaque phase et de la présence des accessoires dépendant du besoin de distancier les conducteurs du faisceau de chaque phase outre que de les protéger de l'effet des vibrations éoliennes.

Un impact visuel particulier est ensuite déterminé par les accessoires appliqués aux conducteurs pour les rendre visibles dans un but de sécurité de navigation aérienne ou pour permettre l'identification de l'obstacle par la faune ornithologique.

Les conducteurs d'une ligne double terre sont plus visibles que ceux d'une ligne simple terre.

Dans le cas de quelques conducteurs par phase, l'impact visuel des conducteurs diminue.

3.1.7.2 Occupation de terrain en phase de construction

3.1.7.2.1 Supports

La surface de terrain occupée par la construction de chaque support est de 300 – 500 m², pour permettre le creusement pour les fondations et pour leur réalisation; une aire accessoire de 200 m² pour chaque support est nécessaire pour l'aménagement temporaire de la terre résultant du creusement, une aire supplémentaire de service de 200 m² est nécessaire pour le dépôt et la manœuvre des équipements de soulèvement, le dépôt des charpentes et des accessoires, le stationnement de la grue de soulèvement des charpentes et le mouvement des véhicules, de la pelle mécanique et du scrapeur pour l'exécution des travaux et la remise en état des sites.

Dans l'aire utilisée par les travaux de construction on enlève la couche superficielle de terre agricole pour ensuite la remettre lorsque les travaux sont terminés. La durée de l'occupation est d'environ un mois par support pour ce qui est des opérations de génie civil (fondations et montage charpentes), pendant cette période, les activités ne sont pas continues.

3.1.7.2.2 Conducteurs

L'occupation du terrain durant le bandage des conducteurs est limitée à la surface de dépôt des bobines de conducteur avec le frein de bandage, cette aire normalement dans l'axe de la ligne est de 1.500 m², et à l'aire d'installation du treuil de traction et de récupération des cordes de traction, cette aire normalement dans la ligne est de 1.000 m². Ces aires se répètent tous les 10 – 20 supports, selon la possibilité d'accès à la ligne et la possibilité d'effectuer des opérations sans traverser des ouvrages particuliers. Dans le cas de deux terres simples, ces valeurs sont valables pour chacun de deux terres. Des aires de quelques dizaines de m² sont occupées par les structures de protection des ouvrages traversés, comme les chemins de fer, canaux navigables. Ces aires sont dans les environs immédiats des ouvrages traversés.

Le long des lignes, l'occupation est de pure projection horizontale des conducteurs et donc il s'agit d'une bande de 12 m de largeur en cas de double terre et de deux fois 15 m de largeur en cas de triple terre.

3.1.7.3 Surface occupée pendant le fonctionnement

3.1.7.3.1 Supports

Les supports après la construction occupent une surface variable de 100 à 250 m² chacun, considérant aussi la superficie concernée par la mise à la terre. Dans cette aire le terrain peut être utilisé dans un but agricole.

3.1.7.3.2 Conducteurs

La présence des conducteurs sous tension détermine l'occupation de l'espace aérien concerné par les conducteurs et une entrave sur le terrain pour toute la longueur de la ligne sur une largeur de 40 m dans le cas des lignes à 400 kV. Cette entrave est établie juridiquement et détermine l'impossibilité d'utiliser cette surface dans des modes différents de ceux convenus initialement, y compris la croissance des arbres de manière différente de celle définie au début.

3.1.7.4 Champs électromagnétiques

3.1.7.4.1 Ligne en double terre

Les champs électromagnétiques ont été calculés en tenant compte des deux types de supports conventionnels (support de type « Danube » pour les parcours en plaine, support de type « Drapeau » pour les parcours en montagne).

Champs électriques

Il est connu que le champ électrique généré par une ligne électrique dans l'espace dépend de la distance des conducteurs par rapport au point de mesure, du niveau de tension, de la distance mutuelle des conducteurs et de l'hauteur des conducteurs par rapport au terrain. Etant donné que la tension et la géométrie des lignes sont pratiquement stables, le profil du champ électrique sur une quelconque coupe transversale de la ligne est invariant. Les profils de champ électrique pour les deux configuration typiques de poteaux pour ligne à double terre utilisés en France sont montrés dans les Figure 3-23 et Figure 3-24 en fonction de la hauteur des conducteurs par rapport au sol. Le calcul a été conçu en considérant une disposition des phases qui minimise les champs électrique et magnétique.

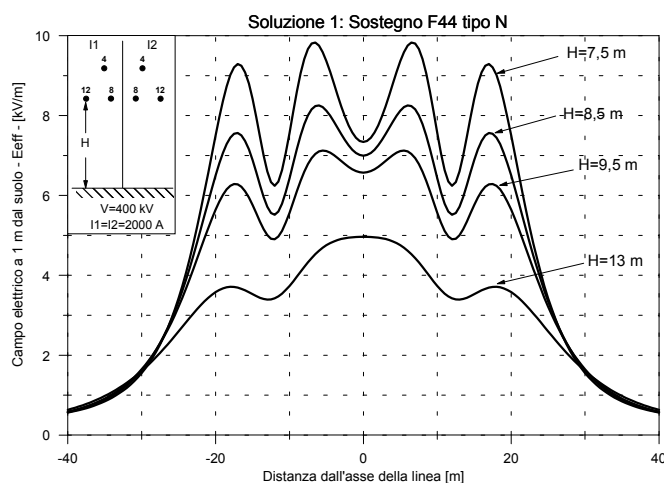


Figure 3-23: profil du champ électrique à 1 m du sol pour le support de type “Danube” – modèle N pour des hauteurs différentes des conducteurs

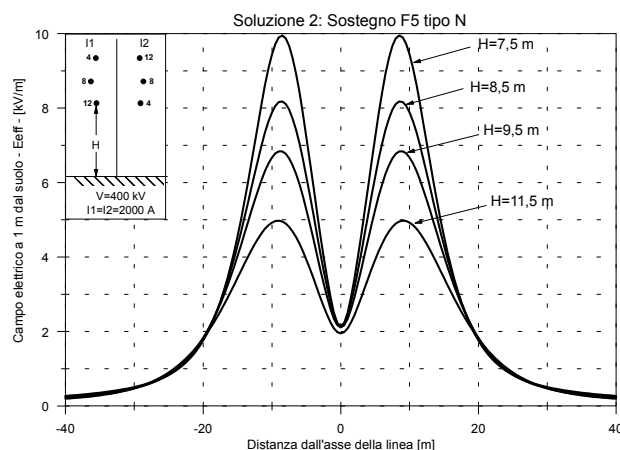


Figure 3-24: profil du champ électrique à 1 m du sol pour le support de type “Drapeau” – modèle N pour des hauteurs différentes des conducteurs

Le champ électrique a été calculé pour différentes valeurs d'hauteur des conducteurs par rapport à la terre indiquées dans les spécifications RTE, c'est à dire :

- 7.5 m sur les terrains ordinaires
- 8.5 m sur les terrains agricoles
- 9.5 m sur les traversées d'ouvrages

- pour la configuration « Danube F44 » : 13 m, qui permet de répondre au critère $E \leq 5 \text{ kV/m}$ en chaque point de la section transversale de la ligne ;
- pour la configuration « Drapeau F5 » : 11.5 m, qui permet de répondre au critère $E \leq 5 \text{ kV/m}$ en chaque point de la section transversale de la ligne ;

la configuration « Danube – F44 » répond au critère $E \leq 5 \text{ kV/m}$ à une distance de 21-22 m par rapport à l'axe de la ligne, tandis que la configuration « Drapeau – F5 » y répond à une distance de 13-14 m.

Champs magnétiques

Le champ magnétique aussi dépend de la distance des conducteurs par rapport au point de mesure, de la distance mutuelle des conducteurs et de l'hauteur des conducteurs par rapport au terrain ; il ne dépend pas du niveau de tension mais est directement proportionnel au courant. Le champ dépend donc de la charge de la ligne.

Les Figure 3-25 et Figure 3-26 montrent le profil du champ magnétique aux mêmes hauteurs utilisées pour le calcul du champ électrique en considérant les conditions normales de service, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque terre.

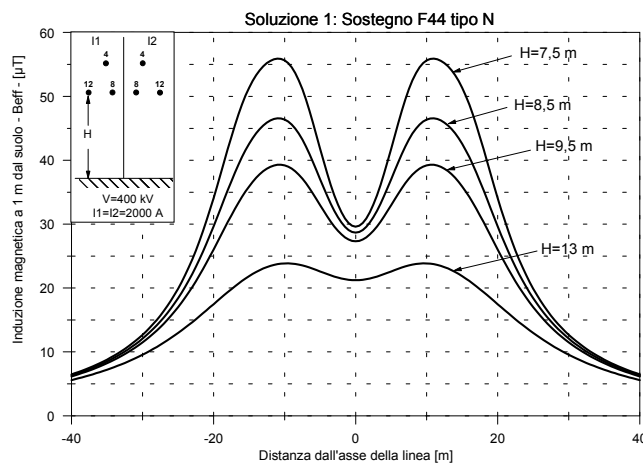


Figure 3-25: profil du champ magnétique à 1 m du sol pour le support de type “Danube” – modèle N pour des hauteurs différentes des conducteurs

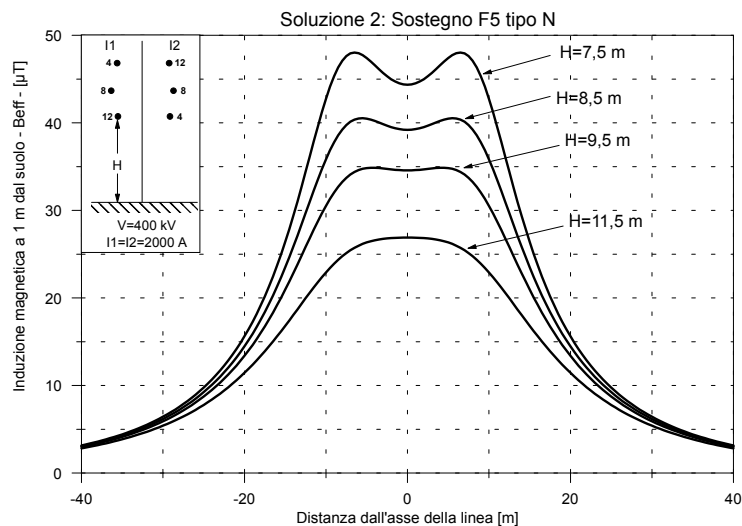


Figure 3-26: profil du champ magnétique à 1 m du sol pour le support de type “Drapeau” – modèle N pour des hauteurs différentes des conducteurs

Les résultats des calculs démontrent que pour les deux configurations de poteaux les valeurs de champ magnétique est largement inférieure aux limites fixées par l'Arrêté Technique : 100 µT.

3.1.7.5 Impacts sur la flore et la faune

L'impact d'une ligne de transport d'énergie électrique sur la flore est lié à la nécessité de déboiser et à la limitation des espèces végétales qui peuvent se développer sous la ligne sans l'atteindre.

Le poids de ces impacts est plus important si la ligne traverse une zone protégée.

Parmi les impacts potentiels sur faune le plus significatif est celui qui intéresse les oiseaux, et qui est caractérisé par la possibilité de collision entre les oiseaux et la ligne, le danger de court-circuits pour les espèces à grande envergure et la dégradation des aires de nidification.

3.1.7.6 Bruit

En cas de pluie on peut atteindre de valeurs de bruits significatifs, bien que de tes bruits soient, normalement, inférieurs au bruit de la pluie elle-même.

3.1.7.7 Autres impacts

La production de polluants atmosphériques tels que les oxydes d'azote (NO_x) et l'ozone, peuvent être considérés négligeables.

Des manœuvres particulières peuvent être nécessaires, en milieu agricole, pour l'épandage d'engrais liquides par aspersion, au moyen de canons et hélicoptères.

3.1.8 Enjeux économiques

L'estimation des enjeux économiques sur le cycle de vie d'une nouvelle ligne THT n'est pas tâche facile : en effet les coûts de réalisation sont très fortement variables selon les Pays, le coût des pertes dépend du parc de production national et les coûts de dé-fabrication des politiques environnementales nationales.

En ce qui concerne les coûts de réalisation, une étude récente effectuée pour la Direction Transport et Energie de l'Union Européenne a montré, pour une ligne à 400 kV double terre en plaine, une fourchette de 200 k€/km à 800 k€/km, avec moyenne pesée européenne se chiffrant aux environs de 400 k€/km : le résultat de cette étude est montré à la Figure 3-27. Cette étude étant basée sur des données publiées (sites internet, catalogues etc.) nous estimons les chiffres déclarés pour chaque Pays à la limite supérieur de la fourchette du marché réel. Nous avons donc basé nos estimations sur la valeur moyenne européenne à laquelle nous avons ajouté une marge de 20% pour tenir compte de la situation française qui a une haute concentration de lignes THT due à la production nucléaire.

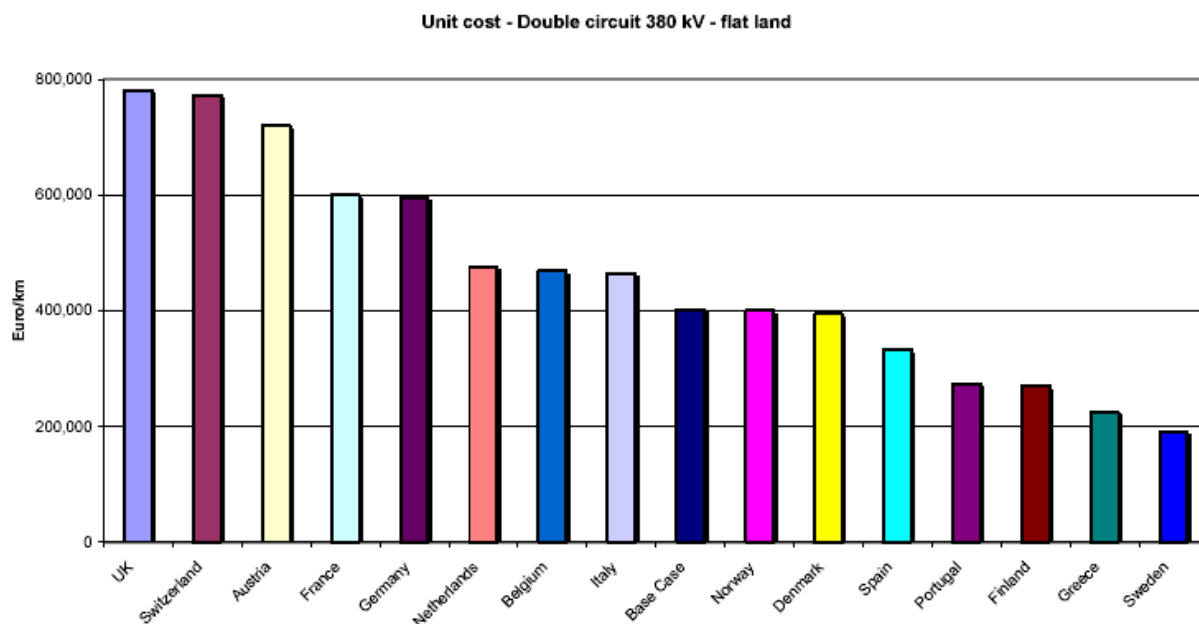


Figure 3-27 : Coûts moyens de réalisation au km d'une ligne 380-400 kV dans les différents de l'UE et quelque Pays limitrophes

3.1.8.1 Réalisation

Les coûts de réalisation d'une ligne électrique à 400 kV pour le transport de 4.000 MVA sont résumés dans le Tableau 3-6: pour trois possibles configuration de ligne, c'est à dire :

- Une ligne en double terne à deux câbles par phase : solution de base pour ce type d'interconnexion
- Deux lignes en simple terne : solution alternative qui permet de réduire les impacts visuels
- Une ligne en double terne avec supports tubulaires : solution alternative qui utilise des poteaux ayant un impact visuel plus agréable ;

Tableau 3-6: coûts de réalisation de différents types de lignes aériennes 400kV (en €/km de ligne)

1 ligne en double terne à deux câbles par phase avec poteaux treillis (ex. F44 – F5)	Deux lignes en simple terne à deux câbles par phase et poteaux treillis (ex. T-A)	Une ligne en double terne à deux câbles par phase et poteaux tubulaires
480.000	565.000	715.000

La contribution des différentes phases de la réalisation de la ligne à son coût total de construction, pour les différents types de structures en hypothèse sont reportées à la Figure 3-28

3.1.8.2 Gestion

Les coûts de gestion des différents types de ligne, qui comprend la surveillance, la maintenance (peinture), le suivi des lignes et de leurs alentours est résumé au tableau suivant : les valeurs se réfèrent à une durée de vie de 30 ans.

Tableau 3-7: coûts de gestion de différents types de lignes aériennes 400kV (en €/km de ligne)

1 ligne en double terne à deux câbles par phase avec poteaux treillis (ex. F44 – F5)	Deux lignes en simple terne à deux câbles par phase et poteaux treillis (ex. T-A)	Une ligne en double terne à deux câbles par phase et poteaux tubulaires
5700	9500	6700

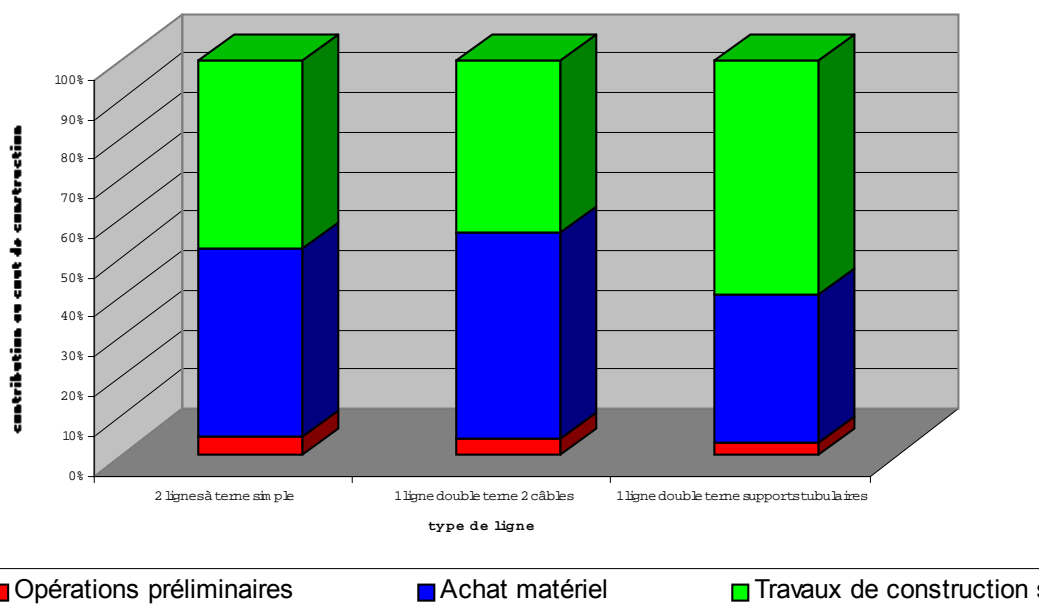


Figure 3-28 : contribution des différentes phases de la construction d'une ligne THT au coût global de construction

Le coût des pertes pour les différents types de ligne peut se chiffrer suivant le Tableau 3-8 qui se base sur les hypothèses suivantes :

- Coût de l'énergie: 0.035 €/kWh
- Taux d'actualisation : 6.5%
- Durée de vie présumée : 30 ans
- Courant en saison hivernale : 1000 A
- Courant en saison estivale : 850 A

Tableau 3-8: coût des pertes pour les différents types de lignes aériennes 400kV (€/km de ligne)

1 ligne en double terne à deux câbles par phase avec poteaux treillis (ex. F44 – F5)	Deux lignes en simple terne à deux câbles par phase et poteaux treillis (ex. T-A)	Une ligne en double terne à deux câbles par phase et poteaux tubulaires
340.000	340.000	340.000

3.1.8.3 Dé-fabrication

Les coûts de dé-fabrication des différents types de lignes sont reportés au Tableau 3-9 ; les coûts sont actualisés à 30 ans

Tableau 3-9: coûts de dé fabrication de différents types de lignes aériennes 400kV (en €/km de ligne)

1 ligne en double terne à deux câbles par phase avec poteaux treillis (ex. F44 – F5)	Deux lignes en simple terne à deux câbles par phase et poteaux treillis (ex. T-A)	Une ligne en double terne à deux câbles par phase et poteaux tubulaires
15.000	22.000	17.000

3.1.8.4 COUT TOTAL FINAL DE LA LIGNE

Le coût total de différents types de ligne, se référant à un cycle de vie de 30 ans, est montré au Tableau 3-10

Tableau 3-10: coûts totaux du cycle de vie de différents types de lignes aériennes 400kV (€/km de ligne)

1 ligne en double terne à deux câbles par phase avec poteaux treillis (ex. F44 – F5)	Deux lignes en simple terne à deux câbles par phase et poteaux treillis (ex. T-A)	Une ligne en double terne à deux câbles par phase et poteaux tubulaires
840000	935000	1078000

La contribution des différentes phases de la vie de la ligne à son coût total, pour les différents types de structures en hypothèse sont reportées à la Figure 3-29

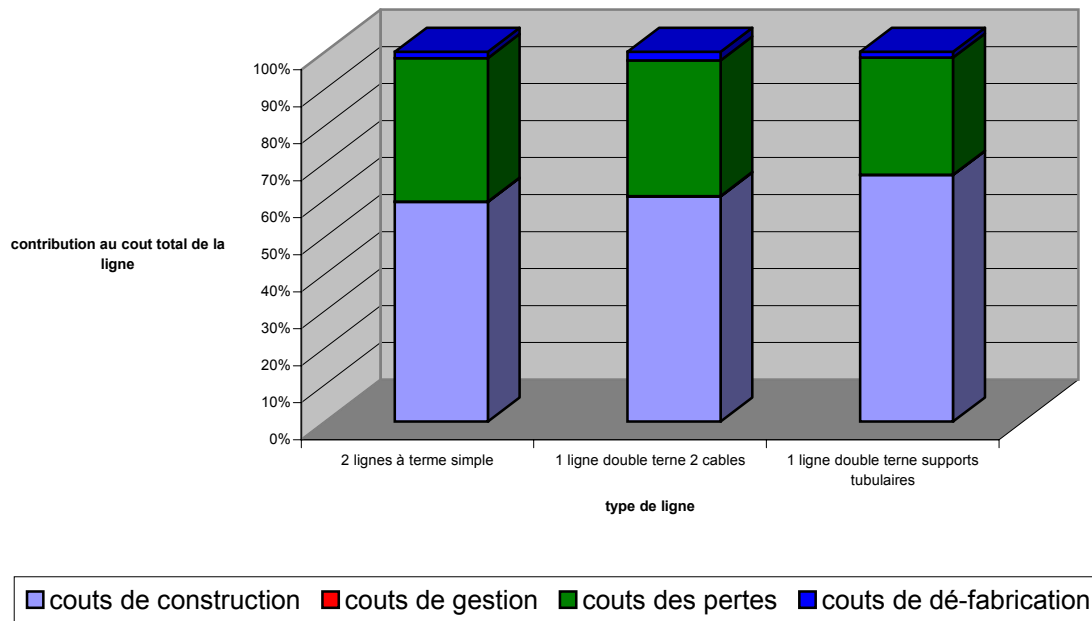


Figure 3-29: contribution des différentes phases de la vie d'une ligne aérienne au coût total

3.1.9 Options de réalisation

La ligne d'interconnexion objet de l'étude est une ligne de grande envergure; la puissance à transporter étant très élevée, le niveau de tension 400kV sur deux circuits s'impose. La section des conducteurs en alliage d'aluminium doit être d'au moins 1500 mm² pour chacun des circuits.

Les options de réalisation qui peuvent être prises en considération sont :

- Une seule ligne en double terre à trois câbles par phase avec poteaux treillis
- Deux lignes en simple terre à trois câbles par phase et poteaux treillis

L'option qui prévoit deux lignes séparées en simple terre avec poteaux treillis de type T-A (voir Figure 3-30) est plus flexible, car elle permet de séparer les impacts et de gérer les contingences séparément ; par contre elle est plus coûteuse à cause du plus grand nombre de supports, elle occupe une surface plus importante et se situe potentiellement sur un plus grand nombre de propriétés privées. La ligne en double terre est moins coûteuse et occupe moins de surface. Son impact peut être réduit par l'utilisation de poteaux de hauteur minimale (voir « Danube » - Figure 3-31).



Figure 3-30: support pour ligne à simple terre de type T-A

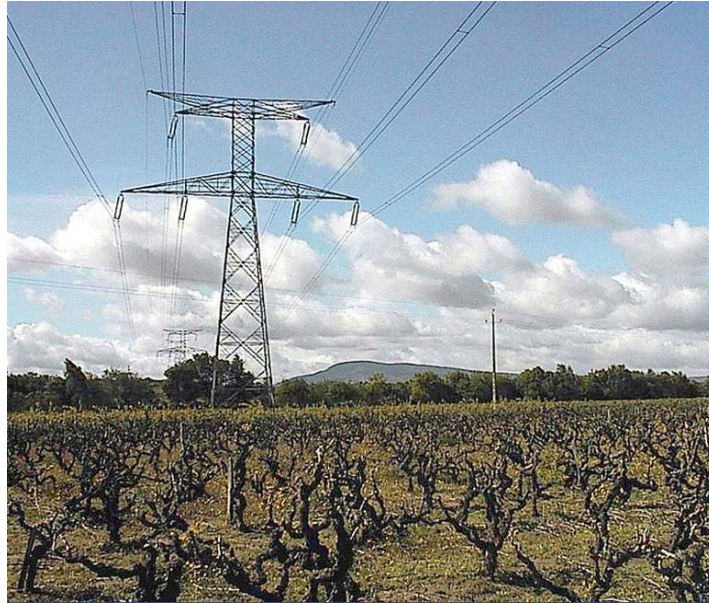


Figure 3-31: Support pour ligne 400 kV à double terre de type « Danube »

En ce qui concerne les autres paramètres d'ingénierie de la ligne, aucune option technique d'intérêt n'est envisageable : les fondations seront à dalle et fut, trois conducteurs par phase en alliage d'aluminium (Aster 570 mm²) doivent être utilisés.

3.2 Câbles a isolation synthétique – pose souterraine

Ce chapitre traite des câbles à isolation synthétique en polyéthylène réticulé qui constituent la technologie la plus avancée pour l'enfouissement des lignes à très haute tension.

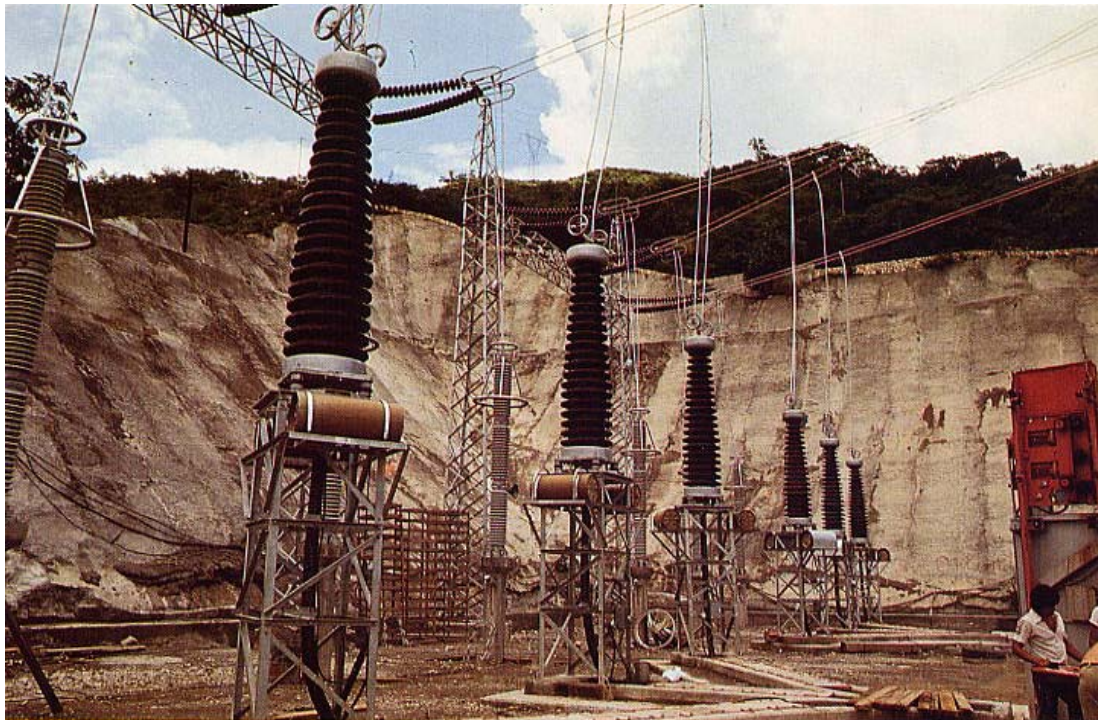


Figure 3-32: Extrémités des câbles d'une connexion à haute tension (câbles à isolation huile)

3.2.1 Histoire

L'histoire des câbles de haute tension a débuté au siècle passé, quand l'isolation était constituée de rubans de papier enroulés sur le conducteur et imprégnés d'un mélange visqueux (dits câbles 'à mélange'). Ces câbles se détérioraient néanmoins rapidement à cause de la formation de bulles d'air qui en s'ionisant détérioraient l'isolation. La nette amélioration de la fiabilité se produit lorsque, après avoir compris la cause des pannes en série, on conçut un câble ayant une gaine en plomb qui recouvrait l'isolation de papier et contenait de l'huile imprégnante qui remplissait tous les interstices internes de l'isolation. Le premier câble à huile fluide (OF) 132 kV entra en service en 1927 à New York. Depuis lors une série impressionnante d'améliorations ont été apportées aux câbles OF et surtout à leurs accessoires (jonctions et extrémités). Cela permit d'arriver en 1967 à la réalisation de la première liaison à 400 kV en Angleterre. Pour atteindre des puissances de transport toujours supérieures, outre à l'augmentation de la tension, il fallait intervenir aussi sur le courant et sur les pertes. Ces dernières furent décidément réduites quand on commença à utiliser le système de raccordement des gaines 'croisés' (métallisation croisée, cross-bonding), qui permettait d'annuler les pertes des blindages dues aux courants de circulation induits. Des augmentations ultérieures de la section des conducteurs des câbles donnaient seulement des augmentations modestes de la puissance transmissible (à cause de l'effet 'peau') et, donc, pour pouvoir augmenter la puissance transmissible il était nécessaire d'intervenir aussi sur le diélectrique du câble et cela signifiait devoir changer de technologie. Depuis la seconde moitié du siècle dernier, on commença à expérimenter les isolations extrudées (avec polyéthylène ou résines) qui, utilisées initialement dans le domaine de la basse tension commencèrent à se répandre à des niveaux de tension toujours plus élevés. Ces câbles, grâce aux améliorations continues, outre à ne pas devoir dépendre des circuits hydrauliques typiques des câbles OF (et donc éliminant les problèmes typiques des liaisons avec de fortes différences de niveaux, le monitoring nécessaire de l'huile, etc.) présentaient aussi des pertes diélectriques beaucoup plus basses que celles des câbles OF.

3.2.2 Description générale

Une ligne en câble est constituée de la partie en câble proprement dite (citée dans le paragraphe précédent) et des accessoires: extrémités et jonctions.

- Les extrémités servent au raccordement du câble au réseau électrique. On peut donc avoir plusieurs possibilités: dans le cas de raccordement de câbles avec des appareils installés à ciel ouvert (par exemple lignes aériennes) on emploie des extrémités pour extérieur (dans lesquelles l'isolation externe est constituée d'air); quand le raccordement des câbles doit être réalisé avec des éléments comme des transformateurs ou stations blindées, on utilise des extrémités conçues exprès pour fonctionner avec une isolation externe en huile ou gaz (typiquement SF6).
- Jonctions : La longueur maximale d'un tronçon de câble à très haute tension produit en usine est de 500 – 1.000 m. Le câble est enroulé sur des bobines et transporté sur les lieux de l'installation avec des camions spéciaux. Pour respecter les dimensions maximales admissibles pour la circulation sur route, la longueur des tronçons doit donc être contenue dans les limites ci-dessus. Quand la longueur de la ligne en câble dépasse celle des tronçons maximums transportables il faut réaliser des jonctions pour pouvoir obtenir la longueur désirée.

Extrémités et jonctions sont nécessairement assemblés sur place une fois que le câble a été posé: cela explique pourquoi ces éléments sont fondamentaux pour la fiabilité de la ligne enterrée.

3.2.3 Exemples de réalisation

3.2.3.1 Ligne 400 kV de la ville de Berlin – Allemagne

La ligne, en double terne a une longueur de 6,3 km et est entrée en service en Décembre 1998 et constitue le lien diagonal du système d'alimentation THT de la ville de Berlin. La ligne est posée en tunnel ventilé ayant un diamètre de 3m et enterré à des profondeurs variables de 25 à 35 mètres. La puissance de transport nominale de la liaison est de 1100 MVA mais le système a été réalisé de manière à faire face aux charges suivantes:

Tableau 3-11: Puissances maximales de transport

Puissance transmise [MVA]	Température du conducteur [°C]	Débit d'air de refroidissement [m3/sec]	Durée de service possible pour chaque configuration
2 x 550	40	15000	Aucune limite
1 x 1100	75	60000	Aucune limite
2 x 800	60	60000	Aucune limite
1 x 1600	90	60000	2 heures
2 x 1100	90	60000	6 semaines



Figure 3-33: photographie de l'installation en tunnel avec câbles accrochés

Les câbles des deux ternes ont des épaisseurs isolantes respectivement de 29,5 et 27 mm et un conducteur de cuivre de 1.600 mm². Les accessoires utilisés consistent en des extrémités pour entrée dans la station blindée aux deux extrémités de raccordement ; les jonctions sont de type préfabriqué pour un terna de câbles et pré-moulés en résine de silicone pour l'autre terna. Tous les accessoires contiennent des capteurs pour la mesure en continu des décharges partielles. En juillet 2000 un second tunnel a été réalisé et une nouvelle ligne de 5.4 km de longueur a été mise en service.

3.2.3.2 Ligne 400 kV de la ville de Copenhague – Danemark

Le projet dénommé NESA constitue la première réalisation en câble THT de grande envergure. Ce projet a permis d'enfouir une bonne partie des lignes aériennes qui alimentaient la ville danoise. La ligne est en service depuis la fin de 1997 et a été conçue pour une puissance de transport égale à 975MVA

Le système en câble est constitué de deux liaisons : une dans la partie sud de la ville de la longueur de L = 12 + 9 km (deux tronçons séparés par un poste) et une ligne dans la partie nord d'une longueur de 10 km. A cause de la longueur des lignes, il a fallu prévoir la compensation de la puissance réactive. Le conducteur en cuivre a été conçu pour une section de 1.600 mm² avec un tamponnage. Le câble est dimensionné pour un gradient maximum de 11,5 kV/mm. Les lignes comprennent un total de 114 jonctions, 24 extrémités à isolation gazeuse et 12 extrémités en air.

Les accessoires installés dans le raccordement sont : des extrémités pour extérieur pour entrée dans le poste blindé et des jonctions de type préfabriqué (72 au total) conçues par un constructeur japonais. Les temps de réalisation des jonctions sont de l'ordre de 3 à 5 semaines par terna de joints.

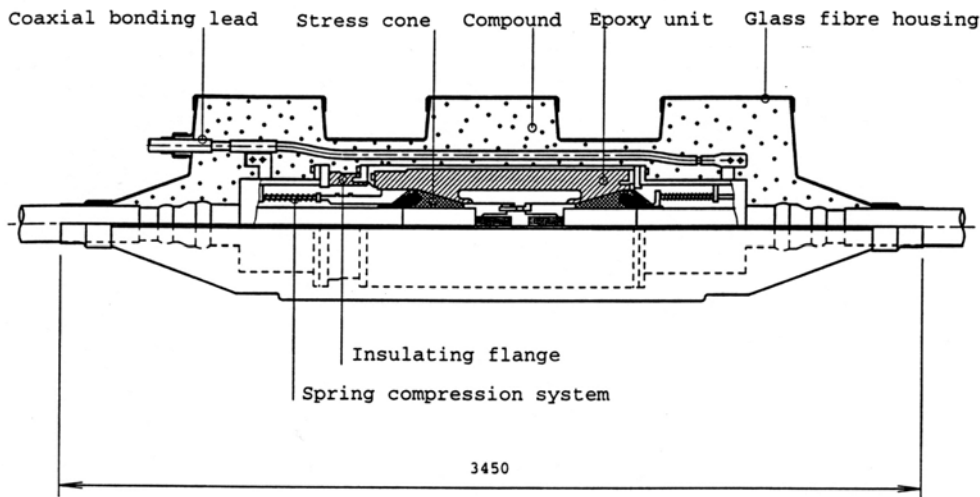


Figure 3-34: schéma d'une jonction préfabriquée pour câble THT

Le câble est posé directement dans le terrain, dans une tranchée de 1,5 m de profondeur. Des techniques modernes de creusement ont été nécessaires pour la réalisation de 10 croisements particulièrement sensibles ; les longueurs des croisements varient entre 50 et 500 m. La ligne est équipée d'un système de mesure de la température en fibre optique. Le raccordement choisi pour les gaines métalliques est de type croisé avec des longueurs d'environ 800 m. On a aussi installé des sections mises à la terre à un seul point où des conditions particulières de terrain (résistivité du terrain égale à 1,7 m°C/W) et environnementales empêchaient la transposition normale des gaines.

3.2.3.3 Ligne 500 kV Shin-Keiyo Toyosu – Japon

La ligne Shin-Keiyo Toyosu est constituée d'un double terna de câbles et sert de connexion entre deux postes : la longueur de la ligne est égale à environ 40 km ; elle est entrée en service en 2001. La puissance de transport est de 900 MW par circuit ; on a utilisé un conducteur de cuivre de section égale à 2.500 mm²; l'épaisseur isolante est de 27 mm. Les jonctions choisies sont de type EMJ, déjà largement utilisées au Japon pour le niveau de tension de 275 kV : ce type d'accessoire prévoit la réalisation de l'isolant directement sur les lieux de l'installation et requiert une attention très forte à la protection contre la contamination. A cause de la longueur de la liaison, il a été nécessaire d'utiliser des réacteurs pour la compensation du réactif.

3.2.3.4 Ligne 400 kV Barajas – Madrid – Espagne

La ligne appartient à AENA, l'autorité aéroportuaire de Madrid. Le projet d'expansion de l'aéroport international avec deux pistes supplémentaires. Les lignes aériennes gérées par le gestionnaire du réseau espagnol REE (Red Electrica de España) étant trop rapprochées par rapport aux nouvelles pistes, il a fallu les enfouir car elles auraient constitué un obstacle trop dangereux pour les avions. La nouvelle ligne est constituée de deux ternes de câbles isolés en XLPE ayant un conducteur de section 2500mm^2 posés en tunnel équipé d'un système de ventilation forcée apte à garantir une capacité de transport de 1700 MVA par terna. La longueur de la connexion est de 12 km. La ligne a été mise en service en février 2004.



Figure 3-35 : tunnel de la connexion en câbles de Madrid

3.2.3.5 Projet ELSTREE – Grande Bretagne

La ligne, de propriété du gestionnaire du réseau de transport anglais NGC, dessert la ville de Londres. Les câbles sont posés en un tunnel de 20 km de long et de 3 m de diamètre et situé à 30 m de profondeur. Le câble a 20 jonctions par phase et deux extrémités en SF_6 . Le tunnel est ventilé pour accroître la capacité de transport de puissance. La ligne a été mise en service en Juillet 2005.



Figure 3-36 : essai de mise en service du câble du projet ELSTREE

3.2.3.6 Taux d'enfouissement des lignes à très haute tension

Le taux d'enfouissement des lignes à très haute tension est partout négligeable compte tenu des coûts très élevés. Le Tableau 3-12 résume pour les principaux Pays du monde la longueur totale de lignes en câbles souterrains ayant une tension de 200kV et plus et le taux d'enfouissement en pourcentage de longueur du réseau à très haute tension.

Tableau 3-12: taux d'enfouissement des réseaux ayant une tension de 200kV et plus (2002)

Pays	Longueur des lignes en câbles souterrains [km]	Taux d'enfouissement (en pourcentage de la longueur totale des lignes ayant une tension de 200kV et plus) [%]
Japon	873	3.4
France	600	1.3
Grande Bretagne	553	4.2
Canada	250	0.3
Italie	130	0.7
Irlande	64	3.2
Autriche	48	0.8
Danemark	31	2.8

Si on focalise l'attention sur les réseaux ayant une tension de 300kV et plus, les données sont encore plus basses : ceci est indiqué au Tableau 3-13 :

Tableau 3-13: taux d'enfouissement des réseaux ayant une tension de 300kV et plus (2005)

Pays	Longueur des lignes en câbles souterrains [km]	Taux d'enfouissement (en pourcentage de la longueur totale des lignes ayant une tension de 300kV et plus) [%]
France	2.5	0.01
Grande Bretagne	36.7	1.4
Italie	25	0.1
Allemagne	62	0.3
Pays Bas	0.4	0.02
Norvège	36	1.6
Autriche	13	
Danemark	66	
Espagne	12	
Suisse	0.4	

3.2.4 Eléments constitutifs

Dans le présent paragraphe, on décrira les principaux éléments d'un câble à haute tension, que l'on peut voir, à titre d'exemple, dans la photo ci-dessous.

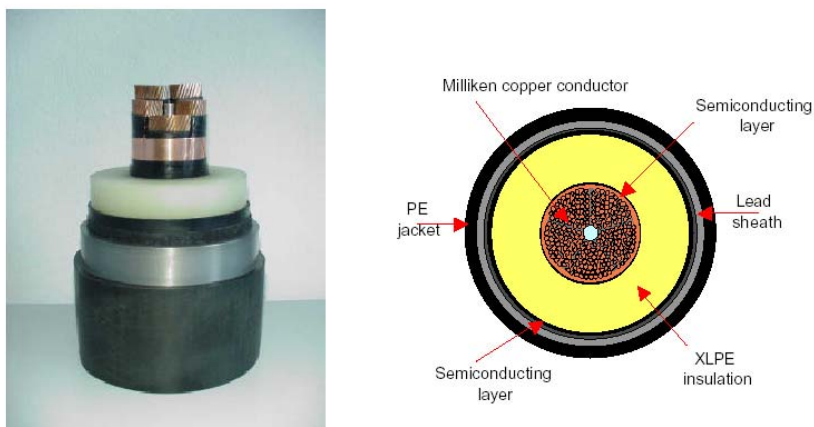


Figure 3-37: exemple de câble à haute tension et de ses éléments principaux

La structure de base d'un câble à isolation synthétique pour application en très haute tension comporte les éléments suivants :

- Une âme en cuivre (conducteur) : elle assure le transit du courant ;
- Un écran semi-conducteur interne : il permet de rendre uniforme le champ électrique dans la partie interne de l'enveloppe isolante ;
- Une enveloppe isolante : elle permet d'isoler le conducteur : le matériau de base de l'isolation est le polyéthylène ;
- Un écran semi-conducteur externe : il permet de rendre uniforme le champ électrique sur la surface externe de l'enveloppe isolante ;
- Un écran métallique : contribue au confinement du champ électrique, assure la circulation des courants de court-circuit et empêche la pénétration d'eau vers l'enveloppe isolante ; l'écran joue aussi un rôle dans la protection mécanique du câble contre les contraintes externes ;
- Une gaine isolante extérieure : protège le câble contre les contraintes environnementales et mécaniques externes et isole l'écran métallique en assurant la protection des tiers contre le contact direct ;

3.2.4.1 Conducteur (âme)

Le matériaux utilisé pour la construction du conducteur est le cuivre. Le choix du cuivre est pratiquement obligatoire quand on veut construire des câbles de haute puissance (typiquement pour les niveaux de tension dépassant 220 kV), car l'utilisation de l'aluminium (qui a une résistivité électrique plus grande que celle du cuivre et qui impliquerait une augmentation de la section du conducteur pour compenser les pertes accrues) comporterait des dimensions externes du câble importantes, avec des conséquences sur la capacité de transport des tronçons, sur les dimensions des tranchées, etc.

Le Tableau 3-14 ci-dessous donne, pour les niveaux de tension de 63 jusqu'à 400 kV, la valeur de la densité de courant économique pour les deux métaux.

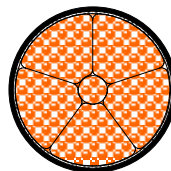
Tableau 3-14: valeurs de densité de courant économique en fonction du matériaux de l'âme

Tension [kV]	Densité de courant pour âme en aluminium [A/mm ²]	Densité de courant pour âme en cuivre [A/mm ²]
400	1.11	1.72
225	0.85	1.35
90	0.71	1.27
63	0.68	1.24

Pour des sections importantes (au-delà de 1.200 mm²) les conducteurs sont construit par segments (voir Figure 3-38), dans le but de réduire la résistance électrique équivalente (diminution de l'effet 'peau').

Naturellement, l'augmentation du nombre de segments comporte une majeure complexité de la construction du conducteur et une conséquente augmentation du coût du câble. Le projet du conducteur est, donc, un compromis entre le coût des pertes Joules (évalué sur toute la durée utile du câble) et le coût (supérieur) de production du conducteur.

Figure 3-38 âme de câble à secteurs



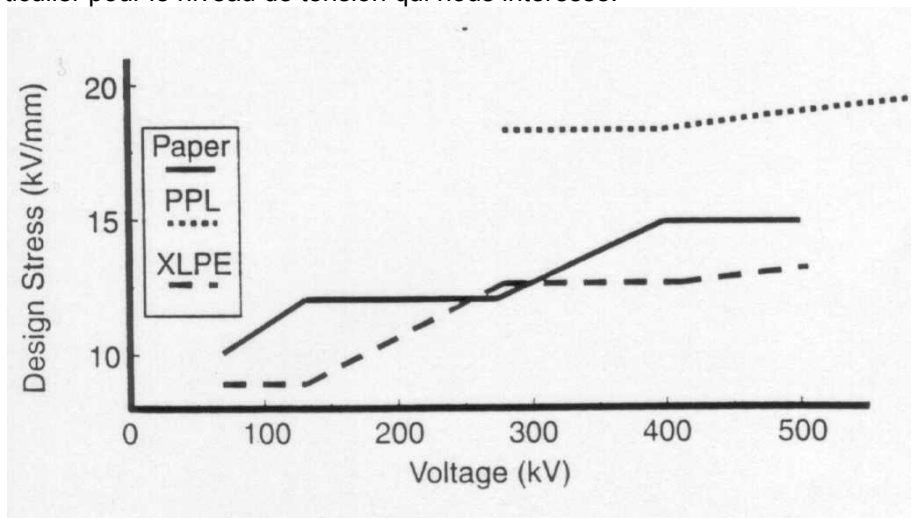
Il existe une mesure supplémentaire pour améliorer les prestations des conducteurs des câbles : l'utilisation d'un conducteur avec des fils isolés individuellement. Le Tableau 3-15 ci-dessous montre l'augmentation en pourcentage du courant transportable dans le cas d'utilisation de fils individuellement isolés. On remarque que pour un câble ayant une section de 2.000mm² et une âme en fils isolés on obtient une prestation en courant qui dépasse celle d'un câble conventionnel ayant une section de 2.500 mm². Par contre, l'utilisation de fils isolés comporte une plus forte complication dans la réalisation des accessoires.

Tableau 3-15: portée en courant de câbles avec conducteurs de différentes formations

Section [mm ²]	Type de conducteur	Prestation en courant transportable [p.u]
1600	Normal	1.0
1600	Fils isolés individuellement	1.09
2000	Normal	1.08
2000	Fils isolés individuellement	1.23
2500	Normal	1.14

3.2.4.2 Isolation

Les premiers câbles à haute tension alternative ont été réalisés en utilisant comme isolant le papier huilé (ce qu'on appelle les câbles OF). Ces câbles ont démontré une grande fiabilité de fonctionnement et jouissent de l'expérience de plus de 60 ans d'utilisation. Malgré ce bon comportement, les câbles à isolation extrudée se sont répandus toujours davantage, d'abord sur la basse et moyenne tension, et successivement sur la haute tension, jusqu'à s'affirmer dans les dernières années aussi pour la très haute tension (de 220 kV à 500 kV). L'absence d'huile rend ces câbles plus faciles à gérer car il n'y a pas de circuits sous pression, ce qui rend la pose plus facile et minimise les pertes diélectriques. Grâce à ses excellentes caractéristiques, le diélectrique extrudé utilisé pour les câbles ayant tension de 150 kV et plus, est le polyéthylène réticulé (XLPE). Pour les câbles avec conducteurs de grande section (> 1.600 mm²) le paramètre de projet est le gradient maximum sur l'interface câble/jonction qui est actuellement égal à 6 - 7 kV/mm. Le gradient de projet des câbles pour application en haute et très haute tension avec les trois différents types d'isolation actuellement utilisés est montré dans la Figure 3-39 : on peut relever que les câbles à isolation en XLPE sont encore dimensionnés avec le niveau de gradient le plus bas : ceci est essentiellement dû au manque de retour d'expérience pour ce type de câble, en particulier pour le niveau de tension qui nous intéresse.


Figure 3-39: gradient de projet des câbles en fonction de la tension du système – les courbes se réfèrent à différents types d'isolation

Le progrès dans les connaissances du comportement de l'isolation a permis dans les dernières années d'optimiser le dimensionnement des câbles, en réduisant progressivement l'épaisseur de l'isolation ; la Figure 3-40 montre, pour les différents niveaux de tension des câbles, l'épaisseur de l'isolation : une tendance à l'optimisation est évidente.

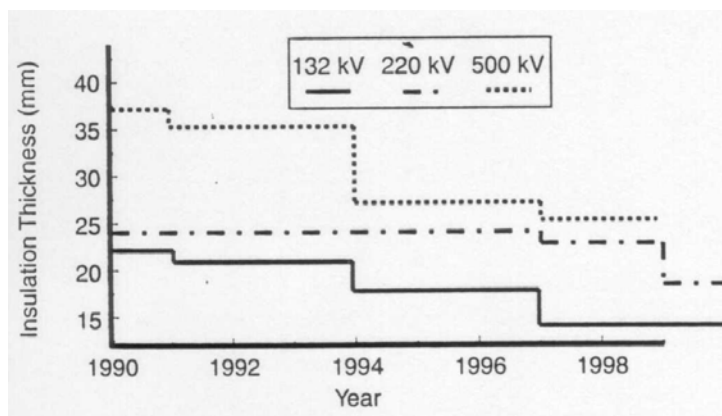


Figure 3-40: diminution de l'épaisseur d'isolation des câbles pour application HT et THT pendant les dernières dix années

3.2.4.3 Ecrans semi-conducteurs

les écrans sont placés contre l'isolation du câble, tant du côté du conducteur central (semi-conducteur interne) qu'entre l'isolant et le blindage métallique (semi-conducteur externe).

Leur fonction est d'uniformiser le champ électrique dans l'isolant en assumant la fonction d'interface entre l'isolant et les électrodes.

Les caractéristiques principales exigées d'un écran semi-conducteur sont: l'adhésion avec l'isolant (pour éviter que les efforts thermomécaniques puissent en provoquer le détachement réciproque) et la facilité de fabrication (pour permettre l'extrusion d'une couche avec des surfaces parfaitement lisses).

3.2.4.4 Blindage métallique

Dans les câbles électriques à haute tension, le blindage métallique doit nécessairement remplir outre aux fonctions typiquement électriques (amener le courant de court-circuit, recueillir le courant capacitif, jouer le rôle de référence pour le potentiel de terre), aussi celle de barrière radiale contre la pénétration de l'eau. Le XLPE en effet, lorsqu'il est exposé simultanément à un champ électrique et à l'humidité, subit un vieillissement rapide qui amène à la perte de ses caractéristiques diélectriques. Traditionnellement, le matériaux employé pour la réalisation du blindage métallique était le plomb qui garantit aussi une bonne protection mécanique de l'âme. Au cours des dernières années, différents types de construction se sont répandus pour les blindages. Les variantes suivantes ont été proposées dans le but de rendre le câble toujours plus léger (et de permettre des tronçons plus longs):

- blindage en aluminium d'une épaisseur d'environ 1 – 1,5 mm (selon le courant de court-circuit prévu dans le réseau);
- blindage composite constitué d'une fine feuille d'aluminium (épaisseur d'environ 0,5 mm) (qui joue le rôle de barrière contre la pénétration de l'eau) et d'une couronne de fils de cuivre de dimension opportune pour porter le courant de court-circuit.

Dans les deux cas la feuille d'aluminium est collée à la gaine externe (en polyéthylène).

Le dernier paramètre qui influence le choix du type de blindage à adopter est lié aux caractéristiques mécaniques du câble, en termes de rayons de cintrage admissibles et de tenue sous les pressions provoquées par la pose, ainsi qu'aux températures excessives de fonctionnement prévues.

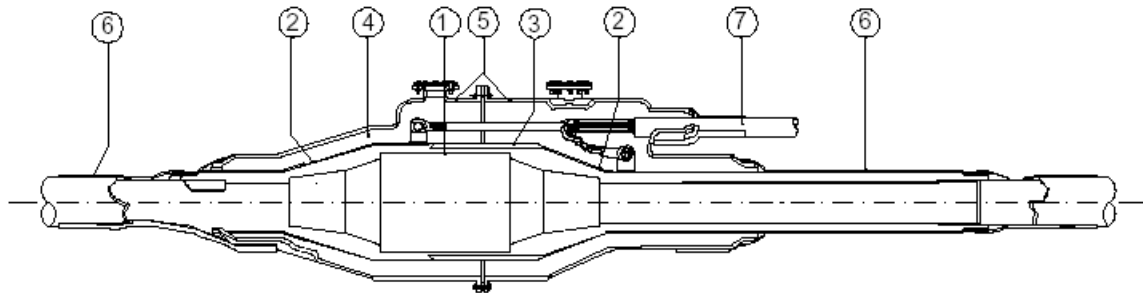
3.2.4.5 Accessoires

La fiabilité d'un système de câble dépend de tous ses éléments: le câble proprement dit et les accessoires. Alors que le câble est entièrement produit en usine et y est aussi essayé (essais de routine) pour vérifier l'absence de défauts, les accessoires, sont forcément réalisés en pièces et assemblés manuellement sur place. Ceci explique pourquoi, bien que le câble soit de par son extension de loin la partie prédominante, les accessoires sont souvent les véritables responsables de la fiabilité de la connexion.

Dans le domaine des accessoires pour lignes en câble extrudé AT, les modèles préfabriqués en usine s'affirment de plus en plus par rapport aux autres projets qui exigent une fabrication plus complexe et minutieuse.

Deux technologies d'accessoires développées au niveau international, utilisent des éléments moulés:

- La technologies des manchons pré-moulés qui renferment dans une enveloppe de résine l'isolation principale et les déflecteurs de champ électrique, (voir la Figure 3-41);
- La technologie des accessoires préfabriqués dans lesquels le cône déflecteur en résine et le corps isolant en résine époxydique sont maintenus sous pression par des ressorts opposés ;



1 - Premoulded sleeve
 2 - Casing
 3 - Insulating ring
 4 - Insulating compound

5 - Outer protection
 6 - Heat shrinkable tube
 7 - Concentric cable

Figure 3-41: schéma d'une jonction pré-moulée

L'avantage des accessoires pré-moulés (qui, par rapport aux préfabriqués diminuent encore le nombre d'interfaces entre les éléments isolants) est de pouvoir être vérifiés en usine² et ensuite installés sans subir d'autres opérations: de cette manière on a une certitude raisonnable que le corps isolant de l'accessoire soit sans défauts.

La Figure 3-42 montre un exemple de extrémité pour câbles à très haute tension avec certaines parties internes qui sont pré-moulées : ceci évite d'effectuer des opérations délicates sur site et aida à garantir un niveau acceptable de fiabilité de la connexion.

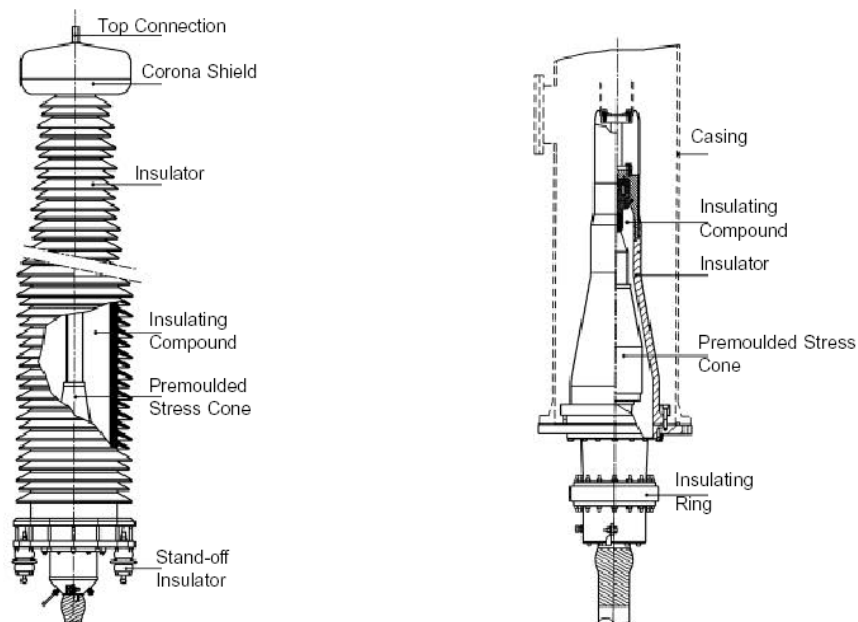


Figure 3-42: schéma de extrémités pour câbles de haute tension pour application à l'extérieur (à gauche) et pour application vers un composant blindé isolé en SF₆

² A ce sujet, la norme IEC 62067 prévoit, comme test de routine (donc à effectuer sur tous les accessoires produits), le test de tension et la mesure des décharges partielles.

3.2.5 Installation

L'installation des câbles à haute ou très haute tension est une phase fondamentale de la réalisation de la connexion en câble. Elle a des répercussions profondes aussi sur les paramètres du projet du câble et de ses accessoires, en particulier en ce qui concerne la configuration de pose. Celle-ci peut être de type rigide ou flexible

- Dans la configuration rigide, on impose au câble une entrave au mouvement de dilatation et de compression dus aux changements de température : des forces de compression sont produites dans la direction de pose du câble et il faut s'assurer que tout le système soit en mesure de les supporter. Les câbles directement enterrés font partie de cette configuration.
- Dans la configuration flexible (Figure 3-43), le câble est libre de se mouvoir latéralement : les agrafes fixent le câble aux parois ou par terre et sont positionnées à des intervalles de quelques mètres. Dans les lignes avec câbles posés en passerelle, la configuration la plus commune prévoit les câbles en trèfle et avec pose agrafée horizontalement.

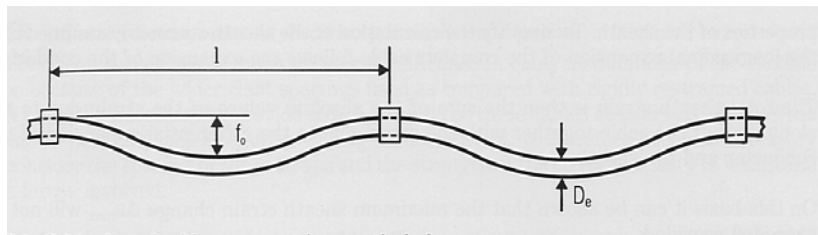


Figure 3-43: câble installé en configuration flexible en un plan vertical

3.2.5.1 Câbles directement enterrés

3.2.5.1.1 Description de la technique

La méthode consiste à creuser une tranchée et à poser les câbles à l'intérieur de celle-ci. Cette technique est très utilisée au niveau international tant pour les câbles extrudés que pour ceux à huile fluide.



Figure 3-44: exemple de tranchée pour câbles enterrés directement

Cette technique est très intéressante parce que, à part les opérations de creusement et de remplissage de la tranchée avec le matériel adapté, elle n'exige pas d'autres opérations coûteuses. On l'utilise tant dans les zones rurales que pour les parcours urbains. Un avantage de la méthode est de permettre facilement de dévier le parcours prévu, en cas d'obstacles

Les câbles sont déposés sur une semelle dure dont le but est de les protéger contre le sous-sol (pointes rocheuses, etc.). Le matériel utilisé pour le remplissage de la tranchée est du sable spécial à basse résistance thermique ou du ciment maigre ; rarement le terrain extrait pour pratiquer la tranchée est

réutilisé pour le remplissage de celle-ci. Au-dessus du terrain on place souvent une dalle de protection en ciment

La profondeur de la tranchée est généralement supérieure à un mètre: les câbles sont généralement posés en trèfle avec des agrafes qui les maintiennent pendant le remplissage de la tranchée. On peut utiliser la pose en nappe comme alternative pour augmenter la puissance de transport.

La largeur de la tranchée varie selon le niveau de tension et la disposition des câbles, en particulier on a, pour chaque terre de câbles :

- largeur <0,8 m (de 60 à 170 kV) et jusqu'à 1,0 m (de 220 à 500 kV) en trèfle;
- largeur aux environs de 1,0 m (de 60 à 170 kV) et >1,0 m (de 220 e 500 kV) en nappe.

La longueur de la tranchée dépend de la dimension des câbles, des bobines utilisées pour leur transport et des limitations imposées par les problèmes de trafic dans les zones urbaines. Dans tous les cas elle dépasse rarement 800 m.

Parmi les travaux d'installation il faut mentionner la réalisation de chambres pour les joints qui, pour le niveau de 400 kV, peuvent prendre des dimensions importantes (plus de 10 m de longueur et 2 de largeur et profondeur).

Les techniques de pose des câbles THT évoluent assez rapidement au fur et à mesure que l'expérience augmente auprès des gestionnaires de réseaux. Les installations récentes pour des capacités de transport non excessives et dans des zones non densément peuplées ont permis une simplification très importante des techniques de pose, qui devient de plus en plus semblable à celle des câbles HT. A ce propos, un exemple de pose récente de câble THT en Italie est montré dans la Figure 3-45: la connexion, d'une longueur de 9 km, est constituée d'un double circuit 400 kV posé en nappe des deux cotés d'une route départementale. On peut remarquer que le chantier est très étroit et que le dérangement à la circulation est minimal.



Figure 3-45 : pose d'un câble 400 kV en Italie le long d'une route départementale

Limites de la méthodologie

Les paramètres qui influencent la technique et desquels il faut tenir compte pour garantir le fonctionnement de la liaison sont:

- le danger de dessécher le terrain alentour
- la possibilité d'avoir des inondations avec érosion du terrain,
- la température, dureté et stabilité du terrain.

Les facteurs qui peuvent ralentir les travaux de pose peuvent être par exemple le terrain gelé et les découvertes archéologiques.

Lorsqu'une installation est réalisée, les seuls points d'accès à la connexion seront à hauteur des extrémités et des boîtes de sectionnement des gaines. On pourra effectuer les essais sur les gaines ou la localisation des pannes à partir de ces points.

L'enlèvement des câbles à la fin de leur vie n'est normalement pas effectuée parce que cette technique est très coûteuse et on se limite en général (pour les câbles à huile fluide) à l'évacuation de l'huile

3.2.5.2 Fourreaux

3.2.5.2.1 Description de la technique

Un fourreau est un élément préfabriqué en forme de 'U' qui est utilisé pour la protection des câbles contre les dommages externes.

Le fourreau peut être réalisé sur place en assemblant des éléments préfabriqués ou en coulant du ciment dans des formes en bois. La partie supérieure du fourreau est fermée par une couche de ciment, acier ou plastique renforcé pour la protection des câbles installés. Les fourreaux sont parfois remplis de sable ou de ciment maigre pour faciliter l'évacuation de la chaleur.

Lorsque le fourreau a été réalisé, les câbles peuvent être installés en utilisant les mêmes techniques que celles utilisées pour les câbles directement enterrés.

Les différents types de pose en fourreau sont:

- pose directement enterrée
- pose en surface avec le fourreau rempli ou non
- pose en l'air (en tunnel)

Pose directement enterrée (Figure 3-46)

Les câbles sont posés dans des fourreaux renforcés installés dans une tranchée. Les fourreaux sont remplis de sable et ensuite complètement recouverts.

Les dimensions internes du fourreau doivent être suffisantes afin de permettre d'avoir assez d'espace entre les câbles et les parois.

Fourreaux de surface (Figure 3-47 et Figure 3-48)

Des fourreaux renforcés sont installés en surface de manière à ce que le couvercle soit au même niveau que le terrain.

- Dans le cas de fourreaux remplis de sable, les mouvements des câbles se produisent en sens vertical où la résistance mécanique est inférieure ; il faut dans ce cas faire particulièrement attention à assurer l'étanchéité du couvercle.
- Dans le cas de fourreaux non remplis, les câbles doivent être ancrés pour ne permettre que le mouvement feston horizontal.

Les fourreaux de surface sont normalement utilisés dans le cas de pose le long des tracés des chemins de fer ou dans les postes.



Figure 3-46: câbles posés en fourreau enterré

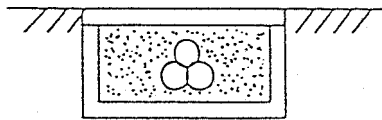


Figure 3-47: fourreau rempli

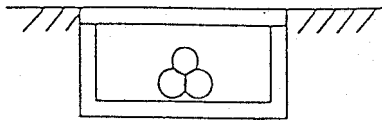


Figure 3-48: fourreau non rempli

3.2.5.3 Tunnels

3.2.5.3.1 Description de la technique

Un tunnel (Voir Figure 3-49) est utilisé quand de nombreux circuits doivent être installés simultanément le long du même parcours, quand il est difficile d'assurer la transmission de la puissance exigée avec la technique de l'enterrement direct ou en tuyauteries.

Différentes techniques sont utilisées pour la réalisation des tunnels:

- la méthode 'excavation à ciel ouvert (Open-cut)' : cette technique prévoit avant tout de creuser le terrain, puis de construire un tunnel ayant les dimensions spécifiées et enfin de recouvrir le tout; cette méthode ne peut pas toujours être utilisée ; en effet elle doit être exclue quand il y a des problèmes de trafic ou en cas de nombreux obstacles tels que la présence d'autres lignes d'utilisateur câbles du téléphone, les conduites de gaz, de l'eau, les égouts, le métro, etc
- la méthode 'bouclier (Shield)' : cette technique peut être utilisée quand le sous-sol est facile à creuser. Dans ce cas, le tunnel est creusé par une machine spéciale et les parois du tunnel sont réalisées en fixant des éléments circulaires préfabriqués appelés segments. Les tunnels ayant des diamètres variables de 1.800 mm à 14.000 mm ont été réalisés principalement au Japon

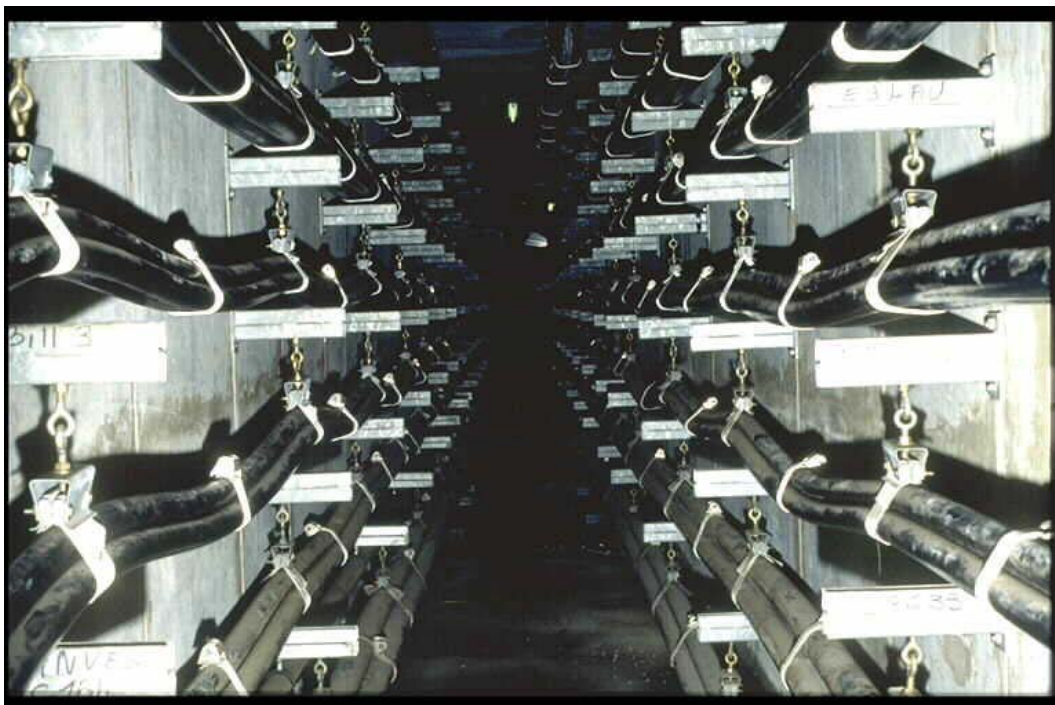


Figure 3-49: exemple de pose en tunnel

Dans les tunnels, les installations peuvent être flexibles ou rigides. Dans ce dernier cas, elles peuvent être agrafées soit horizontalement soit verticalement.

Les tunnels sont en général ventilés artificiellement tant pour des motifs de sécurité que pour augmenter la puissance transportable par les circuits en câble

3.2.5.3.2 Limites de la technique

Etant donné que la construction des tunnels est très coûteuse (par rapport aux autres méthodes disponibles) le choix doit être évalué avec une grande attention. En particulier, la méthode se révèle non-économique quand on prévoit l'installation de peu de lignes en câble ou peu de services.

Parmi les facteurs dont il faut tenir compte lors du projet d'une ligne en tunnel citons :

- la possibilité de dessécher le terrain alentour,
- la nécessité de garantir l'herméticité contre l'eau,
- la dureté du terrain à creuser et sa stabilité,
- le degré de sismicité de la zone concernée par les travaux.

Au sujet de la longueur des travaux nous possédons les données suivantes:

- construction des canaux de ventilation verticale (30 m): 6 – 9 mois
- avancement selon la méthode bouclier: 10 – 15 m/jour
- construction des passerelles de support et éclairage: 15 – 20 m/jour

La récupération à la fin de leur service des câbles installés en tunnel est beaucoup simplifiée par rapport à la pose directement enterrée.

3.2.5.4 Câbles dans des tubes

3.2.5.4.1 Description de la technique

La pose en tubes (voir Figure 3-50) est normalement utilisée en zone urbaine car elle offre la possibilité de réaliser les ouvrages civils et les installations des câbles de manière indépendante. La possibilité d'ôter les câbles rend possibles des opérations de maintenance autrement impensables pour les câbles directement enterrés. La pose des câbles dans un tube est considérée une des techniques les plus sûres pour ce qui est du court-circuit si une couche suffisante de terrain est placée au-dessus des tubes.



Figure 3-50: exemple de pose en tubes d'un double terna de câbles

Les ouvrages civils à prévoir pour la pose en tube comprennent :

- le creusement de la tranchée et sa mise en sécurité,
- le remplacement d'éventuels autres services,
- le positionnement des tubes et des entretoises,
- la coulée du ciment pour fixer les tubes et la couverture avec un matériau adéquat qui sera tassé pour obtenir une basse résistance thermique.

Trois ou plusieurs tubes (un tube par câble à haute ou très haute tension) du diamètre et épaisseur adéquats sont placés dans la tranchée à la profondeur voulue. En-dessous on réalise une couche à basse résistivité thermique, apte à supporter les tubes et les câbles. Les tubes d'épaisseur réduite peuvent être utilisés à l'intérieur de modules en ciment. Des entretoises peuvent être installés en plusieurs couches pour accueillir le nombre voulu de lignes. Des entretoises sont employées pour garantir le positionnement correct des phases. D'éventuels renforcements peuvent être prévus pour garantir une rigidité accrue en cas par exemple de traversées des chemins de fer. Dans certains cas, l'espace d'air existant entre la surface du câble et la surface interne du tube peut être remplie de manière à faciliter l'évacuation de la chaleur produite ou pour en limiter le mouvement. Un tube vide peut être utilisé pour recevoir un câble de réserve, du moment que le projet des connexions des blindages a été fait dans ce sens.

A intervalles réguliers le long du parcours des câbles se trouvent des puisards qui sont des chambres souterraines construites pour recevoir les jonctions et éventuellement d'autres dispositifs (boîtes de sectionnement, etc.). L'accès se fait avec des échelles amovibles.

La durée des travaux de pose dépend de nombreux facteurs tel que :

- la facilité d'accès au site,
- la nature du sous-sol,
- la profondeur du creusement,
- la présence d'autres services,
- les conditions environnementales
- les conditions imposées par les autorités locales.

La pose des câbles dans des tubes peut permettre une récupération plus simple et plus économique pour le recyclage et réduit de ce fait les contraintes sur l'environnement.

3.2.5.5 *Limites de la technique*

Les câbles installés dans les tubes ont rarement des tronçons ayant une longueur qui dépasse 800m. Dans les zones urbaines, les longueurs peuvent être limitées à quelques centaines de mètres.

Parmi les facteurs dont il faut tenir compte lors du projet d'une ligne posée en tube sont :

- le dessèchement du sol,
- l'évacuation de l'eau des tubes ou des puisards,
- la température, la dureté et la stabilité du sol.

3.2.6 *Paramètres d'ingénierie*

Les principaux paramètres de projet pour une ligne en câble sont:

- dimensionnement thermique
- dimensionnement de l'isolant
- choix du système de mise à la terre des blindages métalliques

3.2.6.1 *Dimensionnement thermique*

Pour obtenir la capacité de transport attribuée à la ligne en câble, de nombreux paramètres entrent en jeu, et en particulier :

- Le choix du conducteur (matériau, aire et éventuelles mesures contre l'augmentation de la résistance électrique en c.a. pour les grandes sections),
- les caractéristiques de l'isolant (maximum de température admissible, épaisseur et caractéristiques diélectriques),
- les pertes dans le blindage
- la résistance thermique du terrain.

Les normes IEC 60287 décrivent la méthode générale de calcul de la portée d'un câble lorsque les caractéristiques physiques et géométriques sont connues.

Le projet thermique du câble doit être effectué tant pour la portée nominale que pour les éventuelles surcharges (pour les durées prévues) et, enfin, pour supporter les courants de court-circuit. Ces derniers déterminent le dimensionnement du blindage.

Le projet de base pour les surcharges doit être attentivement évalué dans les cas où le raccordement du câble est placé en série avec une ligne aérienne: dans ce cas en effet les différentes inerties

thermiques des deux lignes doivent être prises en considération pour éviter de surdimensionner la ligne enterrée.

3.2.6.2 Dimensionnement de l'isolant

Le dimensionnement de l'isolant se fait sur la base des caractéristiques diélectriques du matériau choisi et des contraintes qu'il sera appelé à supporter en service.

On a déjà dit que, pour les niveaux de tension supérieurs à 220 kV, l'isolant utilisé est le polyéthylène réticulé qui a remplacé dans la quasi totalité des raccordements l'isolation en papier (câbles OF).

Le dimensionnement de l'épaisseur isolante peut être effectué en adoptant une méthode statistique, sur la base de la contrainte à fréquence industrielle ou au choc de foudre, et encore sur la base de la valeur maximum que ces contraintes imposent au conducteur ou à l'isolant c'est-à-dire sur leur valeur moyenne. L'expérience acquise au cours des dernières années permet d'identifier des valeurs de gradient égales à 12 et 7 kV/mm respectivement sur le conducteur et sur l'isolant: à condition que le traitement des matériaux et des interfaces soit approprié, ces valeurs permettent un dimensionnement avec les caractéristiques de fiabilité exigées par un système de transport à très haute tension. Ces valeurs se traduisent pour les câbles 400 kV en épaisseurs isolantes de l'ordre de 25 – 30 mm, selon la variation de la section du conducteur.

3.2.6.3 Choix du système de mise à la terre

Pour obtenir une utilisation optimale d'un câble de haute tension il est bon de minimiser toutes les éventuelles causes de pertes. Parmi celles-ci, celle qui est due à la circulation de courant dans les blindages métalliques peut assumer des valeurs importantes, réduisant considérablement la portée d'un câble. En effet, le blindage métallique présent dans les câbles AT est sujet à l'induction électromagnétique due aux courants circulant dans les trois conducteurs de phase qui produit une tension induite le long du blindage même. S'il est mis à la terre en plusieurs points de la ligne, de manière à former un circuit fermé, il sera parcouru par un courant induit.

Il faut donc adopter des mesures spéciales quand on connecte les blindages et quand on les met à la terre afin que ces pertes soient annulées ou au moins limitées.

3.2.6.3.1 Mise à la terre en un seul point

La méthode la plus simple pour réaliser la jonction des blindages des câbles consiste en les mettre à la terre (et entre eux) uniquement à une extrémité de la ligne.

De cette manière, les blindages prennent pratiquement le potentiel de la terre; formant toutefois un circuit fermé, ils permettent la circulation des courants induits qui peuvent, pour des configurations particulières de pose (par exemple pour les câbles posés à plat), assumer des valeurs élevées.

C'est pour cette raison que la pratique de joindre les blindages à la terre aux deux extrémités des raccordements est généralement accompagnée de la géométrie de pose en trèfle surtout quand il s'agit de câbles avec conducteur de faible section.

3.2.6.3.2 Permutation

On procède en sélectionnant des blindages des câbles le long de la ligne et en les reliant cycliquement aux trois câbles de phase, de sorte que la force électromotrice induite le long du blindage, en trois sections consécutives, soit annulé.

3.2.7 Fiabilité et entretien

Les interruptions dans les lignes en câble sont principalement causées par des dommages pendant les travaux de creusement et par des pannes des accessoires, tandis que les pannes dans le câble proprement dit sont plus rares, surtout aux niveaux les plus élevés de tension.

Alors que pour les lignes aériennes, l'opération de fermeture automatique permet fréquemment de remettre immédiatement la ligne sous tension (par exemple quand l'interruption a été causée par des électrocutions, par un contact accidentel avec une partie de la ligne sous tension ou encore par une pollution élevée sur les isolants), ce n'est généralement pas faisable avec les lignes en câble pour lesquelles les pannes sont de type permanent.

Les mises hors services pour les câbles sont généralement inférieures en nombre aux interruptions enregistrées pour les lignes aériennes: elles sont toutefois plus longues parce que quelques jours ou semaines sont nécessaires pour compléter les opérations de localisation de l'endroit de décharge, de réparation ou remplacement total des éléments concernés par la panne.

La fiabilité des lignes en câble est donc lourdement conditionnée tant par le nombre des pannes, que par la durée nécessaire aux opérations de réparation.

Les valeurs typiques indiquées dans la bibliographie et concernant le nombre de mises hors tension pour des lignes en câbles et aériennes sont de l'ordre de 0.001 et 0.003 interruptions /km/an tandis que les durées de réparation sont à hauteur de 200 – 400 heures/interruption et 8 – 10 heures/interruption respectivement. Avec de telles données, l'indisponibilité des lignes en câble est environ 8 fois supérieure à celle des lignes aériennes. Il faut dire, toutefois, que les données rapportées se réfèrent surtout à des lignes en câble de type OF: les systèmes en câble extrudé, de construction plus récente, devraient présenter des durées de réparation inférieures, grâce à l'utilisation des accessoires de type pré-moulé.

3.2.8 Enjeux environnementaux

3.2.8.1 Impacts en phase de construction

La surface de terrain occupée par la construction de la ligne in câble est équivalente à un front variable de 2 m (pour la pose d'une simple terna de câble THT directement enterré en trèfle) à près de 100 m (pour la pose d'un jeu de 4 ternes de câbles en nappe) qui avance le long de tout le tracé, et qui permet l'excavation de la tranchée dans la quelle seront posés les câbles mêmes, le dépôt du terrain excavé et du terrain à conductibilité thermique contrôlée utilisé pour la couverture des câbles.

Il faudra, en outre, prévoir des aires pour le dépôt définitif du surplus de terrain excavé, qui, pour une longueur de 40 km de ligne a un volume de l'ordre de 1.150.00 mètres cubes.

D'autre part la viabilité existante devra être adéquate pour permettre le passage des poids lourds avec remorque porte-bobines. En présence d'un nombre important de poids lourds est liée toute une série d'impacts sur l'environnement tel que la contribution à la pollution atmosphérique et l'augmentation du bruit, bien que seulement dans les heures ouvrables.

Une importante interaction entre le chantier et le contexte territorial existant, en particulier avec les zones agricoles de valeur (vignobles, potagers), est liée à la présence de poussière due aux mouvements de terrain lors de l'excavation. Un tel impact pourra être en partie mitigé avec l'adoption de solutions astucieuses en phase de chantier (ex. utilisation de caissons bâchés, lavage fréquent des routes, etc.).

Enfin il faudra prêter une attention particulière à la forte possibilité de découvertes archéologiques durant les phases d'excavation, ce qui comportera un ralentissement des travaux de pose des câbles, sinon une modification du tracé.

3.2.8.2 Surface occupée pendant le fonctionnement

En fin des travaux de construction, le terrain occupé se réduit à un front de 2 à 17 mètres (pour un jeu de deux doubles circuits), qui peut être divisé en deux couloirs d'environ 7 mètres chacun en bordure d'une route de service de 3 mètres.

Sont présents, en outre, avec un intervalle de 500-1000 mètres, des chambres de jonction de dimension 25x3x1,5 mètres pour l'accès aux câbles. Pour des distances de plus de 20 à 30 kilomètres il faut, enfin, prévoir la présence de postes de compensation du réactif dans lesquelles sont logées les batteries de réacteurs.

Ces éléments structuraux comportent une grosse limitation aux utilisations du sol et constituent, ensemble avec celui sur la flore et la faune, l'impact principal de cette technologie sur l'environnement.

3.2.8.3 Champs électromagnétiques

L'effet d'écran exercé par les gaines conductrices des câbles permettent d'annuler le niveau de champ électrique.

Le profil du champ magnétique pour la ligne en câble en tunnel en considérant les conditions nominales de dimensionnement, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque terna est reporté dans la Figure 3-51

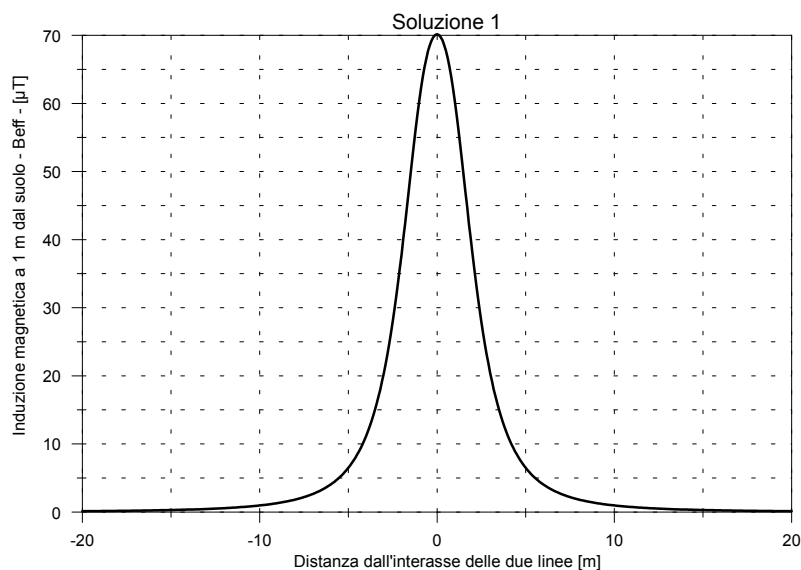


Figure 3-51: profil de champ magnétique à 1 m du sol pour un câble posé en tunnel

Les résultats des calculs démontrent que la valeur de champ magnétique est largement inférieure aux limites fixées par l'Arrêté Technique : 100 μ T.

Dans les endroits qui présentent une sensibilité aux champs magnétiques (zones peuplées, voisinage d'habitations etc.) la technique de pose peut prévoir l'utilisation d'écrans qui réduisent les nuisances (naturellement en augmentant les coûts d'installation). Un exemple d'utilisation d'écran magnétique est reporté dans la Figure 3-52.



Figure 3-52 : pose de câble THT en Italie et utilisation d'écran magnétique à l'approche de zones urbaines

3.2.8.4 Impacts sur la flore, la végétation et la faune

L'impact sur la flore et la végétation de cette typologie de ligne électrique est sûrement très significative puisque pendant la phase de chantier on nécessite d'une superficie de terrain « propre » (donc déboisement et perte temporaire de culture agricoles) équivalente à la longueur du tracé par une largeur correspondante à l'aire de chantier, et, pendant la phase de fonctionnement, une limitation aux espèces végétales cultivables.

Le poids de ces impacts est accentué en traversant des zones protégées.

L'énergie thermique produite par la ligne en tension pourra induire un effet de séchage du terrain autour ou, au contraire, forte érosion en cas d'inondations.

Sur la faune les impacts sont négligeables en phase de fonctionnement, alors qu'en phase de construction le passage des camions et les opérations d'excavations et de comblement causeront un dérangement pour la faune qui aura tendance à s'éloigner temporairement pour l'entière durée des travaux.

3.2.8.5 Interférence avec les eaux superficielles et souterraines

S'agissant d'une technologie en tranché il ne faut pas négliger les interférences avec les eaux superficielles et souterraines, surtout dans des zones à haute exploitation à fins agricoles des nappes aquifères.

La traversée de cours d'eaux d'une certaine importance peut constituer, en outre, un élément d'attention, non seulement d'un point de vue technique, mais aussi vis à vis des diverses utilisations possibles et à la présence d'une faune aquatique.

Une attention particulière devra être mise, en phase de chantier, aux possibles pollutions de la nappe avec les matériaux utilisés (ex. bentonites).

3.2.8.6 Impact visuel

L'impact visuel est dû principalement aux nécessités de déboisement d'élimination d'espèces arboricoles.

3.2.9 Enjeux économiques

3.2.9.1 Réalisation

Les coûts de réalisation d'une ligne électrique à 400 kV en câble souterrain pour le transport de 4.000 MVA sont résumés dans le Tableau 3-16: pour trois possibles configuration de ligne, c'est à dire :

- Une ligne avec deux câbles par phase posés en tunnel ventilé
- Une ligne avec quatre câbles par phase posés en fourreaux en configuration trèfle ;
- Une ligne avec quatre câbles par phase posés en fourreaux en disposition en nappe;

Tableau 3-16: coûts de réalisation de différents types de câbles à isolation synthétique 400kV (en €/km de ligne) pour une capacité de transport de 4000 MVA

2 ternes en tunnel préfabriqué (3250 mm²)	4 ternes en fourreau pose en trèfle (2500 mm²)	4 ternes en fourreau pose en nappe (2000 mm²)
5.600.000	5.550.000	5.200.000

La contribution des différentes phases de la réalisation de la ligne à son coût total de construction, pour les différents types de structures en hypothèse sont reportées à la Figure 3-53

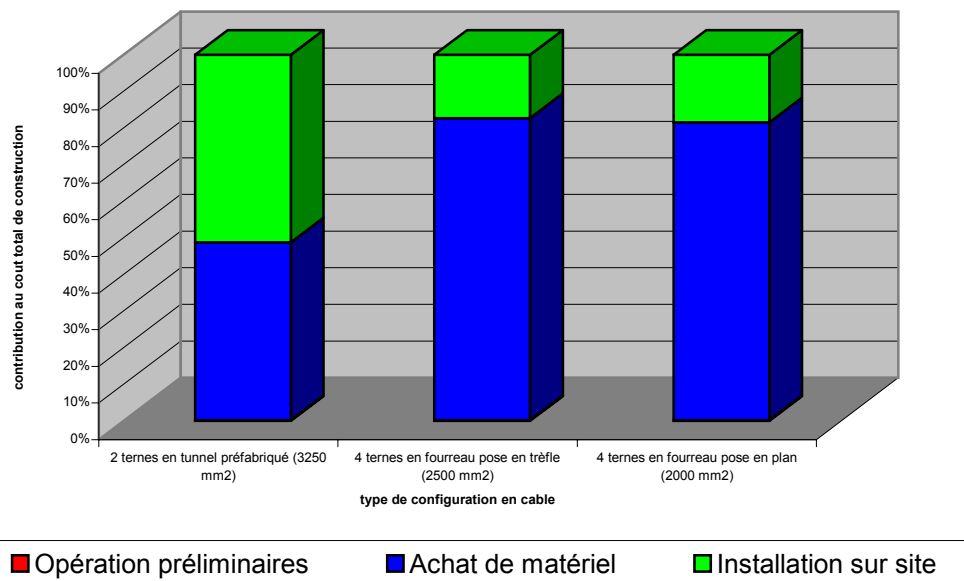


Figure 3-53 : contribution des différentes phases de la construction d'un câble THT au coût global de construction

3.2.9.2 *Gestion*

Les coûts de gestion des différents types de ligne, qui comprend la surveillance, la maintenance, le suivi des lignes et de leurs alentours est résumé au Tableau 3-17; les valeurs se réfèrent à une durée de vie de 30 ans.

Tableau 3-17: coûts de gestion de différents types de câbles 400kV (en €/km de ligne) pour une capacité de transport de 4000 MVA

2 ternes en tunnel préfabriqué (3250 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en trèfle (2500 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en nappe (2000 mm ²)
500	100	100

Le coût des pertes pour les différents types de ligne peut se chiffrer suivant le Tableau 3-18 qui se base sur les hypothèses suivantes :

- Coût de l'énergie: 0.035 €/kWh
- Taux d'actualisation 6.5%
- Durée de vie présumée : 30 ans
- Courant en saison hivernale : 1000 A
- Courant en saison estivale: 850 A

Tableau 3-18: coût des pertes pour les différents types de câbles 400kV (€/km) pour une capacité de transport de 4000 MVA

2 ternes en tunnel préfabriqué (3250 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en trèfle (2500 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en nappe (2000 mm ²)
155000	123000	114000

3.2.9.3 *Dé-fabrication*

Les coûts de dé-fabrication des différents types de lignes sont reportés au Tableau 3-19 (actualisés à 30 ans)

Tableau 3-19: coûts de dé fabrication de différents types de câbles 400kV (en €/km de ligne) pour une capacité de transport de 4000 MVA

2 ternes en tunnel préfabriqué (3250 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en trèfle (2500 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en nappe (2000 mm ²)
31700	71500	71500

La contribution des différentes phases de la vie de la ligne à son coût total, pour les différents types de structures en hypothèse sont reportées à la Figure 3-54

3.2.9.4 Coûts totaux de la ligne

Les coûts totaux des différents types de lignes sont reportés au Tableau 3-20

Tableau 3-20: totaux de différents types de câbles 400kV (en €/km de ligne) pour une capacité de transport de 4000 MVA

2 ternes en tunnel préfabriqué (3250 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en trèfle (2500 mm ²)	4 ternes en fourreau pose en nappe (2000 mm ²)
5790000	5745000	5386000

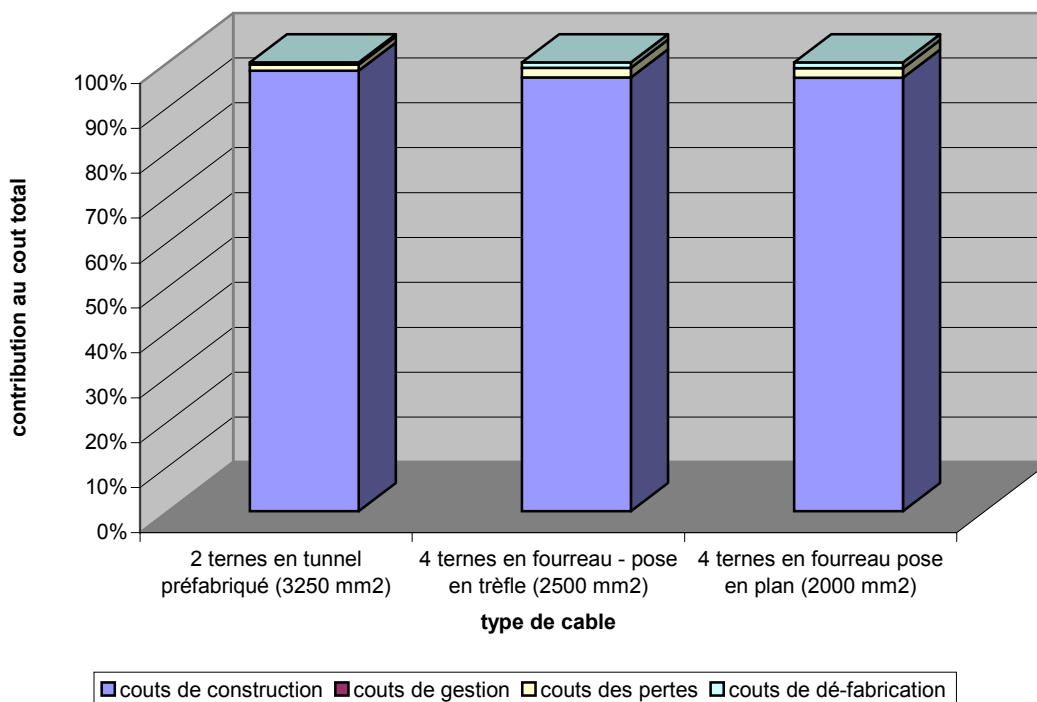


Figure 3-54: contribution des différentes phases de la vie d'un câble au coût total

3.2.10 Les nécessités de compensation du réactif

Les paramètres électriques des lignes aériennes et des câbles à isolation synthétique sont très différents :

- La section de conducteur du câble étant généralement beaucoup plus élevée que celle de la ligne aérienne³, la résistance que le conducteur du câble oppose au passage du courant (et donc les pertes d'énergie qui y sont associées) est nettement moins importante. En fonction de la

³ Ceci à cause du fait que les contraintes électriques supportables par l'isolation synthétique sont plus basses par rapport à celles que peut supporter l'air qui constitue le moyen isolant des lignes aériennes, ce qui comporte la nécessité pour les câbles d'avoir une surface de contact avec l'isolation beaucoup plus importante pour atténuer la contrainte diélectrique.

configuration adoptée un rapport de résistance ohmique de 1 (câble) à 2-3 (ligne aérienne) est commun.

- La constitution constructive et la disposition physique des éléments constitutifs font en sorte que la capacité propre des câbles soit 15 à 20 fois plus élevée que celle des lignes aériennes, et une inductance 4 fois plus basse.

Cette différence de paramètres électriques a une influence primordiale sur les longueurs de connexion admissible pour les lignes aériennes et les câbles : en effet, au niveau THT, les lignes aériennes peuvent avoir des longueurs de plusieurs centaines de kilomètres (100 à 300) sans que se posent de problèmes ni de niveau ni de profil de tension. Par contre, dans le cas des câbles à isolation synthétique, les paramètres électriques en limitent la longueur à quelques dizaines de kilomètres. Les paramètres électriques des câbles THT montrent la présence d'une valeur importante de capacité distribuée le long du parcours du câble ; cette capacité (constituée par de électrodes formés par le conducteur en tension et les écrans mis à la terre et un diélectrique formé par l'isolation du câble) continue à se charger et à se décharger au fur et à mesure que la tension locale augmente ou diminue par effet de sa caractéristique alternative (la tension s'inverse à un rythme de 50 fois la seconde) ; ce processus de charge et de déchargement continu requiert la circulation de courant qui ne contribue pas à alimenter la charge active et qui limite les prestations du câble même. Au delà d'une longueur de câble de quelques dizaines de km il est nécessaire de prévoir des systèmes de compensation de ce courant de charge-décharge (courant dit « réactif ») ; à cet effet on utilise des « Réacteurs de compensation » qui, installés dans des postes qui jalonnent le parcours du câble ou sont connectés aux extrémités des câbles fournissent localement la puissance réactive requise en réduisant les limitations de portée des câbles. La compensation du réactif est particulièrement importante lorsque les charges alimentées sont réduites (dans les périodes creuses). Il faut dire que dans la réalité il n'existe aucune ligne THT en câble qui ait une longueur telle qu'un système de compensation soit nécessaire le long du parcours. Les plus longues lignes en câbles en service sont compensées aux seules extrémités.

Les raisons de la compensation sont tant liées au fonctionnement du réseau (le déphasage maximum de la tension aux extrémités du câble pour garantir la stabilité du réseau, les excursions minimales et maximales de tension) et au fonctionnement propre du câble (courant de charge supportable efficacité du transport, niveau de tenue en tension du câble etc.). Les longueurs maximales admissibles sans compensation dépendent donc des choix de projet et de gestion du réseau du gestionnaire. Parmi les approches possibles, on peut suivre l'approche de *La Longueur d'Aptitude au Transport (LAT)* qui est « la longueur de connexion sans compensation qui garantit que la puissance active réellement transmise soit au moins 95% de la puissance introduite sur charge résistive. ». Selon cette approche les longueurs maximales sans compensations de câbles THT ayant section de 1600 mm² et 2500 mm² varient selon les modes de pose de 20 km à plus de 50 km, comme montré dans la Figure 3-55. Il faut remarquer que les valeurs extrêmes de distances entre les phases qui porteraient à un LAT de 50 km sont loin des possibilités pratiques. Dans la réalité, pour une ligne THT en câble synthétique, la nécessité de compensation du réactif commence à partir de 30-35 km de longueur de connexion. Dans le cas de pose en tunnel ventilé on peut obtenir un gain de LAT de quelques pour cent ultérieur.

Pour accroître le niveau de LAT, il faut compenser la puissance réactive au moyen de réacteurs placés dans des postes à une ou aux deux des extrémités du câble ou encore en un point intermédiaire (le plus efficace étant la moitié de la longueur du câble). Cette mesure permettrait en théorie d'arriver à la limite technologique liée au courant de charge (voir courbe L_{charge} dans la Figure 3-56) si d'autres paramètres n'entraient en jeu, comme la stabilité du réseau (voir courbe L_{stab} dans la Figure 3-56) ou les variations de tension sous charge nulle (voir courbe L_{DV} dans la Figure 3-56). Il faut remarquer que la figure se réfère à des connexions à 150 kV et non à 400 kV.

LAT Vs. PHASE SPACING (1600 mm² -2500 mm², XLPE, 400kV)

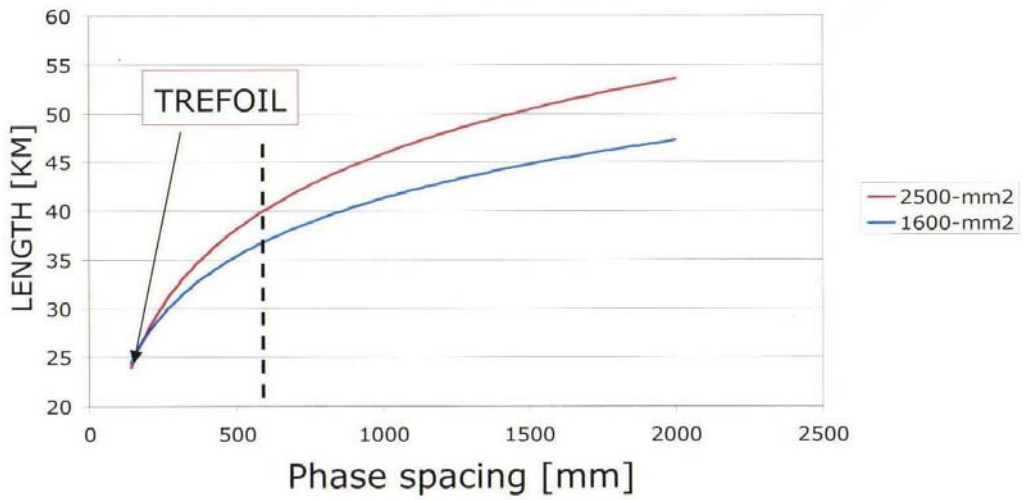


Figure 3-55 : LAT pour câbles 500 kV en fonction de la distance entre les phases

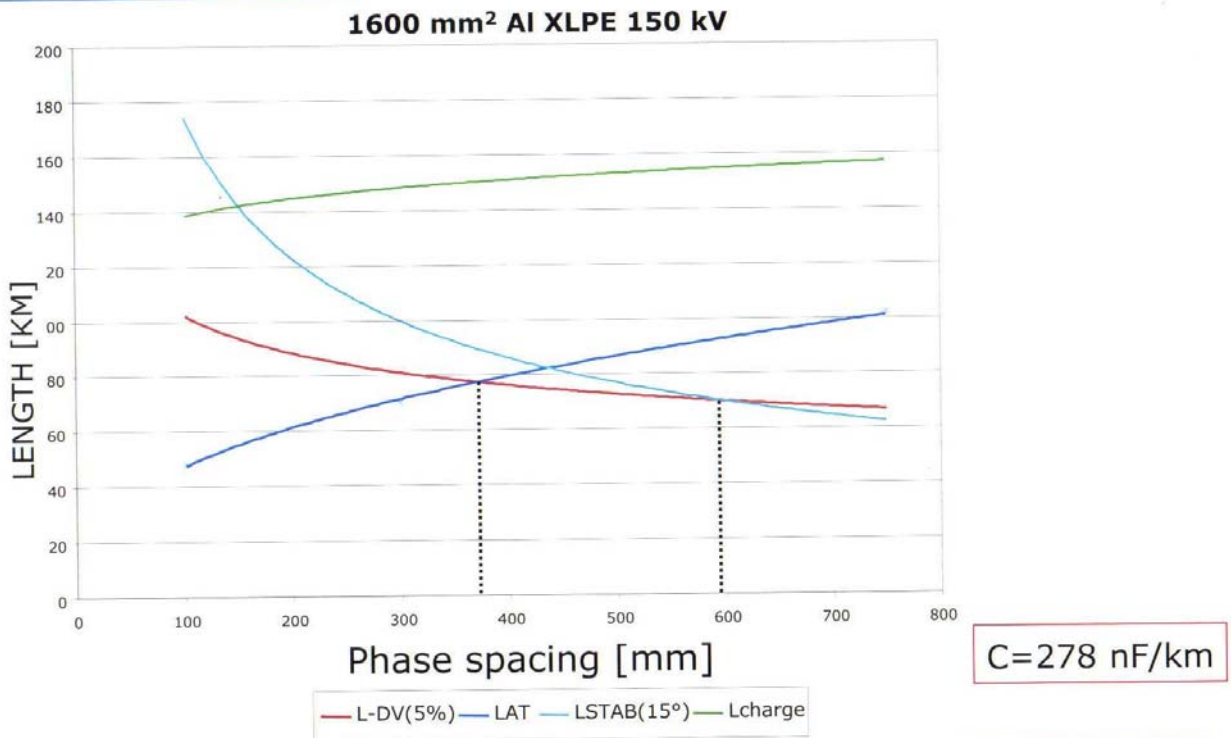


Figure 3-56 : influence des contraintes de stabilité du réseau sur la LAT

L'emprise sur le terrain d'un poste de compensation du réactif dimensionné pour 250 MVar est montrée dans la Figure 3-57

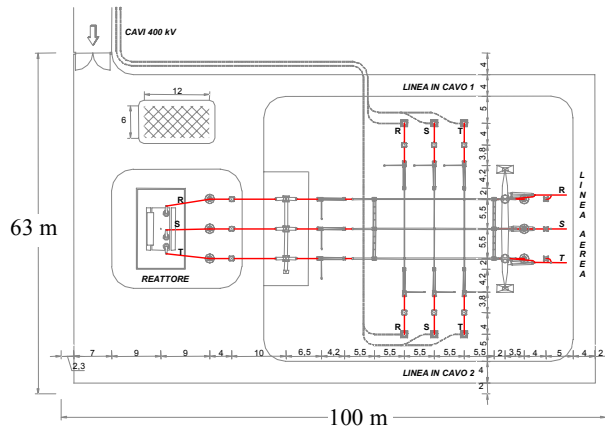


Figure 3-57 : dimensions d'un poste de compensation du réactif pour câble 400 kV

Le Tableau 3-3-21 résume la pratique de compensation utilisée dans différents Pays pour des lignes en câble HT et THT d'une certaine envergure. Il est à remarquer comme les pratiques de compensations soient variables en fonction des conditions propres de chaque gestionnaire.

Tableau 3-3-21 : moyens de compensation utilisés pour d'importantes connexions en câble à isolation synthétique dans différents pays du monde

Pays	Gestionnaire	Tension [kV]	Longueur [km]	Capacité de transport [MVA]	Compensation au départ [MVar]	Compensation à l'arrivée [MVar]	Surface occupée/poste [m2]	Cout approx/poste [M€]
Allemagne	BEWAG	380	31.4	1120	80	aucune	140	
Allemagne	BEWAG	380	23.8	1150	120	aucune	140	
Allemagne	Distr. Munich	110	100 x 3-4	1260 total	480 total			
Allemagne	Distr. Cologne	110	50 x 7	5000 total	150 total			
Australie	TRANSGRID	330	19.7	660	150	aucune		
Australie	TRANSGRID	330	28	900	250	aucune		
Belgique	ELIA	150	2 x 30	2 x 285	aucune	aucune		
Canada	BC Hydro	500	37	xxx	Ar à + 165 MVar		2900	
Corée	KEPCO	345	17	523	aucune	aucune		
Corée	KEPCO	345	17	523	100	100	128	0.6
Corée	KEPCO	345	22	523	200	200	150	1
Corée	KEPCO	345	10	955	200	aucune	150	1
Croatie	HEP	110	16.3	70	aucune	aucune		
Croatie	HEP	110	10.6	100	aucune	aucune		
Croatie	HEP	110	11	102	aucune	aucune		
Danemark	ELTRA	400	4.5+2.5+7	1300	100	140		
Espagne	REE	400	12.7	1390 à 1720	150	150	800	2.4
Espagne-Maroc	REE	400	29	700	150	2 x 125	1600	3.6
France	RTE	63	37.997 / 3		aucune	aucune		
France	RTE	90	29.9 / 3		aucune	aucune		
France	RTE	90	29.3 / 3		aucune	aucune		
France	RTE	90	31.5 / 3		aucune	aucune		
France	RTE	90	36.7 / 3		aucune	aucune		
Italie	ASM Brescia	132	10	2 x 140	aucune	aucune		
Italie	ENEL	380	8.3	1000	150	aucune	200	1
Italie	ENEL	132	10.2	170	aucune	aucune		
Italie	ElettraAceGas	132	11	170	aucune	aucune		
Japon	HONSHI	500	22.2	2x1200	250	aucune	240	
Japon	TEPCO	500	39.8	900	300			
Japon	TEPCO	500	39.8	900	2x300		220	
Japon	TEPCO	275	32.5	302	150		120	
Japon	TEPCO	275	20	700	150	aucune	190	
Pays Bas	TZH	150	11.7	300	aucune	aucune		
Pays Bas	DELTA NV	50	19.6	30	aucune	aucune		
Pays Bas	DELTA NV	50	19.8	30	aucune	aucune		
Pays Bas	DELTA NV	50	37.35	30	aucune	aucune		
Pays Bas	DELTA NV	50	36.62	30	aucune	aucune		
Pays Bas	DELTA NV	50	18.8	30	aucune	aucune		
Pays Bas	DELTA NV	50	12.2	30	aucune	aucune		
Sigapour	PUB	230	xxx	2 x 140	100	50	450	

Du point de vue des enjeux économiques de la compensation du réactif les chiffres suivants sont reportés :

- Coût d'investissement d'un réacteur : 6 k€/MVA
- Coût d'investissement du poste de compensation (ouvrages de génie civil, matériels électriques, système de contrôle-commande etc.): 750 k€
- Coût d'investissement des 6 extrémités de câble (si le poste n'est pas d'extrémité) avec leur support : 200 k€
- Coût de gestion d'un réacteur (sur une durée de vie présumée de 30 ans): négligeable
- Coût des pertes d'un réacteur (en considérant le coût de l'énergie: 0.035 €/kWh, le taux d'actualisation 6.5% et une durée de vie présumée : 30 ans): 9 k€/MVA
- Coût de dé-fabrication d'un poste de compensation : 0.2 k€/MVA

Sur le cycle de vie, nous avons donc :

- Coût fixe d'investissement pour un poste d'extrémité (sans réacteur): 750 k€
- Coût fixe d'investissement pour un poste intermédiaire (sans réacteur) : 950 k€
- Coût du cycle de vie d'un réacteur : environ 15 k€/MVA

3.2.11 Rapport de coûts d'enfouissement

Les développements technologiques dans le domaine de la production des câbles à isolation synthétique, l'accroissement du marché des câbles THT comporte un abaissement progressif des coûts d'installation, qui, comme on a vu précédemment, constituent la partie la plus importante du coût du cycle de vie des câbles souterrains. La figure suivante montre la tendance du rapport des coûts d'installation des câbles souterrains par rapport à ceux des lignes aériennes pour deux niveaux de tension. Ces valeurs sont seulement indicatives car elles découlent de moyennes non pondérées et toutes technologies et conditions de pose confondues. Une analyse beaucoup plus approfondie doit être faite dans les cas spécifiques en tenant compte des contraintes techniques et environnementales locales pour calculer un rapport de coûts vraiment significatif. Dans le cas que nous avons pris en compte le rapport de coûts sur le cycle de vie d'environ 6.5 à 6.8 est aligné à ces moyennes.

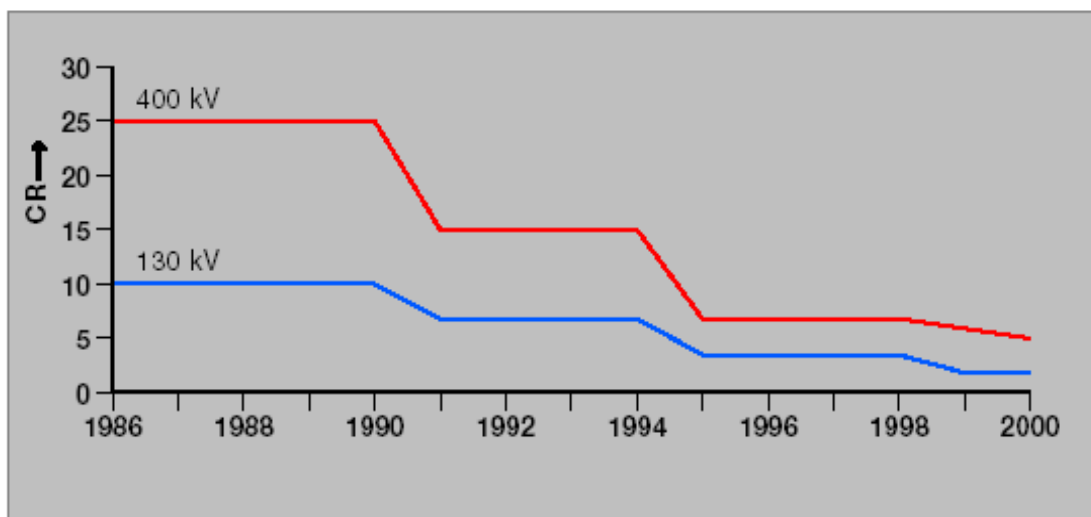


Figure 3-58 : rapport des coûts d'installation moyens entre lignes aériennes et câbles souterrains

Si on reprend les indications de coûts qui ont été développées dans les chapitres précédents, si on tient compte du coût du terrain et on délaisse le coût de dé-fabrication, on obtient pour les lignes aériennes, un coût sur le cycle de vie qui se chiffre en:

$$C_a = a \cdot L + V_a + t_a \cdot L + O \& M_a \quad (1)$$

où:

- C_a : coût du cycle de vie d'une ligne aérienne

- a : coût d'installation au kilomètre
- L : longueur de ligne
- V_a : coût actualisé des pertes de la ligne aérienne
- t_a : coût au kilomètre de l'emprise sur le terrain de la ligne aérienne (voir (2))
- $O\&M_a$: coût actualisé des opération de gestion et entretien de la ligne aérienne

Le facteur t_a se chiffre :

$$t_a = F_a 10^3 w \quad (2)$$

où :

- F_a : largeur du couloir d'emprise au sol de l'ouvrage
- w : coût du terrain sur le couloir d'emprise au sol

de la même manière, pour une connexion en câble, nous avons :

$$C_c = c \cdot L + V_c + t_c \cdot L + \xi_T \cdot C_{RSC} \cdot Q_C \cdot L + O\&M_c \quad (3)$$

où:

- C_c : coût du cycle de vie d'un câble
- c : coût d'installation au kilomètre
- L : longueur de ligne
- V_c : coût actualisé des pertes du câble
- t_c : coût au kilomètre de l'emprise sur le terrain du câble (voir (4))
- ξ_T : degré de compensation
- C_{RSC} : coût unitaire de la compensation
- Q_C : puissance réactive absorbée par le câble
- $O\&M_c$: coût actualisé des opération de gestion et entretien du câble

Le facteur t_c se chiffre :

$$t_c = F_c 10^3 w \quad (4)$$

où :

- F_c : largeur du couloir d'emprise au sol de l'ouvrage
- w : coût du terrain sur le couloir d'emprise au sol

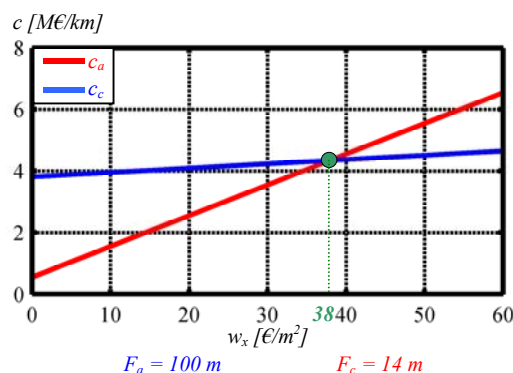


Figure 3-59 : Point de rencontre des coûts sur le cycle de vie entre une solution aérienne et une solution souterraine en fonction de la valeur du terrain

3.3 Solutions mixtes aéro-souterraines

3.3.1 Description générale

Les solutions aéro-souterraines d'intérêt pour cette étude sont appelées « siphons » : elles sont essentiellement constituées de deux tronçons de ligne aérienne connectées par un câble. Ces solutions technologiques sont utilisées pour la traversée de vallées ou de rivières dont la largeur qui dépasse la portée maximale d'une ligne aérienne ou pour enfouir un tronçon de ligne à l'approche de zones protégées ou densément peuplées. La transition entre la ligne aérienne et le câble se fait sur un poteau ou par un poste dénommé « poste de transition ».

Toutes les remarques qui ont été faites dans les paragraphes précédents sur les lignes aériennes et sur les lignes en câble à isolation synthétique sont valables pour les tronçons aériens et souterrains des solutions mixtes. Du point de vue technique nous ajouterons seulement quelques remarques sur les poteaux ou les postes de transition.

3.3.2 Exemple de réalisation

A bien réfléchir, presque toutes les connexions en câble THT sont du type mixte aéro-souterrain ; il est en effet très rare qu'une connexion de grande envergure soit complètement enterrée.

Une installation récente qui utilise la technologie mixte a été mise en service au Danemark.

3.3.2.1 Projet ELTRA au Jutland – Danemark

Le projet sert à compléter l'anneau 400kV du Jutland au Danemark. Il consiste en une connexion THT entre Aalborg et Arhus (voir carte en Figure 3-60) . La décision de réaliser la nouvelle ligne a été prise par les ministères de l'Energie et de l'Environnement danois pour constituer une épine dorsale solide et stable pour permettre l'intégration dans le système électrique d'une grande quantité de puissance fournie par des générateurs dispersés constitués de petits groupes à cycle combiné et d'aérogénérateurs. En effet les variations importantes de production doivent être compensées par une capacité de réaction du réseau qui doit être capable de transporter de grandes quantités de puissance sur des distances importantes pour contrebalancer cette variabilité de la production.

La connexion, d'une longueur totale de 140 km, est principalement aérienne, avec trois tronçons en câble enterré, pour une longueur totale en câble de 14 km (voir cercles jaunes sur la carte). La réalisation de la ligne a comporté l'enfouissement d'un certain nombre de tronçons de ligne à 150 kV dans les aires urbaines. Le coût total déclaré a été de 140 M€. Le type de câble (dimensionnement) utilisé ainsi que les conditions de pose qui sont très particulières ont permis d'abaisser d'une façon très significative le rapport du coût d'enfouissement, qui, dans le cas spécifique se chiffrait à 4.5.

Une particularité de cette réalisation est le dimensionnement du câble : celui-ci a été effectué en tenant compte du principe d'équivalence entre la portée à court terme de la ligne aérienne et du câble enterré : la ligne aérienne est dimensionnée pour une portée de 2000 MVA (2800 A) et sa charge maximale (liée à l'allongement des conducteurs avec la température et par conséquent leur rapprochement par rapport au terrain) est limitée à quelques minutes à peine. Les deux lignes en câble connectées en parallèle ont une portée totale de 1000 MVA (1400 A). Les câbles peuvent être surchargés pendant 30 heures à 2000 MVA. Chaque câble peut être géré à 800 MVA pendant environ 100 heures, pour permettre la réalisation d'opérations d'entretien sur un terrain de la ligne aérienne sans causer d'ennuis importants au fonctionnement du réseau. Un système de suivi de la température du conducteur des câbles est installé pour en surveiller la capacité de transport. Ces considérations ont porté à un câble ayant un conducteur de 1200 mm², isolé en XLPE ayant une épaisseur de 28 mm, blindé par un écran composé de 117 conducteurs de 1.8 mm de diamètre.

Cette réalisation est la première avec pose des câbles THT directement enterrés en zones agricoles et parc naturels. La ligne a été mise en service en août 2004.

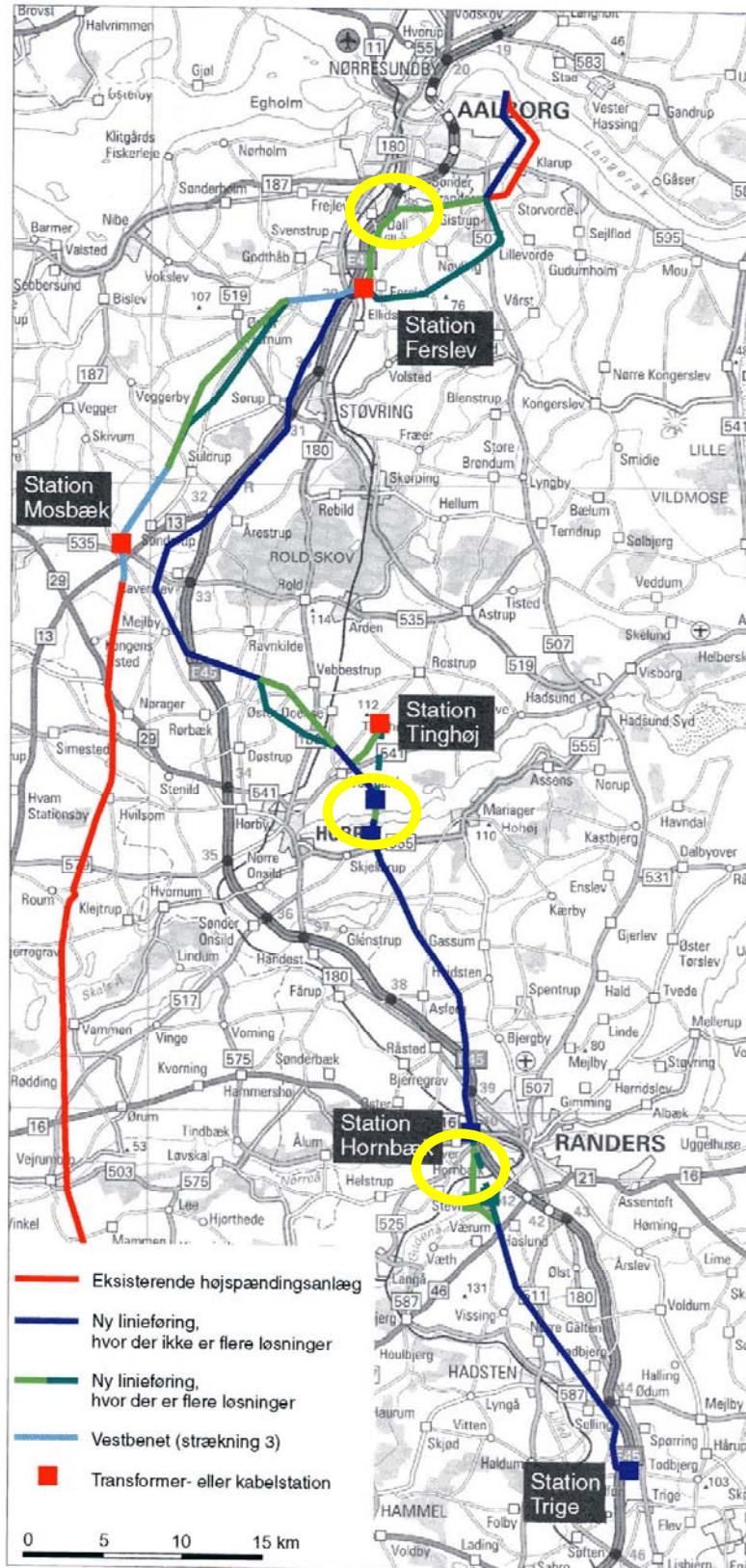


Figure 3-60 : Connexion THT au Danemark. Parcours aérien et tronçons en câble enterré

La structure des câbles utilisés dans les tronçons souterrains et sous-marins (traversée des fjords) est montrée dans la Figure 3-61 : le câble a une section de conducteur très réduite par rapport à la capacité

de transport prise en compte et a un dimensionnement de l'isolation à la limite inférieure de la technologie, afin d'en contenir les coûts de réalisation.

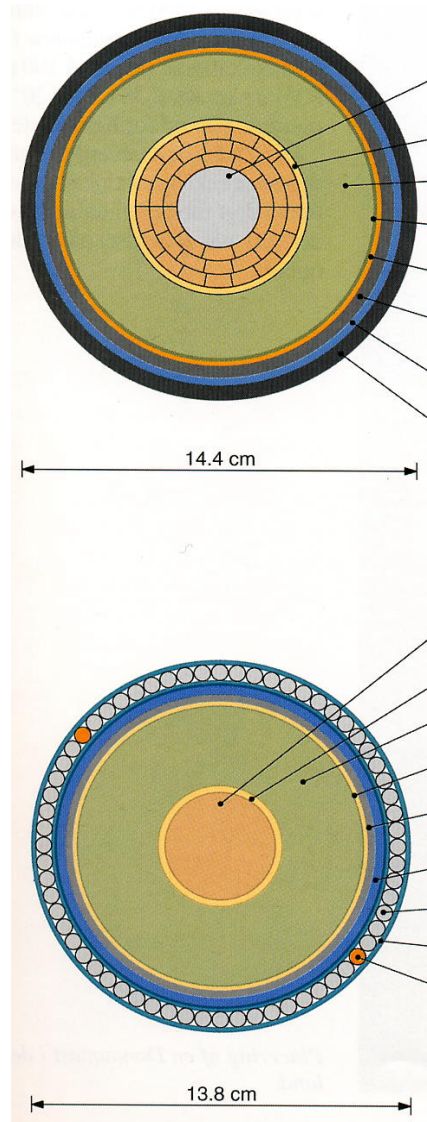


Figure 3-61 : constitution des câbles souterrains et sous marins utilisés pour la réalisation des tronçon enfouis de la ligne danoise

Les modalités de pose des câbles sont montrées dans la Figure 3-62 : les câbles sont directement enterrés sur une couche de sable sans tunnel ni fourreau : cette solution permet de réduire les coûts d'installation mais limite les possibilités d'exploitation des lignes (capacité de charge, fiabilité, accidents potentiels) et du terrain (niveau de champs électromagnétiques).

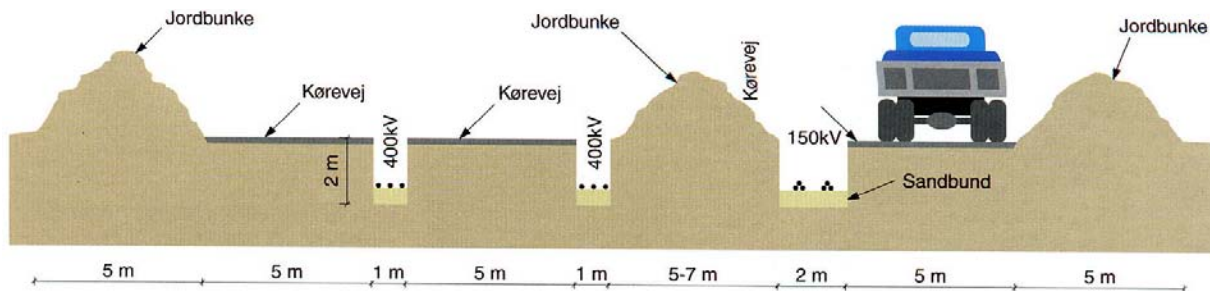


Figure 3-62 : modalité de pose des tronçons souterrains de la ligne danoise

A certains endroits du tracé la pose des tronçons en câble de la nouvelle ligne a permis d'enfourer des lignes HT préexistantes. C'est le cas pour la traversée du Fjord Mariager, où la pose du câble a permis de déposer une ligne 115 kV aérienne. Voir photos suivantes.



Figure 3-63: traversée du Fjord Mariager en câble sous marin



Figure 3-64 : Dépose de la ligne aérienne 150 kV existante au travers du Fjord Mariager

3.3.3 *Éléments constitutifs*

Les câbles à isolation synthétique, nous l'avons vu, sont connectés au réseau au moyen de extrémités (ou terminaisons). Les extrémités sont normalement placées à l'intérieur d'un poste, sauf dans le cas de siphons où elles peuvent être placées directement sur le poteau de la ligne aérienne, lorsque les contraintes de niveau de tension, protection des personnes, l'impact visuel, la protection contre les actes de vandalisme le permettent. Cette solution est montrée dans la Figure 3-65



Figure 3-65 : extrémités de câble accrochées à un poteau de ligne aérienne HT à 130 kV

Dans le cas de lignes THT le poids des équipements et les espaces de séparation qui sont nécessaires pour garantir la tenue diélectrique imposent l'utilisation de postes de transition, qui sont des aires clôturées proches du poteau aérien, dans lesquelles sont placés, comme dans un poste électrique, tous les équipements nécessaires à la transition. Cette solution est montrée dans la Figure 3-66

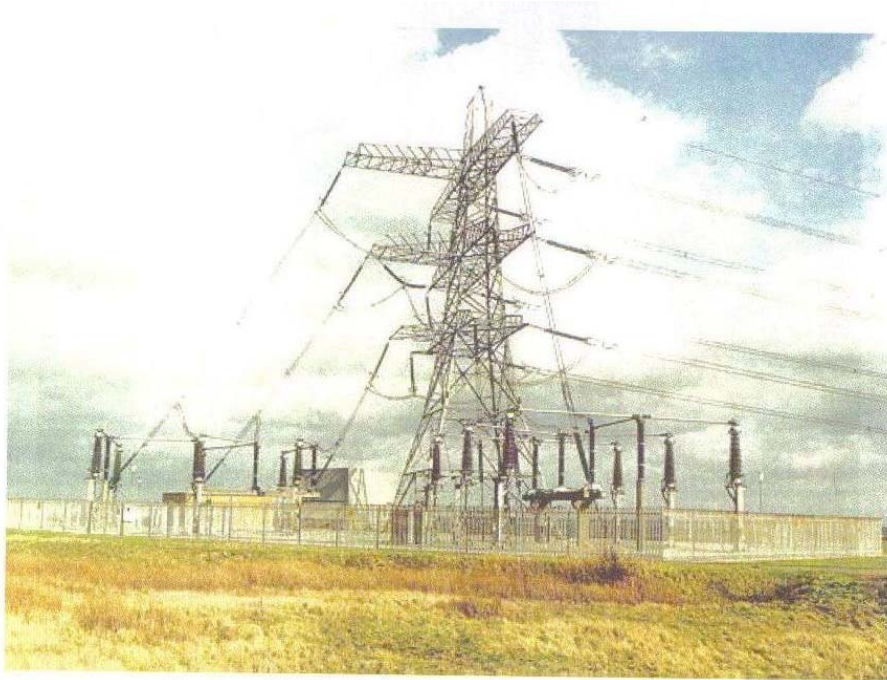


Figure 3-66 : poste de transition aéro-souterrain dans un réseau THT

A part les câbles et le poteau de la ligne aérienne, les postes de transition comportent, selon les exigences spécifiques du site, quelques un des éléments suivants :

- Parafoudres pour la protection contre les surtensions en cas de choc de foudre sur la ligne aérienne
- Transformateurs de mesure utilisés pour le déclenchement des automates de protection
- Isolateurs utilisés comme support des conducteurs
- Réseau de mise à la terre pour garantir la sécurité des opérateurs contre les chocs involontaires de pas un de contact, même lors d'un court-circuit dans le réseau
- Le système d'alimentation et de secours
- Les composants du réseau de télécommunication et de télé contrôle.

3.3.4 Critères de projet

Pour effectuer le choix de la localisation d'une transition il faut tenir en compte, en plus des contraintes économiques, des aspects suivants :

- le niveau de pertes
- le système de télé-conduite et de télécommunication
- la fiabilité des schémas de réseau qui peuvent être réalisés
- les courants de court-circuit
- le niveau de charge en service normal et en situation d'urgence
- les surtensions de choc de foudre

Le critère de projet qui a une influence prépondérante est le choix des schémas de connexion , car ils ont des conséquences très importantes pour :

- le niveau de flexibilité de gestion (réduction du risque de délestage de consommateurs ou de décrochage de générateurs en cas de panne à un des composants du réseau) : ceci comporte une duplication des circuits critiques
- le niveau de sécurité du réseau (séparation rapide des tronçons de réseau site de pannes en utilisant le nombre de disjoncteurs le plus réduit possible) : ceci comporte un choix très pondéré des dispositifs de protection et de connexion ;

- le niveau de fiabilité des composants du poste de transition et par conséquent le niveau de disponibilité du réseau : ceci comporte une analyse spécifique de fiabilité et la mise en œuvre de mesures de protection appropriées tant sur les éléments principaux que sur les composants secondaires qui peuvent influencer des fonctions critiques.

Le niveau de courant de court-circuit dépend des circuits limitrophes et constitue un des critères de dimensionnement de chaque élément du poste

Les choix topologiques qui doivent être effectués lors de la réalisation d'une transition aéro-souterraine doivent prendre en compte les critères de base suivants :

- Permettre un accès aisé :
 - aux connexions du circuit principal pour permettre tout changement de configuration de circuit ;
 - aux systèmes de diagnostic et suivi des câbles
 - aux dispositifs de protection de chaque phase
 - aux écrans et aux connexions de mise à la terre
- Garantir la protection contre les attaques intentionnelles et les attentats

Le coût total de réalisation d'un poste de transition aéro-souterraine THT pour une ligne double terre qui se connecte à une ligne en câble en tunnel (2 câbles) se chiffre à environ 450 k€. Il faut considérer que pour un siphon 2 postes de transition sont nécessaires.

3.4 Câbles a isolation gazeuse

Les câbles à isolation gazeuse (CIG) sont essentiellement des tubes métalliques contenant des conducteurs soutenus par des isolateurs de support. L'isolation est assurée par un gaz (ou un mélange) sous pression.



Figure 3-67: tunnel contenant les câbles à isolation gazeuse à Genève

Les lignes à isolation gazeuse offrent une alternative intéressante dans les cas où subsistent de grosses difficultés pour trouver l'espace physique pour l'installation d'une ligne aérienne. En effet, cette technologie se caractérise par :

- **la valeur élevée de puissance unitaire transportable** (1500-6000MW) qui permet de réduire le nombre de lignes parallèles nécessaires pour le transport d'une certaine quantité d'énergie;
- **la possibilité de les enfouir dans le terrain**, qui permet de réduire l'impact visuel des lignes électriques utilisant cette technologie;
- **la faible valeur de capacité linéaire** (environ 50 nF/km) qui permet la réalisation de lignes de longueur importante (jusqu'à 100km) sans besoin de compensation réactive (nécessaire pour les connexions en câble souterrain tous les 20-30 km) ;
- **une valeur de pertes par effet de Joule inférieure** de 1/3 à 1/2 par rapport aux lignes aériennes;
- **un niveau pratiquement nul de champ électrique et fortement réduit pour le champ magnétique** par rapport à celui des autres technologies.

3.4.1 Histoire

Utilisés depuis une vingtaine d'années (les premières installations au Japon remontent à la fin des années '70), les CIG n'ont jamais eu l'essor que leur potentiel laissait prévoir : peu de connexions réalisées dépassent en effet les 500m de longueur : ceci étant lié surtout aux coûts de réalisation qui se chiffrent à environ 10 fois ceux d'une ligne aérienne (cette différence peut être partiellement récupérée grâce à la différence des coûts des pertes).

3.4.2 Principales réalisations

Bien qu'un des avantages potentiels de cette solution technologique soit lié à la possibilité de réaliser des connexions de grande envergure (tant en termes de puissance transportée que de longueur sans nécessité de compensation) les réalisations pratiques existantes jusqu'à présent se limitent à des longueurs de l'ordre de quelques centaines de mètres à quelques kilomètres.

- Une des premières réalisations de CIG est la ligne Shinmeika-Tokai au Japon, réalisée pour le compte de CHUBU Electric Power Company. Cette ligne relie la centrale thermoélectrique de Shin-Nagoya au poste de Tokai, situé dans le centre-ville de Nagoya. Les principales caractéristiques de la ligne Shinmeika-Tokai sont résumées dans le Tableau 3-22:

Tableau 3-22: Caractéristiques de la ligne Shinmeika-Tokai

Tension nominale	275 kV
Capacité de transport	2850 MW
Nombre de circuits	2
Longueur de la liaison	3250 m
Mise en service	février 1998

La ligne est réalisée dans un tunnel souterrain d'une longueur totale de 3.3 km construit à une profondeur de 30m ; le tunnel, d'un diamètre intérieur de 5.6 m est divisé en deux parties superposées, dont une contient le CIG et l'autre (la partie inférieure) les lignes d'alimentation de la centrale en combustible.

Une coupe du tunnel est montrée dans la Figure 3-68

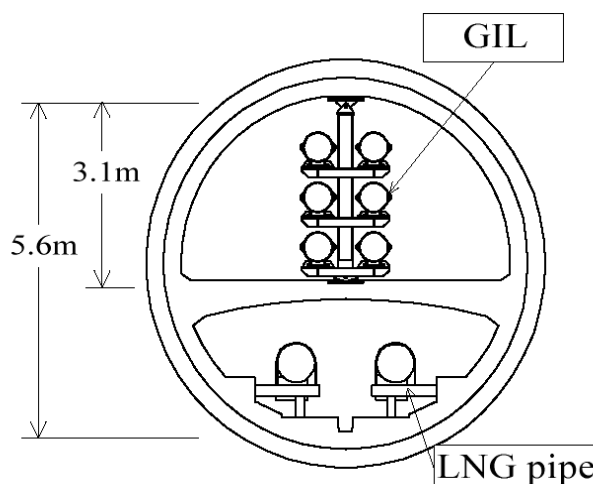


Figure 3-68: coupe du tunnel qui relie le poste de Tokai à la centrale électrique de Shin-Nagoya

- La seconde réalisation est près de la station de production PP9 en Arabie Saoudite. Le raccordement consiste en 8 circuits triphasés 420 kV sur une longueur équivalente en monophasé de 17 km. Les CIG sont installés dans une zone industrielle soumise à des tempêtes de sable et à une atmosphère saline, à 8 m d'altitude, pour permettre la maintenance des transformateurs.
- Sur base d'un inventaire réalisé par l'EDF en 1993, le nombre de CIG opérationnels en 1993 était d'environ 130, sur une longueur d'environ 30 km de circuits triphasés. Il s'agit de CIG relativement courts, (de quelques centaines de mètres à un kilomètre). Les exemples les plus représentatifs sont le raccordement à 550 kV à Claireville réalisé pour Ontario Hydro en 1978 et le CIG réalisé à Chinon (F), constitué d'un raccordement de 520 m, à 420 kV à double circuit mis en service en 1980 pour compte de l'EDF.

A part de rares exceptions, il est évident que la fonction principale de ces CIG est le raccordement interne entre postes à haute tension et non de liaison pour transmission sur de longues distances.

Une synthèse plus récente des CIG au Japon est présentée dans le Tableau 3-23.

Tableau 3-23: Principaux CIG au Japon

Nom de la ligne	Application ⁽¹⁾	Tension (kV)	Capacité nominale de courant (A)	Longueur du circuit (m)	Date de mise en service commercial
Ligne Minami-Komatsugawa	S	154	2000	380	1979
Naebo S/S	S	187	1.200/3.000	280 ⁽²⁾	1979
Ligne Eda-Setagaya	S	275	4000	180	1980/1987
Ligne Kinokawa	TL	275	4000	500	1981
Chita S/S	S	275	2.000/4.000	598 ⁽²⁾	1982/1993
Chita 2 nd P/S	S	275	2.000	469 ⁽²⁾	1982
Gobo S/S	S	500	2.000/4.000	220 ⁽²⁾	1988
Ligne Shin-noda	S	500	6240	280	1985
Ligne Kitakatsusika	S	275	8.000	310	1988/1991
Nanko Thermal P/S #1 Unit	S	154	2.900	200	1990
Nanko Thermal P/S #2 Unit	S	154	2.900	270	1991
Nanko Thermal P/S #3 Unit	S	154	2.900	360	1991
Tobishima S/S	S	154	4.000	775 ⁽²⁾	1994
Kawagoe P/S	S	275	2.000/4.000	2300 ⁽²⁾	1996
Ligne Shinmeika Tokai	TL	275	6.300	6500	1998
Awa S/S	S	187	4.000	167 ⁽²⁾	1998
Awa S/S	S	500	4.000/2.000	110 ⁽²⁾	1998
Kamikita S/S	S	275	4.000	697	1998
Takahama P/S	S	500	2.000/4.000	210 ⁽²⁾	1981/1999
(1) S = en poste ou station de production, TL = ligne de transmission souterraine					
(2) Longueur totale de plusieurs lignes					

- BEWAG, la société électrique de la ville de Berlin, a pris en considération les CIG pour l'achèvement de la diagonale à 400 kV pour l'alimentation de Berlin. En particulier le raccordement entre deux postes a été pris en considération, sur une longueur d'environ 5,5 km. La pose est prévue en tunnel à une profondeur moyenne d'environ 25 m sous le niveau des rues.

Dans ce contexte, BEWAG a effectué des essais de qualification préalable sur un tronçon de CIG installé dans un tunnel similaire à celui prévu pour l'installation finale.

- Après l'étude effectuée pour BEWAG, SIEMENS a réalisé la première installation CIG de "seconde génération" (employant un mélange de gaz 80% N₂ et 20% SF₆). Au Palexpo de Genève, SIEMENS a remplacé, pour compte d'EOS (Energie Ouest Suisse), un tronçon de ligne double terre à 300 kV par une CIG afin de permettre la réalisation d'un grand pavillon qui autrement aurait interféré avec la ligne aérienne préexistante. Le raccordement d'une longueur d'environ 500 m, situé à l'intérieur d'une galerie de 2,4 m de haut et 2,6 m de large, a une portée de 2.000 A.

3.4.3 Eléments constitutifs des câbles à isolation gazeuse

Les CIG sont constitués d'une enveloppe, d'un gaz (ou mélange de gaz), d'un conducteur et de différents accessoires qui complètent l'installation et garantissent le niveau de sécurité et de fiabilité. La structure d'une phase d'un câble à isolation gazeuse est schématisée dans la Figure 3-69

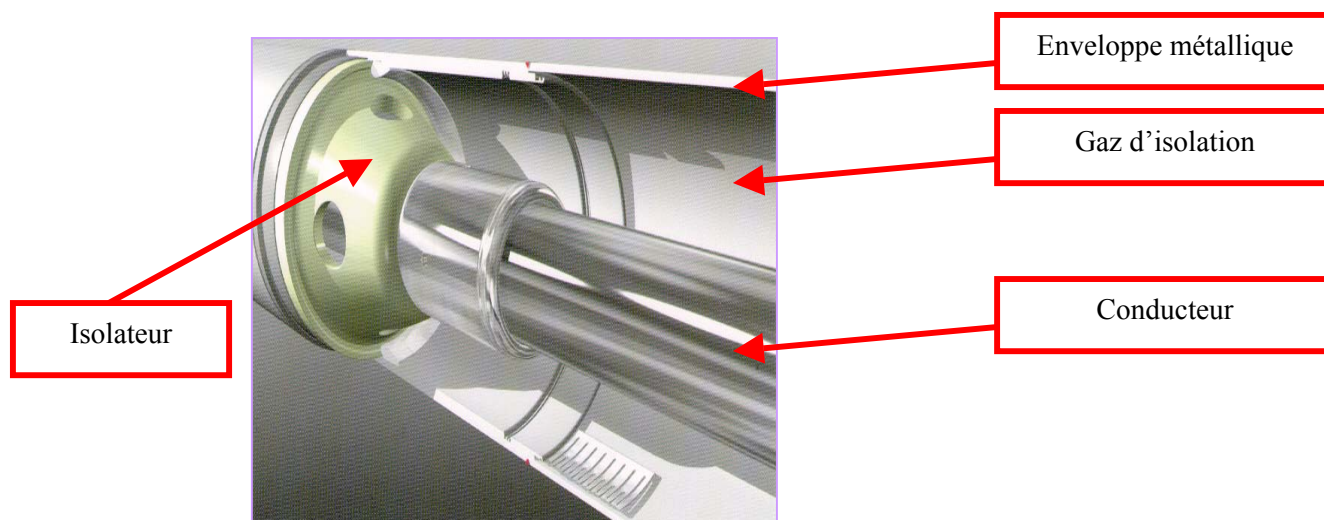


Figure 3-69: schéma général d'un câble à isolation gazeuse

- *L'enveloppe* : peut être réalisée avec des tubes en alliage d'aluminium ou en acier ; elle remplit la fonction de contenir le gaz dans les conditions de pression adéquates pour le maintien du niveau d'isolation et garantit un niveau élevé de protection pour le personnel et pour les appareillages.
- *Les conducteurs*, constitués de barres à section tubulaire, sont réalisés dans la quasi-totalité des cas en alliage d'aluminium étant donné que malgré la conductivité électrique inférieure à celle du cuivre, l'aluminium permet de réaliser des structures beaucoup plus légères, avec les avantages qui en découlent en termes de flèche et de contraintes sur les structures portantes.
- *Gaz isolant* : L'isolant utilisé jusqu'à maintenant dans les postes à isolation gazeuse est le SF₆ pur à des pressions de 0,4 – 0,5 Mpa ; ce choix est dicté par les propriétés du gaz qui est un excellent isolant, a une bonne capacité thermique et une excellente capacité d'éteindre l'arc dans les interrupteurs. En outre ce gaz est non-toxique, non-inflammable et chimiquement inerte. Toutefois, l'utilisation du SF₆ pose des problèmes environnementaux, le SF₆ étant un puissant "gaz serre". Un indice de l'activité des gaz serre est donné par le réchauffement potentiel global (GWP) et par la durée de sa permanence dans l'atmosphère. On voit dans le Figure 3-70 les valeurs de certains gaz serre.

Figure 3-70: Potentiels réchauffements globaux (GWP) et durée de la permanence dans l'atmosphère

Gaz	Durée de vie en atmosphère (années)	GWP ¹
CO ₂	50 - 200	1
CH ₄	12 ± 3	21
N ₂ O	120	310
HFC-23	264	11700
HFC-125	32.6	2800
HFC-134a	14.6	1300
HFC-143a	48.3	3800
HFC-152a	1.5	140
HFC-227ea	36.5	2900
HFC-236fa	209	6300
HFC-4310mee	17.1	1300
CF ₄	50000	6500
C ₂ F ₆	10000	9200
C ₄ F ₁₀	2600	7000
C ₆ F ₁₄	3200	7400
SF ₆	3200	23900

¹ Potentiel de réchauffement sur base 100 ans: 1p.u: GWP du CO₂

Le SF₆ est parmi les gaz demeurant le plus longtemps dans l'atmosphère et possède une valeur GWP très élevée. Toutefois la quantité de SF₆ se trouvant dans l'atmosphère ne devrait pas, à court terme, comporter de conséquences environnementales importantes. Des évaluations de la contribution du SF₆ au réchauffement global, pour les gaz produits par l'homme, varient entre 0,01% et 0,07% . Dans cent ans, cette valeur pourrait arriver à 0,2% .

Toutefois, aussi sur la base des indications du protocole de Kyoto (qui reprend le SF₆ dans la liste des gaz ayant une grande influence dans l'effet serre), dans le but de réduire la quantité de gaz à l'intérieur des CIG, les industries électromécaniques ont proposé une éventuelle solution qui consiste en l'utilisation de mélanges de SF₆/N₂.

Ce choix est principalement dicté par le fait que la tenue diélectrique des mélanges de SF₆/N₂ ne présente pas de caractéristiques très différentes de celles du SF₆ pur. Il est donc possible de maintenir les critères du projet utilisés pour les postes à isolation gazeuse. Les contraintes dans un CIG sont en effet assez semblables à celles des postes.

En étudiant les caractéristiques diélectriques d'une configuration réelle isolée avec du gaz SF₆ pur, du gaz N₂ pur et avec mélange SF₆/N₂ avec différents pourcentages de SF₆, on observe que pour obtenir des résultats semblables la pression nécessaire augmente en proportion de la diminution du pourcentage de SF₆ dans le mélange; en particulier, la pression augmente beaucoup pour les mélanges avec moins de 5% de SF₆. Les pourcentages de SF₆ compris entre 15% et 5% amèneraient à une pression de travail comprise entre 0,6 et 1,2 MPa; valeurs qui ne comportent pas d'augmentation des dimensions de l'enveloppe.

- *Les principaux accessoires d'un CIG sont :*
 - les cônes isolants de soutien et de division en compartiments : Ils sont réalisés en résine époxydique. Ils peuvent être fermés ou ouverts (dans ce cas il y a une ouverture de forme plus ou moins elliptique dans leur surface). Quand ils sont ouverts, ils remplissent la seule fonction d'isolateurs de soutien et peuvent être remplacés dans cette fonction par d'autres types d'isolateurs de soutien non nécessairement coniques.
Quand ils sont fermés, ils sont utilisés aussi pour réaliser la disposition en compartiment des CIG et doivent donc être en mesure de supporter la pression du projet, les surcharges, les contraintes électriques et dynamiques et les vibrations provoquées par le courant de court-circuit. Ils remplissent aussi la fonction d'empêcher la propagation d'un éventuel arc interne.
 - Eléments porte-contacts : Ils donnent la continuité électrique entre deux conducteurs. Ils sont connectés de manière rigide avec l'élément métallique cylindrique placé au centre du cône isolant. Le montage permet les éventuelles dilatations thermiques. Le conducteur peut se trouver aussi à l'extérieur des éléments porte-contacts.
 - Soufflets de compensation : Ils remplissent la fonction de compensation axiale (allongement du tube enveloppe par dilatation thermique) et d'angle (cintres ou la translation latérale du tube enveloppe). Pour les CIG enterrés et pour des tronçons rectilignes d'une longueur dépassant 300-400 m, on préfère la technique de façonnage préalable des enveloppes.
 - Disques à fracture programmée : Ils remplissent la fonction de vannes de sécurité mais ne rétablissent pas l'étanchéité lorsque la surcharge est terminée. Il sont en effet constitués de disques métalliques qui se "cassent", quand la pression du gaz dépasse des valeurs limites déterminées.
 - Détecteurs de la densité du gaz : Généralement des densimètres, ils activent une alarme si la densité du gaz dépasse la valeur limite.
 - Attaches pour le remplissage et la vidange du gaz : Pour chaque compartiment, est prévu un bloc muni d'attaches pour raccordements pour la mesure et le contrôle du gaz, aux appareils pour le remplissage, le rétablissement, la vidange et le prélèvement du gaz pour le contrôle de la quantité de gaz.
 - Mise à la terre : Toutes les enveloppes sont électriquement continues et chaque module doit prévoir des plaques spéciales pour la mise à la terre. Le raccordement à la terre est réalisé avec des conducteurs de cuivre en mesure d'amener le courant de court-circuit.
Dans le cas de CIG monophasés, la mise à la terre est généralement prévue au début et à la fin de la liaison avec les trois enveloppes reliées les unes aux autres de manière franche (de sorte à réduire les champs magnétiques externes). Les mises à la terre intermédiaires sont en outre possibles pour limiter l'importance des éventuelles surtensions en cas de panne.
 - Détecteurs d'arc interne : Le relevé d'arcs électriques à l'intérieur des compartiments isolés est réalisé avec une photo-cellule reliée à des "détecteurs d'arc" au moyen de fibres optiques.

Il existe deux types de CIG: monophasé et triphasé. Dans le cas du monophasé (adopté par la quasi-totalité des constructeurs) chaque phase est constituée d'une enveloppe et d'un conducteur, tandis que dans le cas du triphasé, une seule enveloppe renferme les conducteurs des trois phases

- Solutions monophasées

Deux types de raccordements entre tronçons consécutifs d'un CIG monophasé sont possibles:

- avec les enveloppes équipées d'entretoises boulonnées : cette solution est proposée typiquement pour pose en surface (dans des postes électriques ou de toute manière dans des zones non-accessibles au public) ;
- avec les enveloppes jointes entre elles par des soudures : cette solution est étudiée pour la pose directe dans le terrain (bien que les deux autres types de pose soient aussi possibles).

L'ensemble constitué d'un tube avec les éventuelles entretoises est défini **module**. Le CIG, dans ce cas, peut être vu comme une série de modules boulonnés les uns aux autres.

Dans le cas où il serait nécessaire de retirer et de remplacer un élément de la série, on a prévu l'utilisation d'un "élément de démontage" qui peut être inséré tous les n modules.

Une autre unité constituant les CIG est le **compartiment**, c'est-à-dire plusieurs modules reliés pour réaliser une structure unique en mesure de garder la pression pour laquelle l'installation a été conçue. Les raisons principales pour lesquelles on prévoit l'organisation en compartiments sont les suivantes:

- limiter l'éventuelle émission de gaz dans l'atmosphère suite à un dommage à l'enveloppe;
- réduire les volumes à vidanger dans le cas d'intervention suite à une panne ou pour la maintenance;
- empêcher la propagation d'un éventuel arc électrique.

Les enveloppes externes en alliage d'aluminium possèdent de bonnes caractéristiques de résistance à la corrosion. On a néanmoins prévu des revêtements protecteurs selon le type de pose. Dans le cas de pose à l'air, on peut prévoir une peinture adéquate. Dans le cas de pose enterrée il faut un revêtement avec une ou plusieurs gaines plastiques de protection passive contre la corrosion, isolation électrique et protection mécanique. Dans le cas de pose en fourreaux, on peut ne prévoir aucun traitement protecteur.

Afin de garantir le niveau d'isolation et de fiabilité prévu, la surface interne doit être très lisse : la présence de pointes n'étant pas admise ; au contraire la présence de légers "bombages" formés par le cordon de soudure est admise.

La surface externe peut avoir des rugosités de type granulaire.

Le conducteur est constitué presque toujours d'un simple tube extrudé en alliage d'aluminium. Il se compose de plusieurs éléments de longueur presque égale à celle du module dont il fait partie; les éléments sont joints au moyen de contacts spéciaux qui réalisent un raccordement électrique frottant sur la surface externe ou interne du conducteur.

On voit dans le Tableau 3-24 les valeurs possibles des caractéristiques principales du conducteur:

Tableau 3-24: caractéristiques principales du conducteur d'un CIG

Diamètre externe	160 ÷ 220 mm
Épaisseur	10 ÷ 16 mm
Résistivité	2.9 ÷ 3.0 $\mu\Omega$ cm ² /cm
Longueur	10 ÷ 16 m

- Solution triphasée

L'enveloppe d'un CIG triphasé est constituée d'un tube d'acier du diamètre de 1.200 mm et ayant une épaisseur de 10 mm. De l'azote à haute pression de 10-15 bars est prévu à l'intérieur de l'enveloppe.

Les conducteurs sont constitués de tubes en aluminium (diamètre 220 mm, épaisseur 15 mm). Le courant nominal est de 4.000 A, ou 6.000 A dans le cas de pose en fourreau à ventilation forcée.

La longueur des modules est de 12 m, à l'intérieur de l'enveloppe trouvent leur place trois conducteurs distancés par des entretoises spéciales de support. L'espacement entre les isolateurs (3-4 m) est fixé par les déformations maximums et les contraintes admissibles (statiques ou dynamiques) sur les barres conductrices.

Les modules sont connectés entre eux par des "éléments de jonction" qui contiennent des isolateurs supplémentaires et des connexions, pour les conducteurs, pour la compensation de la dilatation différentielle entre conducteurs et enveloppe.

Des éléments de compartimentation doivent être disposés de manière à être facilement accessibles. A hauteur des chambres de compartimentation, on prévoit normalement des prises de mise à la terre. On peut prévoir d'effectuer des compartimentations de la longueur de 300 m. Dans ce cas aussi, toutes les opérations possibles de montage sont réalisées en atelier afin de réduire au minimum le travail sur chantier. La Figure 3-71 montre un élément complet préparé pour la solution triphasée



Figure 3-71: Vue de modules triphasés CIG pré-assemblés.

La solution triphasée en une unique enveloppe présente les avantages suivants.

- Diminution des pertes sous l'effet Joule pour un même courant transporté: il n'existe pas de courants de retour dans l'enveloppe externe comme dans le cas monophasé.
- Réduction du risque de perforation de l'enveloppe externe par arc interne.
- Tranchée de pose dans le terrain de dimensions inférieures: il faut une seule tranchée de largeur légèrement supérieure à celle du monophasé, pour lequel il faut néanmoins 3 tranchées.
- Le coût de la ligne semble inférieur, même si pour certains constructeurs l'épargne est négligeable par rapport au coût total de l'œuvre qui de toute manière requiert une seule enveloppe externe (même si de majeures dimensions) et un nombre inférieur de soudures.

D'autre part ce type de solution présente aussi des désavantages.

- Le poids de chaque module est d'environ trois fois celui du module monophasé de sorte que les opérations de maintenance et installation sont plus complexes.
- L'ajustement simultané de la position des trois conducteurs pendant la phase de jonction des différents modules est un processus très difficile, spécialement dans le cas de pose en fourreaux.
- Les enveloppes obtenues par extrusion ne peuvent pas être utilisées, étant donné les grandes dimensions du tube.
- Les rayons de cintrage sont beaucoup plus grands.
- Les contraintes électrodynamiques pendant le court-circuit sont élevées.

3.4.4 Installation

Les CIG peuvent être posés à l'air sur des supports, enterrés ou en fourreau. Dans ce dernier cas, le fourreau accessible au personnel peut être réalisé avec une structure préfabriquée posée à l'intérieur d'une tranchée creusée à l'air libre ou en réalisant un tunnel à une profondeur adéquate (par exemple dans le cas de traversée de montagnes ou de zones densément peuplées).

Les coûts de réalisation des fourreaux et des infrastructures peuvent influencer de manière importante le coût global de l'installation qui peut, à titre indicatif, augmenter de 1,2 à 1,6 fois.

Une ligne CIG est assemblée en partie en usine et en partie sur place. Dans la Figure 3-72 on voit un schéma d'installation.

- En partant du tube déjà confectionné, par soudage ou par extrusion, en usine, on effectue l'insertion du conducteur et le centrage de celui-ci à l'intérieur du tube avec les cônes isolants ouverts prévus à cet effet.
- A hauteur des modules prévus pour la compartimentation, on utilise un cône isolant fermé.
- Les modules sont complétés par l'insertion des disques à fracture programmée, s'ils sont prévus et des blocs pour le remplissage et le mesurage des caractéristiques du gaz.
- Pour l'expédition sur place on monte aux extrémités du module une protection contre la pollution qui est ensuite enlevée au moment du montage.

Comme déjà mentionné, l'installation peut être réalisée à ciel ouvert, directement enterrée ou en boyau.

- Dans le cas d'**installation à ciel ouvert**, il faut appuyer les modules sur des soutiens spéciaux dont la hauteur peut varier de quelques centimètres à quelques mètres. Les modules sont déposés libres sur des selles d'acier recouvertes de téflon. A hauteur des soufflets de compensation il faut fixer le module à la selle de soutien avec une contre-selle qui bloque le mouvement absorbé par le soufflet.
- Dans le cas de la solution **directement enterrée**, les phases suivantes sont prévues:
 - réalisation d'une tranchée large d'au moins 3,7 m et profonde d'au moins 1,5 m, en disposant éventuellement gravier et sable sur le fond de la tranchée;
 - pose le long d'un des côtés supérieurs de la tranchée des différents modules prêts à être ensuite déposés dans le terrain;
 - réalisation des jonctions entre les modules sur leurs systèmes d'appui;
 - installation des dispositifs pour le contrôle du gaz et le monitoring de la ligne;
 - couverture des tubes avec la terre qui avait été précédemment creusée.
- Dans le cas de **pose en fourreau**:
 - face à un coût de réalisation supérieur de jusqu'à 60% par rapport au cas de la solution ouverte, on a réussi à obtenir des avantages en termes de réduction de l'impact sur l'environnement, de maintenance, etc ; En compensation partielle des coûts supérieurs, on pourrait penser à une utilisation du fourreau pour la disposition d'autres installations. il faut aussi prévoir des puits d'accès et de ventilation naturelle ou forcée.

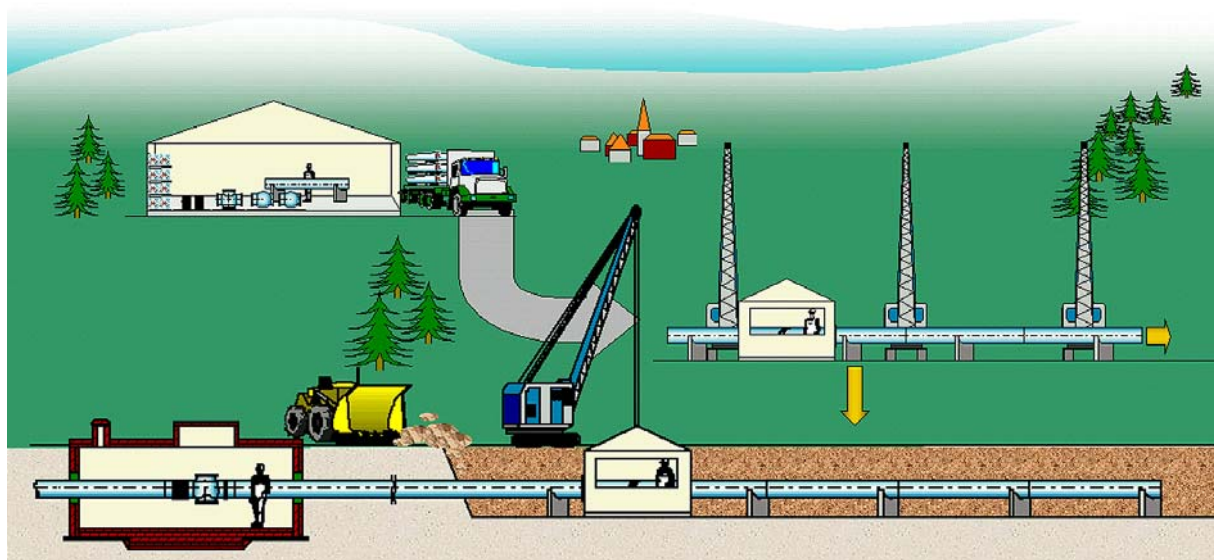


Figure 3-72: Exemple d'assemblage d'un CIG

3.4.5 Fiabilité, maintenance, diagnostic et suivi

La fiabilité d'une ligne aérienne est définie d'habitude à travers le taux de pannes. Pour les lignes à 420 kV un taux de pannes moyen de 0,2 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an (réseau français) est

considéré comme acceptable. Les CIG devant remplacer les lignes aériennes, devraient avoir un taux de pannes similaire. La conformation et les contraintes typiques des CIG sont tels que leur dimensionnement est calculé pour un taux de pannes de 0,1 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an.

Etant donné que l'expérience actuelle relative aux CIG est plutôt limitée la fiabilité peut être calculée soit en se basant sur l'expérience acquise avec les postes blindés en cherchant à extraire de celle-ci les perspectives pour les CIG, soit en se basant sur le peu de données expérimentales disponibles sur les CIG en essayant d'en généraliser les résultats.

Les deux approches amènent aux résultats suivants:

- taux de panne dérivé des postes à isolation gazeuse: 2,9 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an;
- taux de panne dérivé des CIG en fonctionnement: 1,4 pannes/100 km d'un circuit triphasé/an (il faut préciser que cette donnée a été extraite d'une expérience de fonctionnement très limitée).

En ce qui concerne la sécurité, on a démontré en laboratoire que les CIG peuvent être absolument inoffensifs en cas d'arc interne. D'autre part, il faut tenir compte du fait que les essais ont été effectués sur des compartiments avec mélange de N_2/SF_6 . Dans ce cas on a observé que le pied de l'arc tend à se mouvoir plus que dans le cas d'une isolation en SF_6 pur. Ce qui a pour conséquence que le réchauffement de l'enveloppe aux points d'impact de l'arc est inférieur pour les mélanges N_2/SF_6 . Les enveloppes d'aluminium de faible épaisseur n'ont pas été perforées par un arc de 63 kA pendant 0,5 secondes.

Du point de vue de la maintenance, le problème qui apparaît le plus important est la garantie de pouvoir fonctionner dans des conditions de propreté adéquate. Ces appareils sont en effet très sensibles aux impuretés et aux défauts (humidité, poussière, rugosité...).

Dans le cas de CIG posées en tunnel, ce problème devrait pouvoir être géré correctement, mais il est clair que pour les CIG enterrés les difficultés sont grandes

3.4.6 Paramètres d'ingénierie

Portée

La portée en courant d'une ligne CIG dépend des différents paramètres géométriques, thermiques et électriques de la barre conductrice, de l'enveloppe, du gaz et du sol entourant le CIG.

Les facteurs les plus importants sont les suivants:

- Résistivité thermique du terrain: la température maximum de l'enveloppe est choisie afin d'éviter un dessèchement du terrain même et une conséquente augmentation de la résistivité qui pourrait amener à une augmentation croissante de la température du CIG.
- Résistivité des alliages d'aluminium choisis pour le conducteur et l'enveloppe: l'alliage du conducteur a des caractéristiques électriques supérieures à l'alliage pour l'enveloppe qui présente au contraire des caractéristiques mécaniques supérieures, devant supporter les contraintes très élevées dérivant des excursions thermiques, du poids du terrain et de la pression du gaz..
- Profondeur de pose: une profondeur inférieure équivaut à une portée supérieure. Elle est aussi importante pour la stabilité mécanique de l'enveloppe; le poids et la friction exercée par le terrain permettent d'éviter les déplacements du CIG suite à la dilatation provoquée par les excursions thermiques: ces dilatations amèneraient à une destruction du CIG à cause d'instabilité due à la charge de pointe.
- Entraxe entre les enveloppes: des variations de 50% amènent des variations d'environ 10% de la portée.
- Le diamètre de l'enveloppe est fondamental, le diamètre et l'épaisseur du conducteur sont moins importants.

D'autres paramètres comme la pression du gaz, les caractéristiques d'émission thermique des surfaces internes du CIG, ont peu d'influence sur la portée.

3.4.7 Enjeux environnementaux

3.4.7.1 Impacts en phase de construction

La surface de terrain occupée par la construction de la ligne LIG est équivalente à un front de 100 m qui avance le long de tout le tracé, et qui permet l'excavation de la tranchée dans la quelle seront posés les tubes, le dépôt du terrain excavé et du terrain nécessaire pour la couverture des tubes.

Il faudra, en outre, prévoir des aires pour le dépôt définitif du surplus de terrain excavé, qui, pour une longueur de 40 km de ligne a un volume de l'ordre de 1.150.00 mètres cubes.

Les tubes, en morceaux de 10-15 mètres de longueur, doivent être soudés sur place dans des hangars étanches à la poussière.

D'autre part la viabilité existante devra être adéquate pour permettre le passage des poids lourds avec remorque porte-bobines. En présence d'un nombre important de poids lourds est liée toute une série d'impacts sur l'environnement tel que la contribution à la pollution atmosphérique et l'augmentation du bruit, bien que seulement dans les heures ouvrables.

Une importante interaction entre le chantier et le contexte territorial existant, en particulier avec les zones agricoles de valeur (vignobles, potagers), est liée à la présence de poussière due aux mouvements de terrain lors de l'excavation. Un tel impact pourra être en partie mitigé avec l'adoption de solutions astucieuses en phase de chantier (ex. utilisation de caissons bâchés, lavage fréquent des routes, etc.).

Enfin il faudra prêter une attention particulière à la forte possibilité de découvertes archéologiques durant les phases d'excavation, ce qui comportera un ralentissement des travaux de pose, sinon une modification du tracé.

3.4.7.2 Surface occupée pendant le fonctionnement

Une fois terminés les travaux de construction la surface de terrain occupée se réduit à une bande de 17 mètres de largeur, en comptant deux couloirs d'environ 7 mètres aux côtés d'une route de service de 3 mètres.

Ces éléments structuraux comportent une grosse limitation aux utilisations du sol et constituent, ensemble avec celui sur la flore et la faune, l'impact principal de cette technologie sur l'environnement.

3.4.7.3 Champs électromagnétiques

- Pour ce qui est des *champs électriques*, la présence de l'enveloppe du CIG mise à la terre, offre un blindage complet des champs électriques produits par le conducteur à haute tension. Le blindage persiste aussi pendant les phases de transitoires de tension même si on relève que ces transitoires peuvent provoquer des augmentations du potentiel de terre à proximité du CIG.
- Quant aux *champs magnétiques*, pour CIG avec enveloppes monophasé, dans la quasi-totalité des cas, on a prévu la mise à la terre aux deux extrémités du CIG et des enveloppes entre elles. Cela détermine la circulation de courants dans les enveloppes qui tendent à annuler le champ magnétique produit par le conducteur. Dans la réalité, à cause de la disposition spatiale des phases, le blindage n'est pas complet.

Dans la Figure 3-73 on voit le comportement de l'induction magnétique à 1 m du sol pour une ligne CIG parcourue par 3.000 A. Déjà à 10 m de l'axe de la ligne, le champ magnétique présente des valeurs inférieures à 0,2 μT .

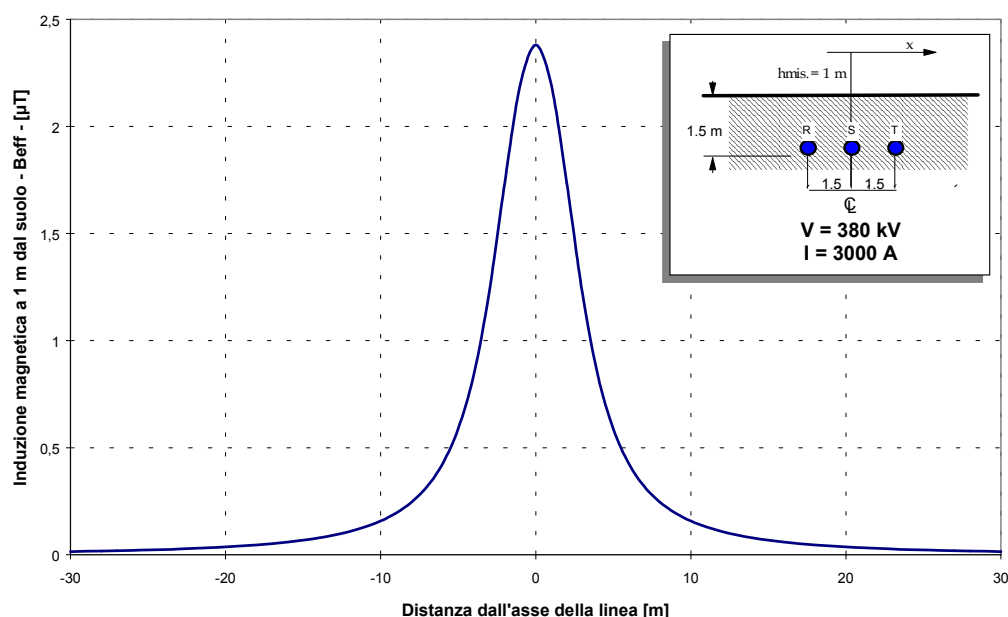


Figure 3-73: Comportement de l'induction magnétique à 1 m du sol pour une ligne CIG terre simple.

Dans le cas de liaison en double terre (par exemple dans le cas d'un siphon après un double terre aérien) on peut prévoir deux dispositions différentes des phases suivant si on veut minimiser le champ maximum au-dessus du CIG (Figure 3-74) ou le champ sur les bandes latérales du CIG (Figure 3-75). Dans ce second cas, le champ à 10 m de l'entraxe entre les deux terres est inférieur à 0,2 μT .

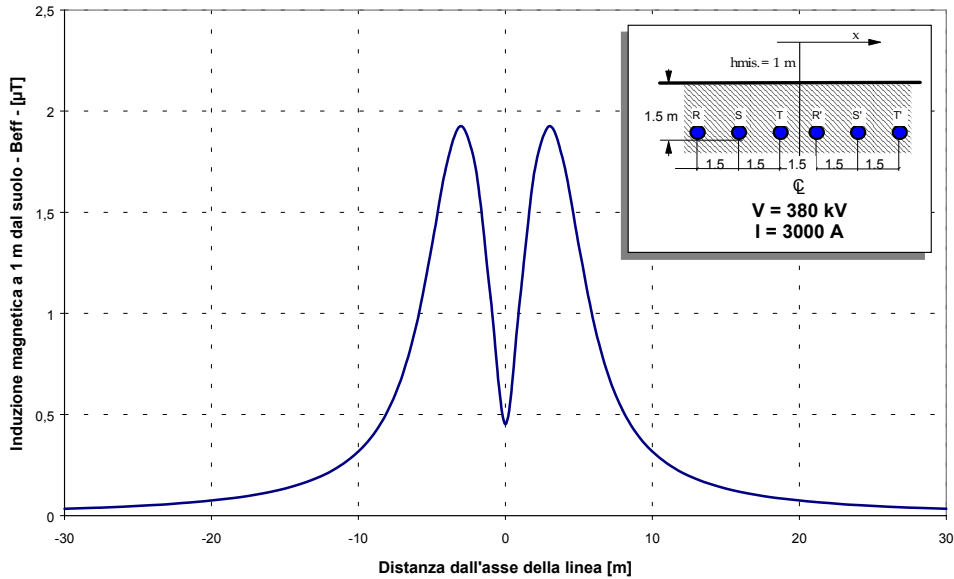


Figure 3-74: Comportement de l'induction magnétique à 1m du sol pour une ligne CIG double terre avec disposition des phases RST-R'S'T'.

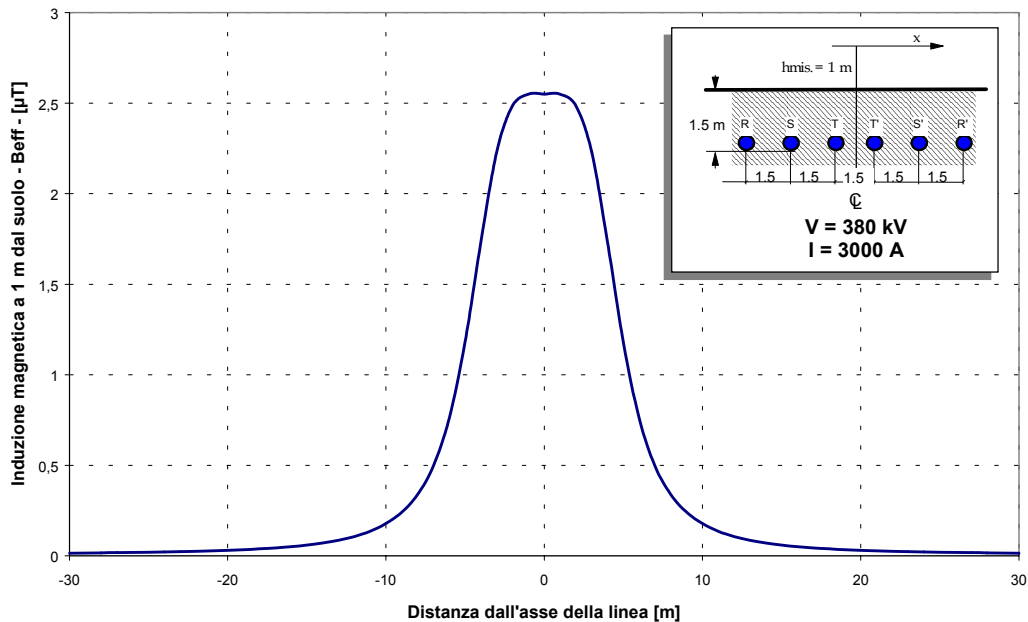


Figure 3-75: Comportement de l'induction magnétique à 1 mètre du sol pour une ligne CIG double terre avec disposition des phases RST-T'S'R'.

- En ce qui concerne l'impact visuel les CIG sont une solution très favorable
- Du point de vue de l'occupation du sol, il faut tenir compte du fait qu'une accessibilité absolue à l'installation n'est pas possible, par exemple à cause des puits d'inspection. Cette occupation du sol dépend dans tous les cas du type de solution adoptée (pose en l'air, enterré, en tunnel).
- Enfin, il faut rappeler les aspects liés à l'utilisation du gaz SF₆.

3.4.7.4 Impacts sur la flore, la végétation et la faune

L'impact sur la flore et la végétation de cette typologie de ligne électrique est sûrement très significative puisque pendant la phase de chantier on nécessite d'une superficie de terrain « propre » (donc déboisement et perte temporaire de culture agricoles) équivalente à la longueur du tracé par une largeur correspondante à l'aire de chantier, et, pendant la phase de fonctionnement, une limitation aux espèces végétales cultivables.

Le poids de ces impacts est accentué en traversant des zones protégées.

L'énergie thermique produite par la ligne en tension pourra induire un effet de séchage du terrain autour ou, au contraire, forte érosion en cas d'inondations.

Sur la faune les impacts sont négligeables en phase de fonctionnement, alors qu'en phase de construction le passage des camions et les opérations d'excavations et de comblement causeront un dérangement pour la faune qui aura tendance à s'éloigner temporairement pour l'entière durée des travaux.

3.4.7.5 Interférence avec les eaux superficielles et souterraines

S'agissant d'une technologie en tranché il ne faut pas négliger les interférences avec les eaux superficielles et souterraines, surtout dans des zones à haute exploitation à fins agricoles des nappes aquifères.

La traversée de cours d'eaux d'une certaine importance peut constituer, en outre, un élément d'attention, non seulement d'un point de vue technique, mais aussi vis à vis des diverses utilisations possibles des eaux et à la présence d'une faune aquatique.

Une attention particulière devra être mise, en phase de chantier, aux possibles pollutions de la nappe avec les matériaux utilisés (ex. bentonites).

3.4.7.6 Impact sur l'atmosphère

L'utilisation du gaz SF₆, étant un puissant gaz à effet de serre, comporte sûrement des possibles risques pour l'atmosphère, surtout en cas d'accidents et pertes de gaz pendant le cycle de vie de la connexion.

En fin de vie, par contre, le gaz est récupéré et ré conditionné ou brûlé, avec des impacts sur la qualité de l'air mais qui peuvent se réaliser loin de la zone en examen.

3.4.7.7 Impact visuel

L'impact visuel est dû principalement aux nécessités de déboisement et d'élimination d'espèces arboricoles le long du tracé de la LIG.

3.4.8 Enjeux économiques

Les données économiques sur les CIG sont très peu nombreuses et se réfèrent seulement à des cas particuliers ayant des puissances de transport différentes par rapport à celle qui est considérée dans cette étude.

Nous disposons des données économiques suivantes :

- D'après le constructeur SIEMENS un câble à isolation gazeuse, en comprenant les coûts des travaux de génie civil devrait valoir entre 10 et 12 fois le coût d'une ligne aérienne de même capacité de transport (on se réfère à une ligne de 2000MVA). Il est évident que ces chiffres peuvent varier considérablement en fonction de la longueur du CIG et des caractéristiques de l'environnement local. A titre d'exemple, le CIG installé au PALEXPO de Genève (voir Figure 3-76) a eu un coût d'environ 6.5 M€ pour une longueur d'environ 500m ;
- Le constructeur ALSTOM reporte, pour un CIG de 2000MVA un coût total de 4.6 M€/km en pose directement enterrée, dont 1.4 M€/km pour les seuls travaux de génie civil ;

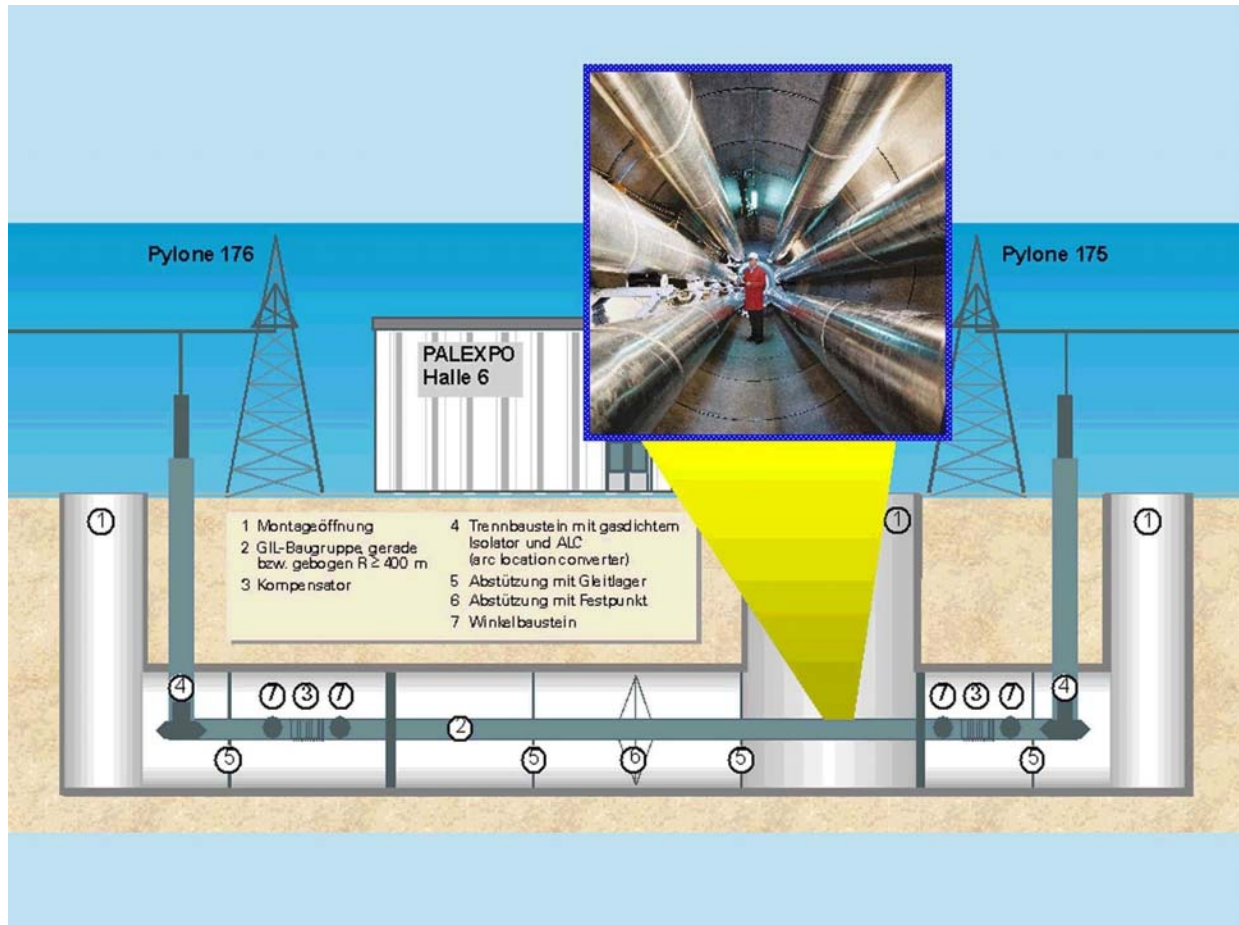


Figure 3-76: Schéma du siphon réalisé par SIEMENS près du Palexpo de Genève.

3.5 Solutions en tension continue : option sous-marine

Le passage d'une ligne d'interconnexion à très haute tension par la mer peut, en principe, se faire suivant deux différentes techniques :

- en câble sous-marin en tension alternative ;
- en câble sous-marin en tension continue ;

Les techniques en tension alternative qui utilisent des câbles doivent faire face au problème des pertes capacitives : des dispositifs de compensations sont en effet nécessaires quand la longueur de câble dépasse quelque dizaines de kilomètres. Dans le cas des connexions sous-marines, pour lesquelles aucune compensation n'est possible le long du tracé du câble, les pertes capacitives deviennent en fait une limitation sur la longueur maximale possible de la connexion. Les valeurs des données caractéristiques des câbles sous-marins modernes portent au calcul de la longueur maximale de connexion en courant alternatif en environ 50km. L'analyse des cartes géographiques de la région concernée par le projet révèle qu'en aucun cas pratique la longueur du câble sous-marin pourrait être inférieure à 50km. Ceci nous porte à exclure la solution en câble sous-marin en tension alternative et à ne retenir, pour la solution sous-marine, que la technologie en tension continue.

Le transport d'énergie en tension continue est utilisé dans les cas suivants :

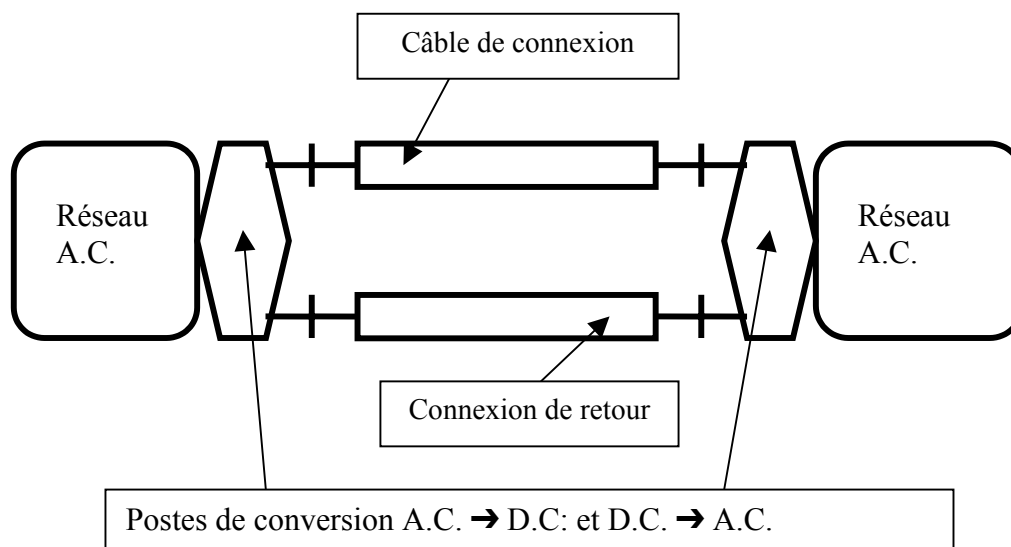
- quand les distances à parcourir sont très élevées : en effet les lignes en tension continue sont plus simples et moins coûteuses de celles en tension alternatives et, sur des longueurs importantes on peut envisager de récupérer le coût de la création des stations de conversion ;
- quand les parcours sous-marins ont une longueur importante (qui dépasse les limites techniques des câbles à tension alternative sans compensation : c'est-à-dire > 50km) ;
- quand il faut connecter entre eux deux réseaux électriques n'ayant pas la même fréquence ou qui travaillent en mode asynchrone ;
- quand il faut connecter entre eux deux réseaux qui ne peuvent fonctionner en connexion directe à cause de problèmes de stabilité.

3.5.1 Histoire

La technologie en courant continu (HVDC) s'est développée au début des années 1950 en utilisant les ponts de conversion à valves redresseuse à vapeurs de mercure. Dans le cours des années 1970 grâce au développement de l'électronique de puissance (en particulier dans le domaines des semi-conducteurs) on a commencé à employer des ponts de conversion avec des valves à thyristors.

3.5.2 Description générale

Le schéma de principe d'une connexion en tension continue est le suivant :



Les deux réseaux en tension alternative sont reliés à travers une connexion en tension continue, constituée d'un poste de conversion de départ dans lequel s'opère la conversion de la tension d'alternative en continue, un câble de connexion dans lequel passe le courant qui alimente le deuxième réseau et un poste de conversion d'arrivée dans lequel s'opère la conversion de la tension de continue en alternative. Une connexion de retour est nécessaire pour assurer la fermeture du circuit et donc le

flux du courant ; cette connexion peut être assurée par l'eau de la mer (dans le cas d'une interconnexion marine) à travers des électrodes situées à chaque extrémité de la connexion.

La structure d'un système de transport moderne en HVDC pour une taille de puissance comparable à celle d'intérêt est représenté dans la Figure 3-77;

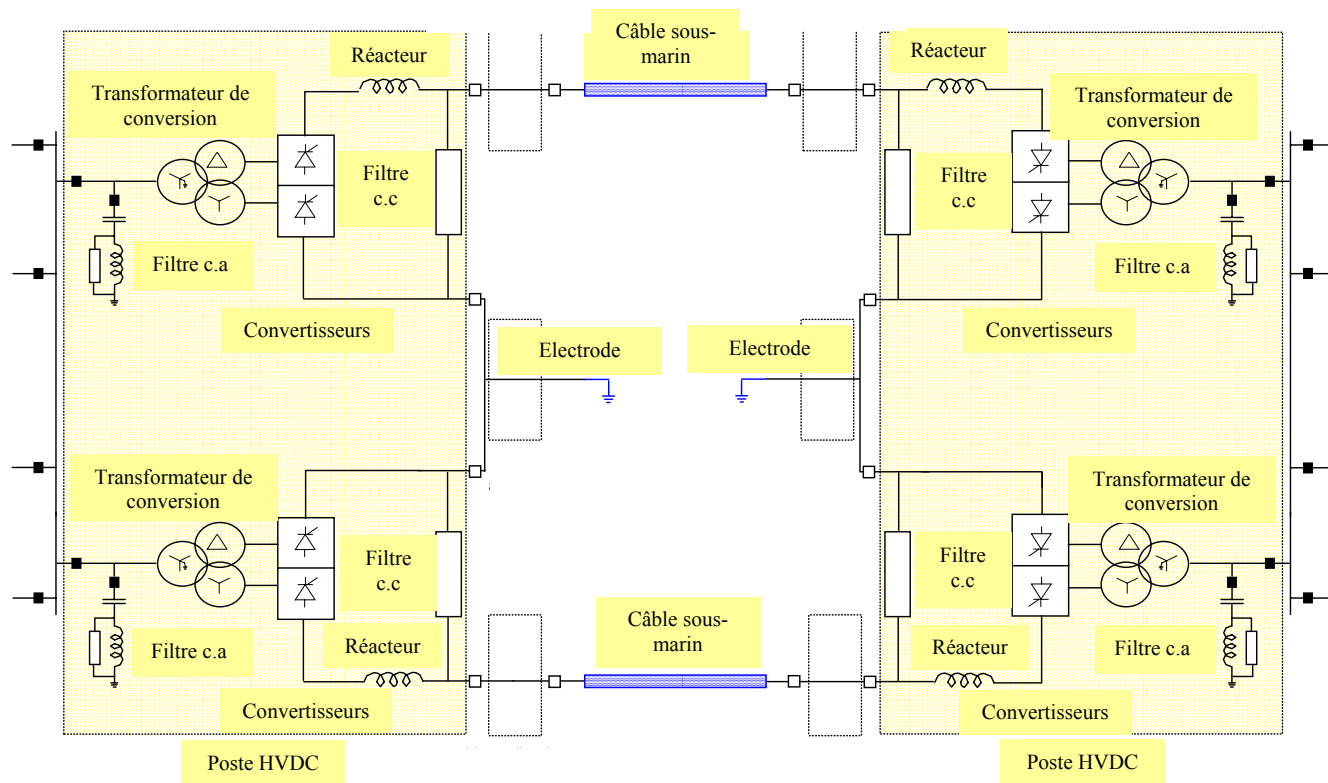


Figure 3-77: Structure typique d'une connexion HVDC de grande envergure

Les deux postes de conversion (en jaune) comprennent les éléments suivants :

- Filtres c.a ;
- Transformateurs de conversion
- Convertisseurs : Redresseurs (poste de départ) ou onduleurs (poste d'arrivée)
- Filtres c.c.

La connexion proprement dite constituée de deux câbles (un d'allée et l'autre retour) et les électrodes marines

3.5.3 Réalisations

De nombreuses connexions HVDC ont été réalisées dans le monde. La Figure 3-78 montre les installations réalisées jusqu'en 2000 en technologie à thyristors. Une puissance totale de plus de 50000MW peut y être relevée, même si en un seul cas (Itaipu binacional) les dimensions de l'installation dépassent celles prévues pour la ligne en objet dans cette étude ;

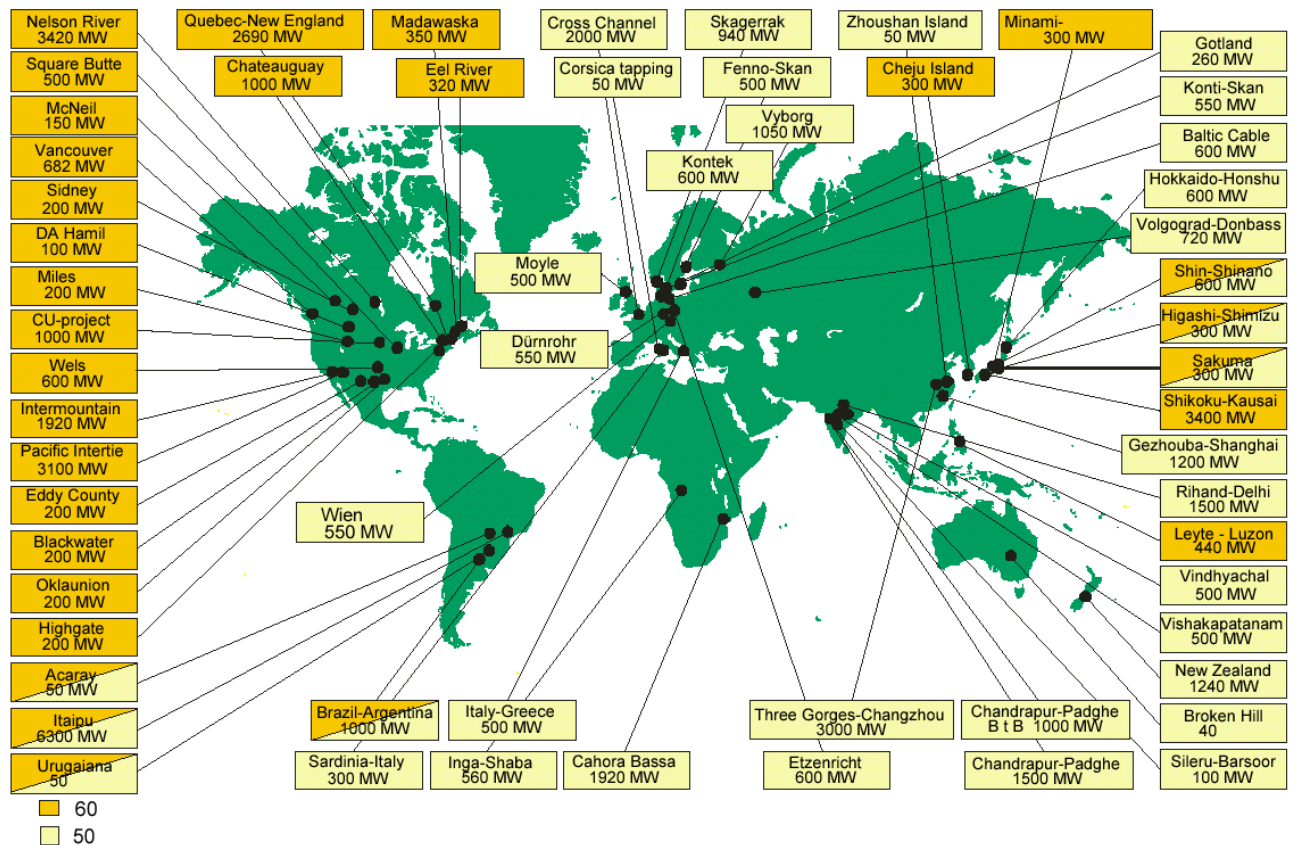


Figure 3-78: Installations HVDC dans le monde jusqu'en 2000

3.5.4 Eléments constitutifs d'une connexion en courant continu

En suivant le flux de puissance à partir du réseau de départ on trouve les éléments constitutifs suivants :

3.5.4.1 Filtres c.a

Ces filtres ont pour fonction de réduire la perturbation harmonique dans le réseau en tension alternative en amont du poste de départ et en aval du poste d'arrivée. Les filtres c.a sont constitués d'éléments passifs (condensateurs, inducteurs, parafoudres) dont le dimensionnement et les valeurs nominales sont calibrés en fonction des caractéristiques de la connexion.

3.5.4.2 Transformateurs de conversion

Les transformateurs de conversion assurent les fonctions suivantes :

- Alimenter les redresseurs avec un terme de tensions en c.a réglé en amplitude par le système de contrôle du poste HVDC ;
- Assurer une séparation électrique le réseau et les redresseurs (onduleurs) afin d'éviter que des tensions continues soient injectées dans le réseau.
- Réduire le bruit harmonique engendré par les convertisseurs (redresseurs et onduleurs) vers le réseau ;
- Limiter le courant de défaut dans les thyristors des convertisseurs en cas de court-circuit ;

Un exemple de transformateur de conversion est montré dans la Figure 3-79 (l'exemple se rapporte à un transformateur monophasé 354/177/177 MVA – 230kV_{ac} à trois enroulements en phase d'essais) ;



Figure 3-79: exemple de transformateur de conversion

Le dimensionnement des transformateurs de conversion est fortement influencé par les contraintes de transport (dimensions et poids) pour l'acheminement vers le poste de fonctionnement sur route, chemins de fer ou bateau ; à ce propos, pour un certain niveau de puissance la variation de poids (et de nombre de machines nécessaires) par rapport à la solution monophasée à deux enroulements est montrée dans le Tableau 3-25

Tableau 3-25: Variation de poids pour les différentes solution constructives de transformateurs de conversion pour installations HVDC – le nombre de transformateurs est donné pour chacun des postes de conversion :

Type de transformateur de conversion	Poids relatif (par rapport à la solution monophasée à 2 enroulements) [p.u]	Nombre de transformateurs nécessaire dans chaque poste de conversion
Monophasé à 2 enroulements	1.0	6
Monophasé à 3 enroulements	1.6	3
Triphasé à 2 enroulements	2.2	2
Triphasé à 3 enroulements	3.6	1

3.5.4.3 Convertisseurs (redresseurs et onduleurs)

Les convertisseurs sont des dispositifs d'électronique de puissance qui servent à redresser une tension alternative en la transformant en une tension continue ou à onduler une tension continue pour la transformer en alternative. Les dispositifs électroniques de base qui constituent les convertisseurs modernes sont le thyristors (des valves qui permettent sur commande le transit de courant dans un sens en non dans l'autre), dont un exemple est montré dans la Figure 3-80:



Figure 3-80: exemple de thyristor moderne 8 kV

Une série de thyristors est assemblée dans des modules de redressement et différents modules sont assemblés dans les redresseurs ou les onduleurs en assemblant des modules en série e/ou en parallèle jusqu'à obtenir le niveau de tension et de courant requis. Un exemple de redresseur d'un poste HVDC est illustré en Figure 3-81;



Figure 3-81: convertisseur en pont dodécaphasé dans un poste HVDC

3.5.4.4 Réacteurs de lissage

Ce dispositif, placé du côté DC du convertisseur, a la fonction de lisser la forme de la tension dans toutes les configurations de charge transmise, de limiter les courants de court-circuit qui risqueraient d'endommager les convertisseurs, de diminuer le bruit harmonique coté DC et de réduire les risques de résonance. Les technologies disponibles pour ce type de composants sont :

- Réacteurs isolés en air (Figure 3-82)
- Réacteurs isolée en huile (Figure 3-83)



Figure 3-82: Réacteur isolé en air 150mH, 500kV, 1800 A

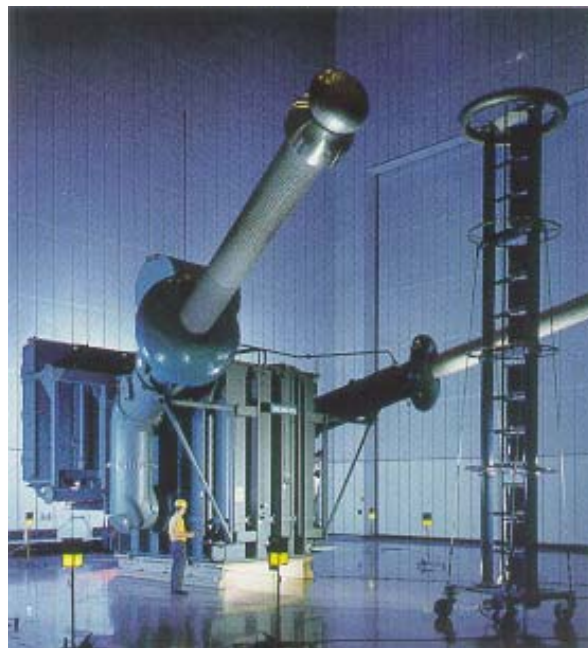


Figure 3-83: Réacteur isolé en huile 270mH, 500kV, 3000A

3.5.4.5 Filtres d.c

Les filtres du côté d.c permettent la réduction du bruit harmonique sur les lignes en courant continu. Ils sont composés, contrairement aux filtres a.c, les filtres d.c ne sont pas seulement constitués de composants passifs (condensateurs, inducteurs, résistances), mais aussi de dispositifs d'électronique de puissance qui injectent dans la ligne un bruit harmonique en opposition de phase par rapport à celui des convertisseurs et en réduisent l'amplitude. Un exemple de filtre d.c est illustré dans la Figure 3-84.



Figure 3-84: Filtre c.c. actif de 200kVA

3.5.4.6 Câbles pour application en tension continue

Les technologies de réalisation des câbles pour ce niveau d'application sont les suivantes :

- **Câbles à isolation en huile fluide** (Self-Contained fluid filled cables – SCFF) : sont des câbles dont le système d'isolation est composé de papier qui est imprégné d'un fluide synthétique à basse viscosité qui est maintenu constamment en pression dans un conduit pratiqué dans le centre du conducteur : ceci porte à une limitation dans le niveau de profondeur maximal de pose; cette solution, utilisée depuis de nombreuses années est adéquate à de grands transits d'énergie à condition de veiller à ne pas dépasser une température sur le conducteur de 85°C, à cause de la présence de l'huile ; la présence d'un fluide en circulation impose l'adoption de circuits hydrauliques et des postes de pompage aux extrémités. L'éventualité d'une perte d'huile constitue un danger potentiel pour l'environnement ;
- **Câbles à isolation solide** : sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange dense. Contrairement à ce qui se passe pour les câbles à isolation en huile fluide, le mélange d'imprégnation ne circule pas dans le conducteur et dans le corps du câble mais reste pratiquement stable dans sa position d'origine. On peut aujourd'hui réaliser des connexions longues de plusieurs centaines de kilomètres en utilisant cette technologie ; les limites techniques sont à 600kV de tension et 55°C de température. Ce type de câble a été récemment employé pour la réalisation de l'interconnexion sous-marine en courant continu entre l'Italie et la Grèce (connexion à 400kV 500MVA longue 160km). Le câble à isolation solide utilisé a la conformation illustrée dans la Figure 3-85.

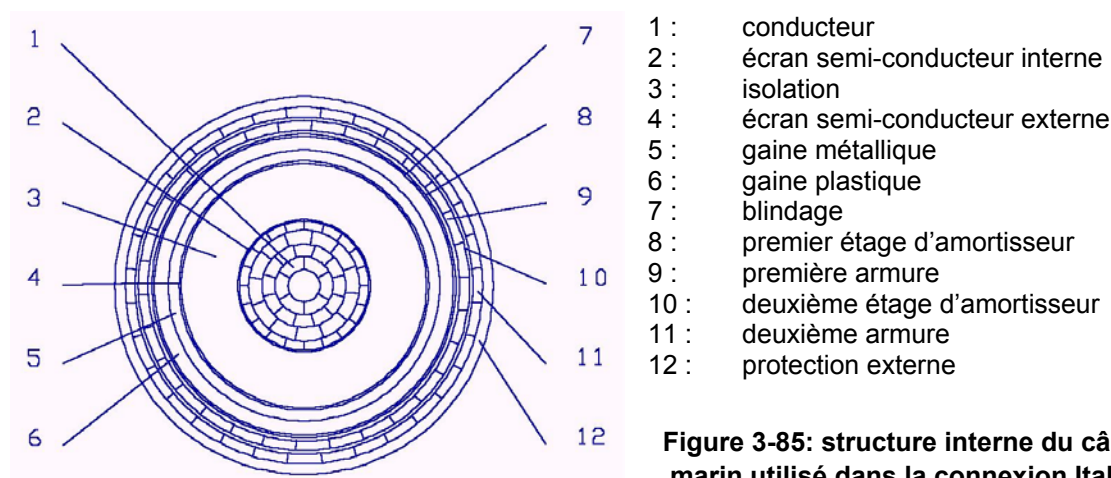


Figure 3-85: structure interne du câble sous-marin utilisé dans la connexion Italie-Grèce

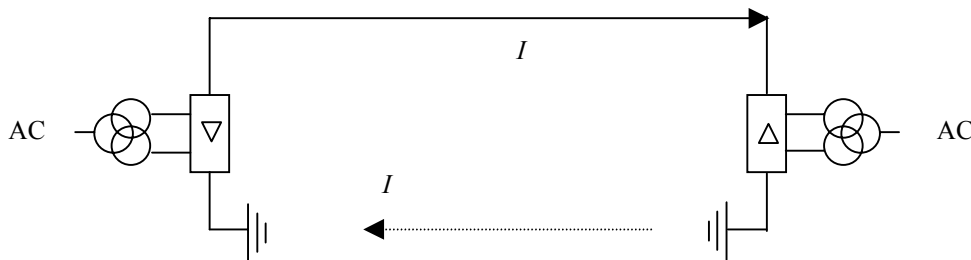
- **Câbles à isolation mixte papier-polypropylène** (PPL) : sont des câbles dont le système d'isolation est constitué de papier à haute densité imprégné d'un mélange visqueux, mais dont les couches de papier sont séparées par des films de polypropylène ; cette solution de développement récent conjugue les avantages des deux technologies précédentes ; par rapport à la solution à isolation solide elle permet un gain de 25 à 50 % de puissance transportée ou

une réduction de 30% des dimensions pour un même transit ; cet atout permet une réduction du diamètre de 10%, du poids en air de 20% et du poids en eau de 25% . L'utilisation de ce type de câble permet donc d'avoir des tronçons sensiblement plus longs et de porter en plate-forme de pose 25% de câble en plus par rapport à la technologie à isolation solide.

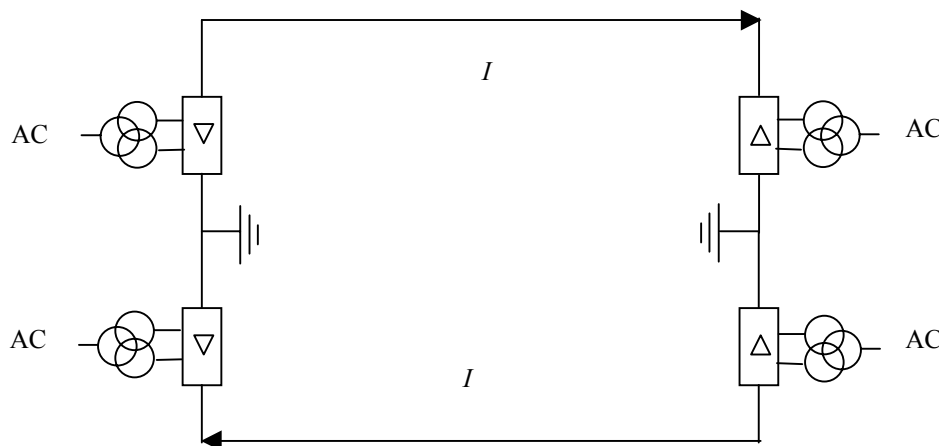
3.5.4.7 Electrodes

Les électrodes sont un composant habituel pour les installations en courant continu et elles sont présentes (mis à jour 1998) dans au moins 24 installations HVDC dans le monde, et par conséquent dans à peu près 48 postes ; les électrodes sont prévues autant dans le système unipolaire que dans le système bipolaire.

Dans le système unipolaire qui quelquefois représente la phase initiale d'un système bipolaire la fermeture du circuit se réalise par la mer ou la terre :



Les systèmes de type bipolaire en général prévoient des électrodes qui conduisent le courant seulement sous conditions d'urgence ou d'entretien d'un pôle ; Le courant qui normalement traverse les électrodes dans un système équilibré de ce type représente en général moins de 3% de la charge totale:



Un retour métallique peut cependant être prévu, toutefois actuellement il existe une seule installation qui suive ce schéma (Kii Channel).

Le retour du courant au travers des électrodes se fait quand un des deux conducteurs soit endommagé ; Dans le cas où un convertisseur soit hors service, il est possible d'opérer de façon unipolaire avec retour métallique (avec pertes doubles à cause de la plus grande résistance offerte par le câble de retour par rapport au trajet des électrodes).

Les électrodes de terre, prédominantes en nombre, sont attachées en général aux solutions bipolaires, avec stations de conversion distantes de la mer et souvent associées à des systèmes de transmission qui n'intéresse pas la mer elle-même.

Les électrodes sur côte (qui peuvent être divisées en électrodes sur plage ou sur petits bassins en proximité de la côte) représentent à peu près la moitié des électrodes pour les postes en proximité de la mer ; l'autre moitié est constituée par les électrodes en mer (à une distance de la côte de plus de 100 m et placées en profondeur).

Dans le Tableau 3-26 on présente la situation des installations plus significatives entrées en exercice récemment ou actuellement en phase de réalisation :

Tableau 3-26: Réalisations récentes de connexions HVDC

Connexion	Système	Electrode	Typologie	Localisation	Matériel	Année
Fenno Skan	Mono	Anode	Mer	Dannebo	Titane	1989
		Cathode	Mer	Pampriniemi	Cuivre	
Baltic cable (DE-SW)	Mono	Anode	Mer	Smyge	Titane	1994
		Cathode	Mer	Klützhöved	Cuivre	
Kontek (D-DK)	Mono	Anode	Mer	Bogeskov	Titane	1998
		Cathode	Mer	Germania	Cuivre	
Pacific Intertie (USA)	Bipol	Réversible	Mer	Santa Monica (anodo)	SiFeCr	1989
New Zealand Hybrid link	Bipol	Réversible	Plage	Te Hikiwehenua	SiFeCr	1992
Skagerrak III	Bipol	Réversible	Mer	Grosøysøyla	Graphite	1993
			Plage	Lovns	Graphite	
Haenam-Cheju (CHI)	Bipo	Réversible	Plage	Haenam	Graphite	1993
			Plage	Cheju	Graphite	
Konti-Skan III	Bipol	Réversible	Mer	Risø	Graphite	1988
		Réversible	Plage	Søra	Graphite	
SACOI (I-F-I)	Mono	Anode	Bassin	Punta Tramontana	Titane	1992
		Cathode	Mer	La Torraccia	Cuivre	
Gotland III (SWE)	Bipol	Réversible	Bassin	Ekno	Magnétite	1999
		Réversible	Plage	Massange	Magnétite	
Henam Cheju (CHI)	Bipol	Réversible	Bassin	Henam	Graphite	1996
		Réversible	Bassin	Keju	Graphite	
Vancouver (CAN)	Bipol	Réversible	Bassin	Sansum Narrows	Graphite	1990
		Réversible	Plage	Boundary Bay	SiFe	
Italia-Grecia (I-GR)	Mono	Anode	Bassin	Aetos	Titane	1998
		Cathode	Mer	Porto Badisco	Cuivre	
Leyte-Luzon (PHI)	Mono	Anode	Plage	Leute island		1998
		Cathode	Plage	Luzon island		
Swe-Pol link	Mono + retour métallique					2001
Golfo di Aqaba AC/DC (Jordan-EGP)	(4 câbles)			Aqaba		2000 (actuellement seulement AC)
				Taba		
Moyle interconnector (IRL-GB)	Dual mono avec retour métallique intégré			Currarie Port (Auchencrosh)		En construction

Connexion	Système	Electrode	Typologie	Localisation	Matériel	Année
				Porthsmuck South (Ballycronan More)		
Kii channel (J)	Bipolaire avec retour métallique			Anan (à terre)		En construction
				Yura		
Basslink (NZ)	Mono	Plage	Anode	Stony Head		En projet
		Plage	Cathode	Ninety mile beach	Graphite e charbon	
Hawaii Deep Water cable (*)						En projet
Sarawak-Malaysia interconnexion (**)	Mono	Mer	Anode	Sedili		Construction 2002-2007
		Terra	Cathode	Kapat		

(*) projet d'intérêt de la World Development Federation depuis 1996 ; le projet a été commencé en 1989 et ils ont effectué les «sea trials» et les épreuves de qualification du câble.

(**) à l'intérieur du "Bakun hydroelectric project"; suspendu à cause de la crise asiatique, il paraît en phase de reprise de la part du Gouvernement malais.

Il est intéressant de remarquer comme une partie non négligeable des connexions (40% des connexions examinées) soit gérée en mono-polaire sans câble de retour. En particulier des systèmes de cette typologie ont été réalisés après 1995 pour la connexion de l'Italie avec la Grèce et dans les Philippines (Leyte-Luzon). La connexion, toujours en mono-polaire, entre Nouvelle Zélande et Tasmanie (Basslink) est en phase de projet avancé.

Dans les dernières années une tendance s'est affirmée, surtout dans les Pays qui s'ouvrent sur la mer Baltique, vers le choix pour des connexions de type bipolaire, tant pour des questions techniques (fiabilité de la connexion) que de l'environnement (substantiellement attachées à la corrosion des structures métalliques existantes).

Le choix des électrodes sur côte ou en mer dépend des caractéristiques du territoire et le choix définitif fait partie du projet de détail (ex. les électrodes sur côte peuvent être adaptées à une plage suffisamment déserte avec basse résistivité du terrain, alors que le choix d'électrodes en mer peut être obligatoire dans le cas de côtes rocheuses avec haute résistivité du terrain). Les zones à éviter sont les fonds mobiles ou rocheux avec des courants marins forts ou les fonds rocheux, les zones balnéaires ou de pêche, ou près de zones terrestres avec des longues infrastructures métalliques (risque potentiel de corrosion). Le choix ne peut pas, en outre, se passer de considérations sur les coûts d'installation et gestion/maintenance.

Le projet de l'électrode peut être mené seulement à travers les activités suivantes, mutuellement reliées:

- Enquête des sites et sélection
- Sélection du type d'électrode
- Prototype et tests
- projet de détail
- Construction et essais

Les électrodes de mer peuvent être constituées par des matériaux différents:

- titane (fonctionnement anodique); peut être recouvert de métal noble adapté afin d'éviter la corrosion anodique (platine, or); dans le cas de fonctionnement réversible des problèmes peuvent surgir à la cathode (la couche protectrice est enlevée). Existents différentes typologies de réalisation (réseau, barres) en rapport avec le positionnement (mer, côte).
- SiFeCr, graphite ou magnétite (*réversible*); les barres constituantes les sous électrodes peuvent être posées sur le fond marin et couvertes de ciment armé ou bois, ou bien placées verticalement dans les sédiments.
- cuivre (cathode); il est habituellement posé sur le fond marin.

3.5.5 Construction

La construction d'installations HVDC n'est nulle part standardisée. Les dispositions géométriques des postes sont étudiées cas par cas et on peut donner ici seulement des indications générales.

Un exemple de disposition géométrique d'un poste de conversion pour une connexion 1000MW est représenté dans la Figure 3-86. On peut y remarquer que la plus grande partie de la surface (60%) est occupée par la section en tension alternative (filtres c.a).

En termes d'occupation de terrain il faut prévoir une surface de poste d'environ $30m^2/MW$, sans compter les arrivées et les jeux de barres 400kV. Pour un poste 4000MW en bipôle il faut donc compter une occupation de surface d'environ $120000m^2$

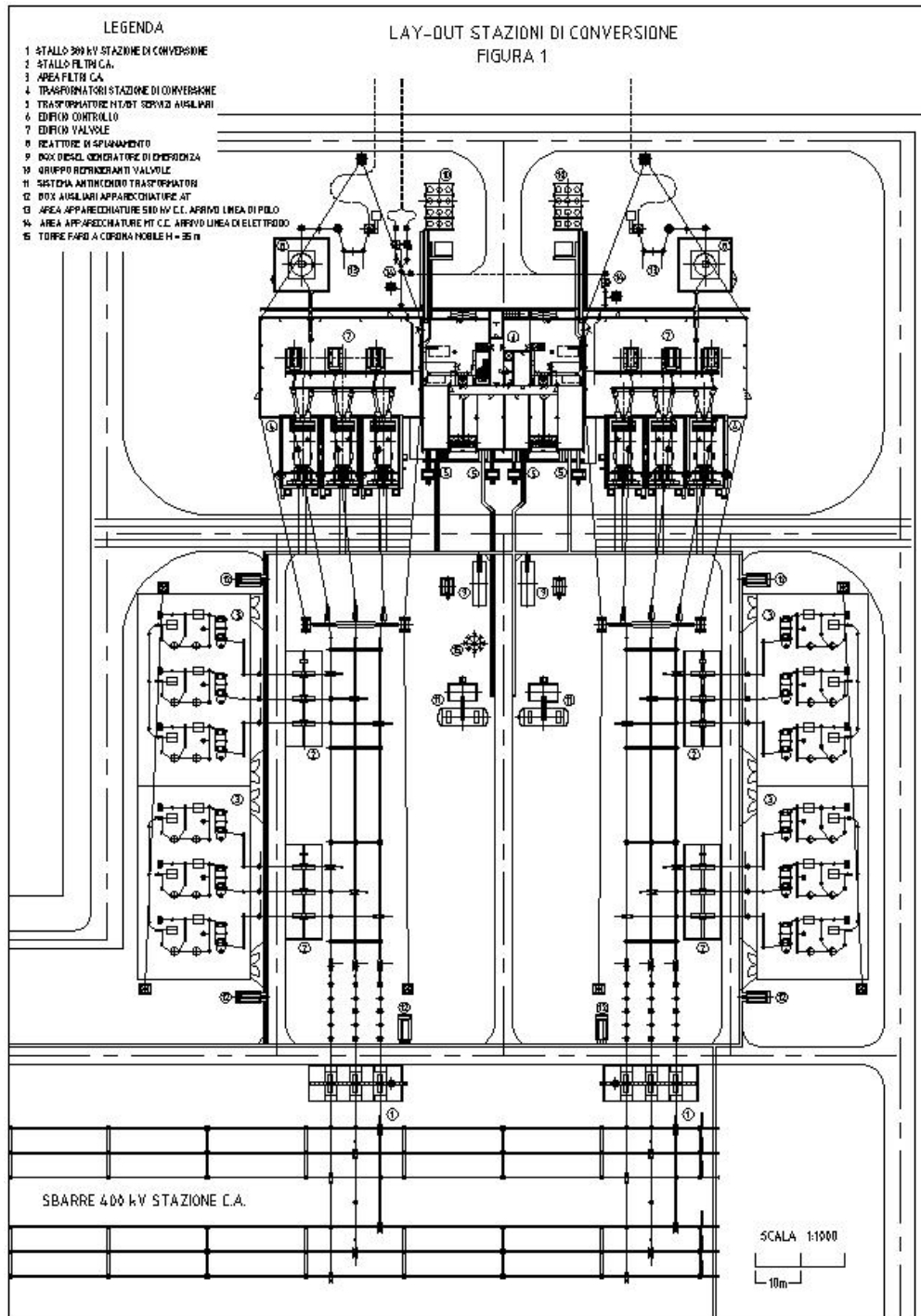


Figure 3-86: exemple de disposition géométrique d'un poste de conversion bipolaire 1000MW

3.5.6 Fiabilité, maintenance, diagnostic et suivi

Les données qui sont reportées ci-dessous sont basées sur l'expérience de gestion et maintenance de connexions HVDC sous-marines de grande envergure et sur des données de littérature.

3.5.6.1 Postes de conversion

Fiabilité

Hors service forcé pour pôle	3 ÷ 5 fois/an, avec l'autre pôle fonctionnant régulièrement
Hors service forcé du bipôle :	0,2 pannes/an
Indisponibilité forcée totale :	45 heures/an pour monopôle, équivalent à environ 0.5% des heures annuelles. On aurait donc 1% des heures annuelles avec au moins un pôle hors service. En ce qui concerne la puissance globale, l'indisponibilité équivalente serait de 0.5%. Les heures annuelles de mise hors service simultanée des deux pôles, qui a une fréquence de survenue très basse, peuvent être estimées comme étant négligeables.

Entretien

L'indisponibilité annuelle à la suite d'entretien des postes de conversion peut être estimée à environ 4 jours/an pour le bipôle dans son ensemble, correspondant à environ 1.1% des heures totales annuelles,.

3.5.6.2 Câble CC

Fiabilité

Fréquence mise hors service forcé : pour câbles sous-marins submergés on peut considérer 1 panne tous les 20 ans pour raisons internes.

Durée mise hors service forcé : 45 jours pour chaque hors service

Indisponibilité forcée totale : 2.2 jours/an par câble, équivalent à environ 0.6% des heures annuelles. Dans l'hypothèse où on aurait un bipôle avec deux câbles, on aurait par conséquent 4 jours/an avec au moins 1 câble mis hors service, équivalant à environ 1.2% des heures annuelles à moyenne puissance. Si on se rapporte à l'énergie transférable, donc à la puissance totale de la liaison, on aurait encore 0.6% d'indisponibilité équivalente.

Entretien

L'entretien des câbles sous-marins immergés est pratiquement nul, dans la mesure où il comprend seulement le nettoyage des terminaux qui peut être réalisé en coïncidence avec celle des stations de conversion.

3.5.7 Enjeux environnementaux

3.5.7.1 Problématiques de l'environnement liées aux systèmes HVDC

Le choix des zones candidates pour l'emplacement de postes de conversion doit tenir compte des aspects suivants: de la longueur du parcours, de la facilité des opérations de construction, de la présence d'habitat naturel à sensibilité élevée, de la présence de zones de pêche destinées aux loisirs, du risque potentiel de corrosion, de la présence d'un fond marin convenable (couche sablonneuse) dans lequel le câble puisse être coulé.

3.5.7.2 Stations de conversion sur l'environnement

Les éventuels problèmes de l'environnement pour les stations de conversion concernent:

- l'occupation du sol
- l'impact visual
- les troubles radio, surtout sur la bande 0.2 ÷ 10 MHz
- la création de champs électromagnétiques (en considérant également les lignes aériennes CA branchées sur la station de conversion)
- le bruit acoustique
- les harmoniques du côté CA et CC ainsi que les troubles téléphoniques
- l'impact sur le trafic et sur les routes pendant les opérations d'installation

3.5.7.3 Possible influence des électrodes sur l'environnement

Dans les dernières années une tendance s'est affirmée, surtout dans les Pays qui s'ouvrent sur la mer Baltique, vers le choix pour des connexions de type bipolaire, tant pour des questions techniques (fiabilité de la connexion) que de l'environnement (substantiellement attachées à la corrosion des structures métalliques existantes).

Le choix pour les électrodes sur côte ou en mer dépend des caractéristiques du territoire et le choix définitif fait partie du projet de détail (ex. les électrodes sur côte peuvent être adaptées à une plage suffisamment désertique avec basse résistivité du terrain, alors que le choix d'électrodes en mer peut être obligatoire dans le cas de côtes rocheuses avec haute résistivité du terrain). Les zones à éviter (choisies seulement en absence d'autres choix) sont les fonds mobiles ou rocheux avec des courants forts ou rocheux, les zones balnéaires ou de pêche, ou près de zones terrestres avec des longues infrastructures métalliques (risque potentiel de corrosion). Le choix ne peut pas, en outre, se passer de considérations sur les coûts d'installation et gestion/manutention.

Le projet de l'électrode peut être mené seulement à travers les activités suivantes, mutuellement reliées:

- Enquête des sites et sélection
- Sélection du type d'électrode
- Prototype et tests
- projet de détail
- Construction et épreuves

Les principaux éléments qui doivent être connus pour un choix et un projet particulièrement soignés sont, principalement:

- données de transmission: charge dans les divers stades de développement du projet, parcours de la ligne, direction du courant, pic maximal admissible,
- éléments de localisation: sous-stations, point d'encrage, conditions électriques (résistance maximale, stabilité sismique, possibilité d'effectuer des mesure pendant le service)
- données des structures adjacentes: schéma des structures (souterraines ou sous-marines) dans le rayon de 100 km de la zone considérée, relatifs paramètres de protection de la corrosion, date de construction, diamètre et épaisseur des canalisations, typologie de la couche protectrice, possibilité de systèmes de protection de la cathode, résultats d'études précédentes sur les canalisations
- région d'emplacement: salinité de l'eau (évolution annuelle), température (évolution annuelle), structure géologique des couches superficielles du fond marin, distance de la sous-station, distance de la côte, distance des embouchures de rivières les plus proches, direction et vitesse des courants, profil bathymétrique, stabilité de la zone côtière

Dans le cas où des structures métalliques sont présentes en proximité, des simples modifications du projet de l'électrode ou de positionnement local peuvent ne pas donner d'améliorations significatives: il est notoire en phase de pré-projet de prévoir des choix pour l'emplacement de l'électrode dans un développement spatial d'une trentaine de km le long de la côte, afin de pouvoir effectuer le choix définitif en phase de projet de détail.

Afin d'éviter une influence du courant de terre des électrodes sur la station de conversion (en particulier les éventuels transformateurs), il est nécessaire de respecter une certaine distance entre cette dernière et les électrodes eux-mêmes. Pour limiter les dégâts possibles, la différence de potentiel entre le réseau de terre de la sous-station et les électrodes doit être limitée à moins de 10-30 V ; la distance typiquement peut varier de 8 à plus de 30 km; il est, donc, nécessaire de réaliser une enquête approfondie pour la caractérisation de possibles zones d'emplacement.

L'influence des électrodes sur l'environnement est limitée dans le cas, de courte durée, où un des deux conducteurs est endommagé ou d'entretien d'un pôle. Une autre possibilité d'emploi des électrodes en connexion bipolaire équilibrée se trouve dans la petite différence de courant entre les branches d'aller et de retour (normalement <3% de la charge totale). Donc, les effets décrits par la suite doivent être considérés limités à ces deux cas, ou à l'éventuelle phase initiale du système, réalisé en unipolaire.

L'analyse de la littérature disponible⁴ montre que les effets considérés potentiellement les plus dangereux sont les champs électromagnétiques et les produits de l'électrolyse.

3.5.7.4 Les champs électromagnétiques

En ce qui concerne les champs électriques, ce n'est pas possible d'exclure des effets négatifs sur les organismes marins; la connaissance sur l'interaction est considérée substantiellement limitée, au-

⁴ "HVDC sea cables and sea electrodes: A literature study for the cable project" A. B. S. Poléo, M. Harboe jr – Department of Biology, University of Oslo; 1996

dessus de tout pour les espèces à part les poissons. En général, on peut affirmer que le champ électrique en proximité des électrodes ne produit pas des effets négatifs aigus pour des distances supérieures à 5 m (habituellement la limite considérée est 15 V/m). Certaines espèces (*Galvano taxis*) pourraient subir surtout l'influence de l'anode, étant attirées par le champ vers l'électrode. Par rapport aux espèces différentes des poissons, aucun document présente des résultats qui montrent comment des champs électriques comparables à ceux produits par les électrodes peuvent produire des effets négatifs sur la vie marine. Il a été en outre montré que les crevettes roses vivent directement sur la surface des électrodes en mer de certaines installation.

La limite inférieure du champ électrique à laquelle sont sensibles le téléostéens et l'élastranchés est, respectivement, 7 mV/m et 0.5 μ V/ms; seulement les élastranchés, par conséquent, sont capables de percevoir le champ électrique causé par le courant de retour en mer. Ces genres sont sans doute capables de percevoir aussi à grande distance le champ électrique produit par les électrodes mais aucune enquête menée ne montre qu'il y ait nécessairement des effets négatifs; puisque ces poissons cartilagineux exploitent les variations du champ électrique pour débusquer les proies cachées dans les sédiments du fond marin, on suppose qu'ils s'adaptent au champ statique artificiel.

En ce qui concerne les oiseaux de mer et les mammifères, on ne s'attend pas à des effets négatifs importants dus au champ électrique produit par les électrodes ou par le courant de retour; aucune espèce d'oiseau de mer ou mammifère est influencée en fait par des champs électriques inférieurs à 1 V/m. Il faut, toutefois, garder à l'esprit qu'on peut prévoir la présence d'une clôture en matériel plastique qui évite aux êtres humains et aux animaux de pénétrer (même par hasard) dans les zones où le gradient est retenu potentiellement dangereux.

3.5.7.5 Les produits de l'électrolyse

Par rapport aux possibles conséquences des produits de l'électrolyse, pour la cathode, il n'est pas habituellement considéré un possible impact négatif sur les organismes marins. Vice versa, l'anode produit une série de composés primaires et secondaires potentiellement toxiques; la toxicité varie, en outre, sensiblement en fonction de l'espèce marine considérée.

Mécanisme d'origine de l'impact

Lorsque l'anode est en fonction, sur son interface avec l'eau de mer se développe une réaction électrolytique dont le principal résultat est l'oxydation des ions Cl^- en chlore gazeux (Cl_2), lesquels s'hydrolysent rapidement, en formant des solutions aqueuses d'hypochlorite (OCl^-) (Neumüller, 1979; Petrucci, 1989; Jafvert & Valentine, 1992 - CEPA PSL - Chlorinated wastewater effluents).

En eau de mer l'hypochlorite peut s'échanger en hypobromite (OBr^-)⁵ et les deux ensemble, en combinaison avec des substances organiques, peuvent donner des produits de dérivation secondaires, parmi lesquels figurent le chloroforme, le bromoforme (Bean et al., 1980; Carpenter & Smith, 1980 - UNIVERSITY OF OSLO) et les amines alogénates, ainsi que la monochloramine et la dichloramine (Kovacic et al., 1970; Murphy et al., 1975; Margerum et al., 1978; Wisz et al., 1978; Helz, 1981; Jafvert & Valentine, 1992 - CEPA - Chlorinated).

La quantité de produits électrolytiques qui se forment autour de l'anode est proportionnelle à l'intensité du courant qui la traverse et dépend aussi de sa géométrie et du matériel dans laquelle elle est réalisée. Selon l'Université d'Oslo, pour 1600 Ampères sur une anode en graphite, constitué par des sous-électrodes placées sur le fond marin et renfermé entre une couche de coke, peuvent se produire jusqu'à 597 mg/s de Cl_2 dont 74% environ (ie. 442 mg/s) deviennent OCl^- , sur une anode en titane, constitué par un double réseau renforcé avec des tubes de matière plastique, se produisent 60 mg/s de Cl_2 et 44 mg/s de OCl^- , qui représentent les valeurs extrêmes pour l'émission du chlore. Selon le modèle prévisionnel du Basslink Project Draft pour 1500 A de courant le taux moyen de production de Cl_2 est de 0,179 mg/m²/s.

En ce qui concerne les produits secondaires, du fait que leur taux de formation à l'anode peut varier considérablement en fonction de la qualité de l'eau locale et de son évolution, même dans un temps réduit, il n'est pas possible d'évaluer avec précision la quantité avec laquelle ils peuvent se former. On estime, néanmoins, qu'environ le 5% de l'hypochlorite peut se transformer en chloroforme et bromoforme (Carpenter & Smith, 1980- UNIVERSITY OF OSLO).

Selon l'Université d'Oslo une électrode en réseau de titane avec une superficie de 2000 m² et un courant de 1600 A peut produire 2 mg/s de chloroforme et bromoforme, qui correspondent à 1 μ g/m²/s.

⁵ Oxydants produits par le Chlore = HOBr + OBr⁻.

3.5.7.6 Désintégration des produits de l'électrolyse

La destinée des produits de l'électrolyse générés par l'anode en mer est déterminée par différents processus, dont les principaux sont la dilution, la volatilisation, l'oxydation, la combinaison en substances organiques, la photodissociation et la décomposition micro biologique. Ces processus en déterminent la réduction avec des taux variables en fonction, aussi, des conditions locales de l'hydrodynamisme et de la qualité de l'eau (en particulier : pH, température, défaut de chlore), ainsi que de la profondeur.

Pour le chlore résiduel total (chlore libre⁶ + chlore combiné), on trouve en littérature des temps de demi-vie qui peuvent varier entre moins d'une heure jusqu'à plusieurs jours (Brooks & Seegert, 1977; Wisz et al., 1978; Heinemann et al., 1983; Helz et al., 1984 - CEPA - Chlorinated), alors que pour les monochloramines en eau de mer on estime des temps de demi-vie entre 0,68 et 0,94 jours (Environment Canada, 1998 - CEPA - Chloramines). En général les études conduites en milieu naturel indiquent des temps de désintégration plus rapides (d'au moins un ordre de grandeur) de ceux en laboratoire, où on ne peut pas considérer tous les facteurs qui contribuent à accélérer la désintégration du chlore résiduel (Milne, 1991 - CEPA - Chloramines).

En Sardaigne (Italie) a été effectuée une vérification expérimentale de la dispersion du chlore autour d'une anode en eau et intéressée par un courant d'intensité entre 200 et 900 Ampères. Les concentrations initiales de Cl₂ mesurées en proximité de l'anode (1 mètre) varient avec l'intensité de courant entre <0,01 mg/l et 3,5 mg/l, alors que l'on estime leur taux de décroissance à des valeurs pratiquement nuls (<0,01 mg/l) à partir de 5-10 mètres de l'anode.

En ce qui concerne les principaux produits de transformation secondaires, l'Université de Oslo estime que, pour une électrode en réseau de titane avec superficie de 2000 m² et courant de 1600 A, dans le pire des cas on peut relever, par heure de fonctionnement sur un fond de 5 m de profondeur, une concentration de trihalométhanes totaux d'environ 0,015 mg/l (0,016 mg/l ; pour une électrode en graphite)

3.5.7.7 Ecotoxicité

Les effets physiologiques sur les poissons dus à l'exposition à hautes concentrations de chlore résiduel comprennent :

- endommagement de l'épithélium brachial ;
- production de méthémoglobine ;
- anémie hémolytique ;
- altération de la concentration saline dans le sang ;
- interférence avec certains mécanismes enzymatiques.
- En conséquence de effets exposés on relève les symptômes suivants:
- augmentation de la mortalité ;
- perte de l'équilibre ;
- éloignement des zones à majeure concentration de chlore (Alabaster & Lloyd, 1980).

Des études conduites dans des laboratoires en Amérique du Nord, en exposant expérimentalement des organismes aquatiques au effluents chlorés d'une usine de traitement d'ordures ménagères, ont mis en évidence les effets mortels sur certains poissons et invertébrés lorsque la concentration de chlore résiduel total dépasse 0,1 mg/l (CEPA- Chlorinated).

D'autres études, réalisées à l'extérieur, dans des cours d'eau exposés au déversement d'eaux chlorées par des usines de traitement d'ordures ménagères, ont montré des effets nocifs sur les organismes aquatiques pour des concentrations de chlore résiduel total supérieures à 0,02 mg/l (CEPA-Chlorinated).

Pour l'Université d'Oslo (Poléo & Coll., 2001 – Basslink Project Draft) la plus basse concentration de chlore résiduel ayant des effets nocifs sub-mortels sur le phytoplancton et les invertébrés marins est de 10 µg/l ; pour les algues benthiques (phytobenthos), par contre, sont indiquées des valeurs variables entre 75 µg/l (crysophytes) et 100 µg/l (chlorophytes), jusqu'à 5000 µg/l (féophytes). Pour les poissons aussi est indiquée une concentration de 10 µg/l, alors que pour les organismes à respiration aérienne (oiseaux, mammifères marins) on peut raisonnablement considérer qu'ils aient une tolérance supérieure à celle des organismes aquatiques dont le métabolisme dépend des échanges de gaz avec l'eau.

L'Agence Américaine pour la Protection de l'Environnement (US-EPA) indique, comme critères de qualité pour la tutelle de la vie aquatique marine, les concentrations de 13 µg/l pour les expositions de

⁶ Chlore libre = HOCl + OCl⁻.

brève durée (CMC) et 7,5 µg/l pour celle de longue durée (CCC). Aucune indication est donnée, par contre, pour les chloroformes et bromoformes et autre dérivés de transformation.

Pour l'homme, l'US-EPA (1994) indique un NOAEL (Not Adverse Effect Level) de 14,4 mg/kg-jour de chlore, avec une conséquente dose de référence (RfD = dose journalière à respecter pour la tutelle de la santé humaine) de 0,1 mg/kg-jour.

D'un point de vue juridique, en Italie et en beaucoup d'autres pays, existe une limite de 0,2 mg/l maximum de chlore libre présent dans les déversements industriels en eaux superficielles.

3.5.7.7.1 Autres éventuels impacts

La génération de chaleur due aux électrodes n'introduit pas de problème potentiel pour la vie marine, car elle mène à des effets inférieurs aux variations normales de la température de l'eau.

Autres éventuels impacts des électrodes dont certains, minimes en phase de projet, sont:

- l'interdiction temporaire de la région pendant les opérations d'installation ;
- la possible exclusion permanente des zones entourant les électrodes ;
- le trouble dû aux opérations d'installation et d'entretien (y compris l'influence sur les routes et le trafic pour le déplacement des matières) ;
- la possible présence de câbles de télécommunications dans la zone pourraient être intéressés par les fausses harmoniques résiduelles du processus de conversion AC/DC ;
- l'interférence de nouvelles infrastructures avec les filets à la traîne.

3.5.7.8 Potentiels impacts du câble marin sur l'environnement

Comme déjà décrit, les principaux problèmes liés au câble sous-marin sont représentés par:

- Impact de la création de champs magnétiques
 - ◆ impact possible sur l'environnement: invertébrés, poissons, poissons cartilagineux, mammifères
 - ◆ influence possible sur les boussoles des bateaux.
 - ◆ génération de courants induits sur les structures métalliques (plates-forme pétrolières, oléoducs, armatures des câbles de télécommunication): corrosion potentielle.
- Impact de la génération de chaleur
 - ◆ Analyse de la production et de la dissipation de chaleur de la part du câble et des électrodes
 - ◆ Impact possible sur: la qualité de l'eau, la flore (algues), les invertébrés, effet direct sur les poissons (diminution des aliments).

D'autres points à retenir, en plus de ceux déjà cités, sont:

- routes navales. On a reporté un accident arrivé à un pétrolier dans la mer Baltique (avec perte du chargement) pour lequel la présence du Câble Baltique n'a pas été exclue comme cause possible. Le champ magnétique produit par le câble diminue évidemment avec la distance du câble même, mais reste néanmoins une source possible de danger pour les bateaux dont les systèmes de guide automatique se basent exclusivement sur les compas magnétiques (zones côtières dans lesquelles le câble est posé dans les fonds bas
- collision des mammifères marins avec les bateaux employés pour les opérations de prospection et pose du câble;
- endommagement du fond pendant les opérations de pose; les appareils actuels qui réalisent la pose du câble en tranchée intéressent une bande de fond d'ampleur inférieure à 1 m; il est cependant inévitable le soulèvement des sédiments, cela représente une intervention de durée limitée;
- bruit (pendant les opérations de prospection et pose);
- prédisposition de systèmes de protection de la cathode pour les structures métalliques existantes.

Quelques mesures d'adoucissement possibles incluent:

- enterrement et protection de câbles et électrodes;
- emploi d'une péniche à tonnage réduit, pour éviter que l'ancre endommage le fond;
- adoption d'instruments particuliers pour la pose du câble, qui ont une influence réduite sur le fond (bande de 0.3÷0.5 m d'ampleur);
- notification aux autorités compétentes de la durée prévue pour les opérations;

- choix de la période dans laquelle effectuer les activités (interférence avec la pêche et les activités destinées aux loisirs).

3.5.8 Enjeux économiques

Les coûts de réalisation d'une connexion HVDC doivent prendre en considération les différents aspects suivants :

- Coûts des investissements pour les postes de conversion
- Coûts des investissements pour les câbles sous-marins
- Coûts de gestion et maintenance

Ne sont pas pris en compte les coûts des études, des reconnaissances géologiques, marines etc.

3.5.8.1 Coût des investissements

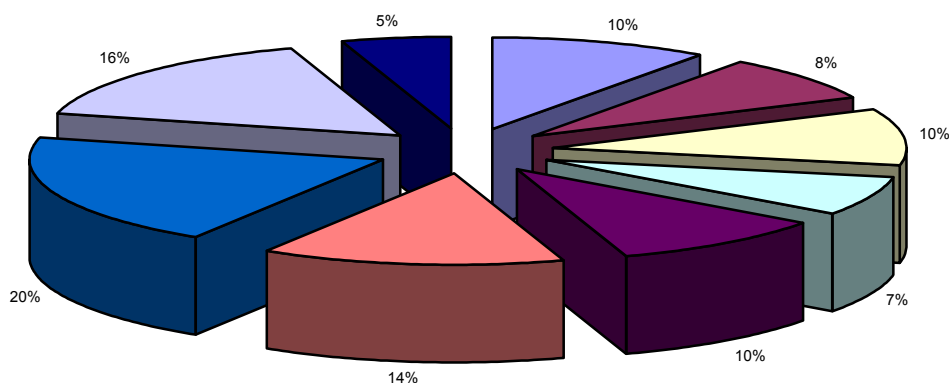
3.5.8.1.1 Coûts des postes de conversion

Les coûts d'investissement pour les postes de conversion se composent des coûts d'achat des appareillages et des coûts de infrastructures.

En ce qui concerne les appareillages, les coûts sont fonction de la taille, du niveau de tension, du niveau de sécurité de fonctionnement requis, des conditions environnementales du type de contrôle-commande ; le chiffrage des infrastructures dépend des conditions d'installation, c'est-à-dire de la nécessité d'acquérir du nouveau terrain, de modifier le réseau présent etc.

La formation du coût d'investissement pour un poste de conversion standard de grande taille est reportée dans la Figure 3-87

Les coûts des investissements pour deux postes de conversion bipolaires à 500kV d'une taille comparable à celle en hypothèse (données basées sur un poste 2000MW) sont : 150 à 160 k€/MW ;



ingénierie	érection et mise en service	autres équipements
système de contrôle	filtres a.c.	génie civil
valves	transformateurs de conversion	transport, assu

Figure 3-87: Répartition en pourcentage des coûts d'investissement pour un poste HVDC

3.5.8.1.2 Coûts des câbles HVDC

Les coûts d'achat et de mise en œuvre de câbles HVDC dans des situations de pose sous-marine en profondeur inférieure à 500m et en ensoufflage normal sont reportées dans le Tableau 3-27

Tableau 3-27: coûts d'investissement pour câbles sous-marins HVDC

Type de câble	Coût budgétaire [k€/km]
400 MW 400 kV	320
500 MW 400 kV	350
600 MW 500kV	380

En cas de poses sur fond profond ou rocheux il faut prévoir un coût supplémentaire d'environ 50k€/km.

3.5.8.2 Electrodes

Il est très difficile de chiffrer le coût des électrodes qui dépendent fortement des conditions locales d'impact sur l'environnement, d'installations etc. On cite ici dessous des valeurs purement indicatives :

- Electrode pour installation bipolaire (fonctionnement seulement en cas d'urgence) : 5 M€
- Electrode pour installation unipolaire (fonctionnement permanent) : 10 M€
- Retour métallique sans électrode : 190 k€/km

3.5.8.3 Coût d'exploitation et d'entretien

3.5.8.3.1 Postes de conversion :

L'entretien des postes concerne :

- Salle valves : Valves à thyristors, sectionneurs de terre, passe-mur, parafoudres
- Inductance de lissage
- Manœuvre et sectionnement côté CC : extrémités, transducteurs de courant et tension, isolateurs, parafoudres, condensateurs, sectionneurs, sectionneurs de terre
- Transformateurs de conversion : changeurs de prise, système de refroidissement, relais de protection, passants, huile
- Filtres CA : condensateurs, réacteurs, résistances, transformateurs de courant
- Manœuvre et sectionnement côté CA : disjoncteurs, sectionneurs, sectionneurs de terre, isolateurs, transducteurs de courant et de tension, parafoudres
- Système de refroidissement des valves
- Echangeurs de chaleur
- Contrôle, protection et systèmes de communication
- Systèmes auxiliaires

En considérant aussi les coûts d'exploitation on peut préalablement estimer **0.5%/an** du coût d'investissement

3.5.8.3.2 Câble CC

En général, le coût d'entretien des câbles sous-marins submergés est pratiquement nul, dans la mesure où il concerne seulement le nettoyage des extrémités qui pourrait cependant rentrer dans l'entretien périodique à effectuer dans les stations de conversion. Il pourrait cependant être utile de prévoir un suivi périodique des câbles le long du parcours, par exemple tous les 4, 5 ans (en tous cas au cours des 10, 15 premières années de service). Une première estimation des coûts pourrait être : **0.2 ÷ 0.25 M€/an/100 km de câble**

3.5.8.4 Coût des pertes

Le coût des pertes pour les postes HVDC sont résumés au tableau suivant qui se base sur les hypothèses financières utilisées pour les autres scénarios étudiés, c'est à dire:

- Coût de l'énergie: 0.035 €/kWh
- Taux d'actualisation : 6.5%
- Durée de vie présumée : 30 ans

Tableau 3-28: coût des pertes d'un poste HVDC 500kV (en €/MW)

1 couple de postes HVDC 500 kV
35.000

Dans les mêmes hypothèses, le coût des pertes pour le câble HVDC est reporté dans le tableau suivant

Tableau 3-29: coût des pertes d'un câble HVDC 500kV (en €/km MW)

1 couple de postes HVDC 500 kV
580

3.6 Solutions en tension continue : option aérienne

3.6.1 Description générale

L'option aérienne de la solution technologique en courant continu est tout à fait semblable à l'option sous-marine sauf pour la ligne de transport qui remplace le câble sous-marin et, en une certaine mesure, pour les électrodes. Nous traiterons dans ce paragraphe des seuls éléments qui diffèrent et en particulier de la ligne aérienne.

3.6.2 Principales réalisations

Parmi les nombreuses lignes de transport en courant continu réalisées récemment dans différents pays du monde nous citons les suivantes :

3.6.2.1 ITAIPU – Brésil

Il s'agit d'un vrai réseau HVDC de propriété de Furnas et il constitue la réalisation en tension continue actuellement la plus grande du monde (ce record sera battu lors de l'entrée en service de la centrale de Trois-Gorges en Chine) .



Figure 3-88 : réseau HVDC au Brésil entre la centrale de Itaipu et la ville de São Paolo

La capacité de transport totale est de 6400MW à une tension de ± 600 kV. Il consiste en deux lignes de transport bipolaires qui connectent la centrale hydroélectrique de ITAIPU au réseau 60 Hz de la ville de São Paolo. Les lignes ont 785 km et 805 km de longueur respectivement. La mise en service a été effectuée en deux étapes: 1984 et 1987.

3.6.2.2 Rihand-Delhi – Inde

Cette connexion bipolaire à ± 500 kV ayant une capacité de transport de 1500 MW relie la centrale thermique à charbon de Rihand dans l'Uttar Pradesh à la ville de Delhi. Deux autres lignes à 400 kV en tension alternative suivent le même parcours. La ligne a une longueur de 814 km et a été mise en service en 1990. Le choix de la solution HVDC pour le doublement de la capacité de transport a été basé sur des raisons économiques, de stabilité de réseau et de réduction des impacts environnementaux (réduction de la largeur du couloir et des pertes).

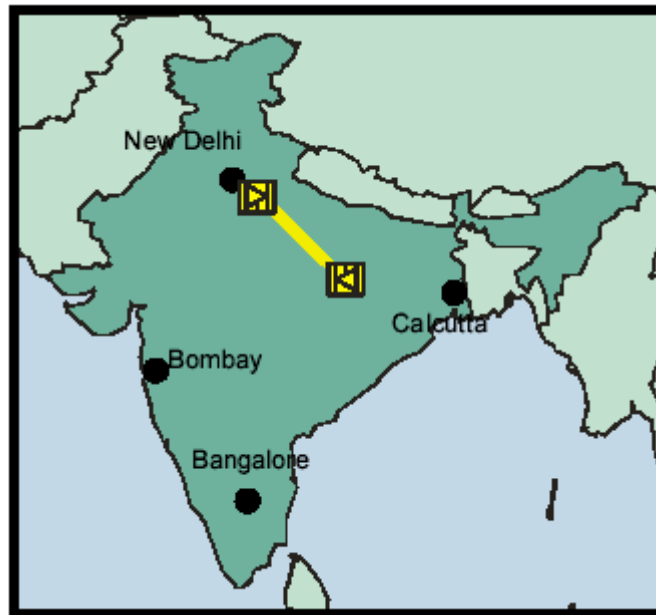


Figure 3-89 : ligne HVDC entre la centrale de Rihand et la ville de Delhi en Inde

3.6.3 *Éléments constitutifs*

Les lignes aériennes en courant continu ont les mêmes éléments constitutifs de base que celles en courant alternatif : les poteaux treillis, les chaînes d'isolateurs, les conducteurs de ligne et les accessoires mécaniques ; néanmoins les caractéristiques techniques de projet de chaque composant sont spécifiques pour les application en tension continue à cause des différentes capacités de tenue diélectrique sous contraintes différentes.

Il faut remarquer en premier lieu que la capacité de transport d'une ligne en tension continue est nettement plus élevée que celle d'une ligne en tension alternative de même envergure. Un exemple visuel de ce fait est montré en **Figure 3-90** dans laquelle sont comparées deux lignes THT ayant une capacité de transport semblable: une ligne 800 kV en courant alternatif ayant capacité de transport de 2000 MVA et occupant un couloir de 75 m et une ligne 500 kV en courant continu, avec capacité de 3000 MW et occupant un couloir de 50m de largeur.



Figure 3-90 : comparaison visuelle entre une ligne THT en tension alternative et une ligne en courant continu ayant la même capacité de transport

Le même concept est montré dans la Figure 3-91 qui se réfère à la ligne HVDC qui relie la centrale hydroélectrique des Trois Gorges en Chine à la ville de Shanghai (ligne en construction) : les deux lignes 500 kV en courant continu sont comparées, en terme d'occupation de terrain, aux 5 lignes qui seraient nécessaires pour obtenir la même capacité de transport (2 x 3000 MW).

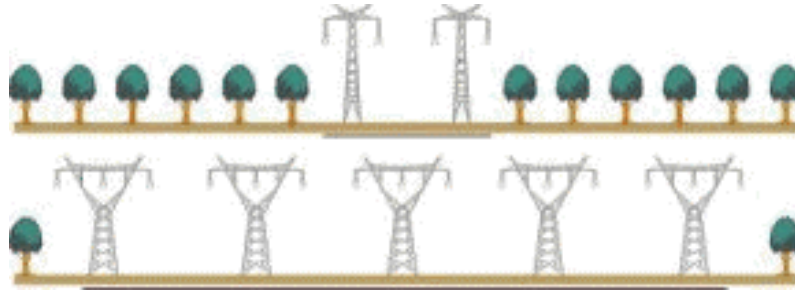


Figure 3-91 : Comparaison de la largeur de couloir requise par le deux lignes HVDC 500 kV Trois-Gorges- Shanghai et par les lignes HVAC ayant la même capacité de transport

D'autres exemples de lignes HVDC sont reportés dans la Figure 3-92



Figure 3-92 : exemples de ligne HVDC dans différents pays

3.6.4 Aspects à prendre en compte dans le projet d'une ligne HVDC

Les principaux paramètres d'influence dans le projet d'une ligne HVDC sont les suivants :

- **La capacité de transport** : influence le niveau de tension et le nombre de circuits en parallèle. La capacité de transport des lignes HVDC est limitée par la température maximale qui peut être tolérée sur les conducteurs en service normal. La capacité en conditions d'urgence dépend du nombre de lignes de réserve prévues et de la température maximale des conducteurs en transitoire.
- **Le niveau de pertes** : influence la structure des conducteurs (section) et se répercute sur les coûts de gestion ; les critères de projet qui sont utilisés sont les mêmes que pour les lignes à courant alternatif. Les pertes par effet de couronne sont moindres dans les lignes HVDC, comme montré dans la Figure 3-93 ; elles sont aussi moins influencées par les conditions atmosphériques.

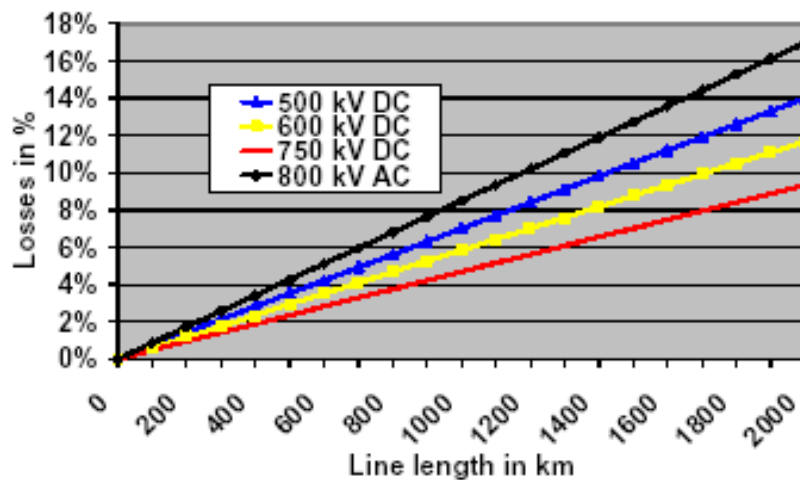


Figure 3-93 : comparaison des pertes par effet de couronne entre lignes AC et DC

- **Le dimensionnement de l'isolation**: les distances d'isolement en air, qui ont une influence majeure sur les caractéristiques mécaniques requises de la ligne aérienne, sont, dans le cas des

ligne HVDC, déterminées par la tenue aux surtensions de foudre (dans le cas des lignes THT en tension alternative le dimensionnement est lié aux surtensions de manœuvre). Ceci permet un projet de lignes en tension continue beaucoup plus compact que celui des lignes AC. Les distances requises sont en outre lentement croissantes avec le niveau de tension et par conséquent le rapport entre les dimensions des couloirs en tension alternative et continue s'accroît avec le niveau de tension.

- **Le projet des chaînes d'isolateurs** : le dimensionnement des chaînes d'isolateurs pour les lignes HVDC est bien plus contraignant que celui des lignes conventionnelles : en effet, l'effet d'attraction de la pollution intrinsèque à la tension continue comporte une accumulation de la contamination superficielle nettement plus importante. En outre des contraintes bien plus importantes sont à considérer tant pour le profil que pour les matériaux à utiliser (par exemple il faut éviter les migrations de ions dans le verre trempé etc.).
- **Le poids des conducteurs et l'influence de la neige et du vent** : la structure des conducteurs des lignes HVDC étant plus simple que celle des lignes en tension alternative, tous les problèmes liés à la pression du vent, à l'épaisseur de la couche de glace sont moins importants.

3.6.5 Enjeux économiques

La comparaison des coûts de construction d'une ligne HVDC et en tension alternative doit tenir compte de la nécessité des postes de conversion. Si on tient compte du fait que la ligne aérienne en tension continue est nettement moins chère que la ligne en tension alternative, on trouve une situation de dépassement pour certaines longueurs. Cette situation est montrée dans la Figure 3-94, qui considère les seuls coûts de réalisation : on voit que pour une ligne de 3500 MW le dépassement se produit pour une longueur de 800 km. Si la puissance de transport est augmentée à 10500 MW le dépassement se produit à 600 km environ. En tenant compte des coûts de gestion (surtout du coût des pertes) et des coûts de dé fabrication, il est possible que on trouve un bon compromis économique pour une connexion à 3500 MW aux environs de 500 km.

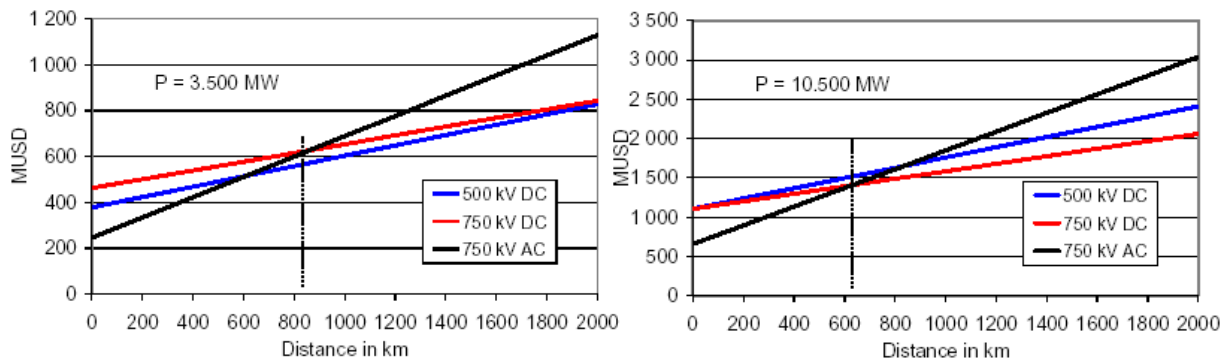


Figure 3-94 : Comparaison des coûts d'installation de lignes HVDC de différentes envergures et des lignes HVAC de même portée pour deux niveau de capacité de transport

Les coûts de réalisation d'une ligne électrique à HVDC 500 kV pour le transport de 3.000 MVA sont résumés dans le Tableau 3-6.

Tableau 3-30: coûts de réalisation d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

<p>1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis</p>
<p>350.000</p>

Les coûts de gestion d'une ligne HVDC, qui comprend la surveillance, la maintenance (peinture), le suivi des lignes et de leurs alentours est semblable à celui d'une ligne AC de même envergure. Le tableau suivant en résume la donnée, sur la base d'une durée de vie de 30 ans.

Tableau 3-31: coûts de gestion d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
4750

Le coût des pertes pour les ligne HVDC sont comparables à ceux d'une ligne THT de meme envergure. Le Tableau 3-32 se base sur les hypothèses suivantes :

- Coût de l'énergie: 0.035 €/kWh
- Taux d'actualisation : 6.5%
- Durée de vie présumée : 30 ans
- Courant en saison hivernale : 1000 A
- Courant en saison estivale : 850 A

Tableau 3-32: coût des pertes d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
340.000

Les coûts de dé-fabrication des différents types de lignes sont reportés au Tableau 3-33 ; les coûts sont actualisés à 30 ans

Tableau 3-33: coûts de dé fabrication d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
8250

Le coût total, se référant à un cycle de vie de 30 ans, est montré au Tableau 3-34

Tableau 3-34: coûts totaux du cycle de vie d'une ligne aérienne HVDC 500kV (en €/km de ligne)

1 ligne bipolaire à deux câbles par phase avec poteaux treillis
703000

3.6.6 Transformation d'une ligne aérienne THT en ligne HVDC

La capacité de transport d'une ligne HVDC étant nettement plus élevée que celle d'une ligne HVAC de même envergure, il peut être pris en compte de transformer une connexion existante THT en tension continue pour en augmenter les prestations. Nous avons déjà vu que le compromis économique de cette alternative se trouve, pour une ligne 400 kV double terre vers les 800 km, et donc très loin par rapport aux longueurs que l'on considère dans cette étude. Il est néanmoins utile de donner quelque détail technique sur la possibilité d'utiliser les poteaux d'une ligne THT pour constituer une ligne HVDC à plus forte capacité de transport. Pour ce faire il faut tenir en compte les contraintes suivantes :

- La conversion d'une ligne 400 kV AC double terre en une ligne 500 kV DC comporte la réduction du nombre de conducteurs de phase de 6 à 2 ;
- Le niveau de courant étant moins élevé (grâce à l'augmentation du niveau de tension et à l'annulation des effets capacitifs), les conducteurs pourront avoir une section moins élevée et donc une structure plus légère ; ce choix ne devrait pas affecter les pertes par effet couronne mais pourrait avoir une influence sur les pertes par effet de Joule ;
- L'augmentation du niveau de tension et les caractéristiques de tenue des isolations en tension continue imposent une distance par rapport à la terre plus élevée que celle des lignes en tension

alternative ; de plus, la longueur des chaînes d'isolateurs devra être augmentée à cause de la tenue sous pollution ; il en découle qu'il est impossible d'utiliser le bras inférieur de la ligne THT comme support pour la ligne HTCC : ceci porte à exclure à priori la possibilité qu'une ligne équipée de poteaux de type « Danube » puisse être reconvertie en CC : en effet la configuration du support est telle que le bras utile est le bras inférieur (qui porte deux phases) et qui serait trop bas en cas de reconversion. Le bras supérieur n'est pas assez étendu pour garantir une tenue des espaces d'air vers le poteau ; la conversion pourrait probablement se faire pour un support de type « Double Drapeau (F5)» montré dans la Figure 3-8 : dans ce cas, le bras qui pourrait être utilisé comme support pour les conducteurs du bipôle CC serait le bras central, ce qui permettrait d'élever la ligne, d'allonger les chaînes d'isolateurs et de maintenir une protection adéquate contre la foudre tout en garantissant les tenues des espaces d'air vis à vis du support.

Ces transformations sont possibles mais demeurent très délicates et sujettes à des études et à un dimensionnement très délicats.

3.7 Les câbles supraconducteurs

Le développement de conducteurs à base de matériaux céramiques supraconducteurs à haute température (SHT) a permis la réalisation de prototypes de câbles supraconducteurs refroidis à l'azote liquide, qui peuvent potentiellement être utilisés dans les réseaux de puissance pour le transport d'énergie électrique. La recherche internationale se concentre sur les systèmes de puissance avec des perspectives différentes d'application parmi lesquelles on peut citer :

- le remplacement des câbles à cause de l'accroissement de la capacité de transport requise (typiquement dans le domaine 400 – 1000 MVA)
- le transport d'énergie en environnement urbain en moyenne tension, ce qui permet d'éviter un ou plusieurs échelons de transformation (typiquement dans le domaine 200 – 1000 MVA) ;
- l'enfouissement par un seul circuit en câble de tronçons de ligne aérienne de grande puissance (typiquement sur des tensions de 230 – 400 kV et des puissances de transport unitaires de 1000- 2000 MVA)
- l'enfouissement de câble en tension continue (+/- 200kV jusqu'à 4000 MVA)

dans ce contexte, même si à un niveau de prototype, les câbles SHT pourront trouver une application tant comme renforcement de connexion existantes (« application retrofit ») que pour les nouvelles lignes de transport en câble. L'utilisation de matériaux supraconducteurs permettrait le transport d'énormes quantités de courant avec un niveau de pertes extrêmement réduit ou le transport d'une même quantité de puissance à tension réduite, ce qui permet d'éliminer un stade de transformation.

Il faut dire tout de suite qu'à l'heure actuelle le câble supraconducteur ne peut en aucune mesure être compétitif par rapport aux autres technologies ni pour les aspects techniques ni pour les aspects économiques ; leur application pourrait être envisagée pour le transport souterrain de puissance surtout dans les endroit densément peuplés où l'installation de lignes aériennes serait prohibitif.

Les premiers projets de câbles supraconducteurs utilisaient des matériaux caractérisés par un niveau de pertes moindres à la température de l'Hélium liquide : ces câbles, pour être compétitifs auraient du être capables de transporter d'énormes quantités d'énergie (3-5 GVA) et ne furent donc jamais produits. Depuis la découverte des matériaux supraconducteurs à haute température critique (SHT) la technologie a pu s'affirmer aussi pour des puissances plus basses (0.5 – 1 GVA). En effet les analyses technico-économiques indiquent qu'un degré de compétitivité des câbles supraconducteurs à haute température par rapport aux câbles conventionnels pourra être atteint pour des capacités de transport de 400-500 MVA.

3.7.1 Les motivations pour le développement

La structure du réseau électrique peut obtenir, grâce à l'utilisation de systèmes de transport à supraconducteurs, un degré de liberté supplémentaire qui permettrait de gérer plus rationnellement les systèmes présents et les réseaux futurs ; en effet sont particulièrement intéressantes les possibilités :

- De disposer d'une plus grande densité de puissance transportée ;
- De réduire les pertes de transport ;
- De pouvoir modifier d'une façon indépendante tant le niveau de courant que celui de la tension ;
- De pouvoir éliminer les champs magnétiques, le réchauffement du terrain et l'utilisation d'huile diélectrique ;

L'intégration du câble supraconducteur dans un système qui comprendrait aussi d'autres composants ayant la même technologie (transformateurs, accumulateurs d'énergie, limiteurs de courant de court-circuit) dont le développement est déjà en cours, permettrait en outre d'importantes synergies car cela consentirait de réduire les coûts de réfrigération qui sont actuellement prohibitifs.

Pour ce qui concerne les aspects économiques, le développement des matériels utilisant des composants SHT est essentiellement lié au degré de compétitivité qui pourront être obtenus par rapport aux systèmes conventionnels. Les prévisions internationales affirment une pénétration d'une certaine importance des systèmes SHT dans la prochaine décennie, en particulier aux Etats Unis où un marché de 100M\$/an est envisagé pour la construction de nouveaux réseaux supraconducteurs qui pourraient s'avantager de la réduction du niveau de pertes.

La possibilité d'annuler le champ magnétique est un autre atout environnemental considérable de ce type de composants.

3.7.2 Les câbles supraconducteurs pour le transport d'énergie

Actuellement, pour la réalisation d'une connexion en supraconducteurs on considère deux configurations possibles :

- Les câbles à diélectrique chaud (WD : Warm Dielectric)
- Les câbles à diélectrique froid (CD : Cold Dielectric ou coaxial)

Ces deux configurations sont basées sur des principes différents et ont chacune ses propres avantages et inconvénients qui les rend intéressantes dans un domaine spécifique d'application.

Le câble à diélectrique froid est composé de :

- Un support central à l'intérieur duquel circule le fluide de refroidissement ;
- Un ou plusieurs niveaux de bandes supraconductives enroulées en hélice ;
- Un niveau de matériel diélectrique dont l'épaisseur est calculée pour garantir l'isolation ;
- Un ou plusieurs niveaux de bandes supraconductives enroulées en hélice ;
- Un cryostat externe qui regroupe les trois phases du câble et à l'intérieur duquel circule le fluide de refroidissement ;

Le câble à diélectrique chaud a le cryostat qui contient seulement le matériau supraconducteur et le diélectrique fonctionne donc à une température proche de la température ambiante.

Les principaux avantages des câbles à diélectrique froid sont les suivants :

- La possibilité de transporter de plus grandes quantités d'énergie avec un niveau de pertes moindre ;
- Le champ magnétique à l'extérieur est nul, grâce au niveau supraconducteur coaxial ;
- Le coût de gestion plus bas grâce aux pertes très réduites ;

Les principaux avantages des câbles à diélectrique chaud sont les suivants :

- Le coût d'investissement moindre grâce à l'utilisation d'une quantité de matériel supraconducteur réduite ;
- Les dimensions externes réduites, pour une même valeur de puissance transportée ;
- L'utilisation de matériaux d'isolation déjà disponibles et développés pour les câbles conventionnels ;
- L'utilisation d'accessoires semblables à ceux de technologie conventionnelle.

Du point de vue des applications, la solution technologique à diélectrique froid est plus appropriée pour la transmission de grandes quantités d'énergie où les coûts d'installation ont une grande importance pour le coût global (grandes aires urbaines, où les contraintes environnementales sont très importantes) ; l'application à diélectrique chaud, par contre est plus appropriée dans le cas de « retrofit » où les contraintes dimensionnelles sont prépondérantes.

Le Tableau 3-35 montre la comparaison entre les différentes technologies de câbles (conventionnelle, SHT à diélectrique froid et SHT à diélectrique chaud) en se basant sur le cas 132 kV.

Tableau 3-35: comparaison entre trois technologies de câbles sur un niveau de tension 132 kV

Technologie de câble	$P_{transportée}$ [MVA]	Pertes spécifiques [W/MVA]	Pertes absolues [kW/km]
Conventionnel	200	300	60
SHT à diélectrique chaud	500	300	150
SHT à diélectrique froid	1000	200	200

On peut constater qu'un câble à diélectrique chaud peut transporter avec le même niveau de pertes une puissance 2-2.5 fois plus élevée que le câble conventionnel. La comparaison est encore plus favorable

pour le câble à diélectrique froid qui peut transporter une puissance 5 fois plus grande avec des pertes encore plus basses.

La Figure 3-95 montre une comparaison du niveau de pertes d'un câble SHT par rapport à un câble conventionnel en fonction du courant transporté

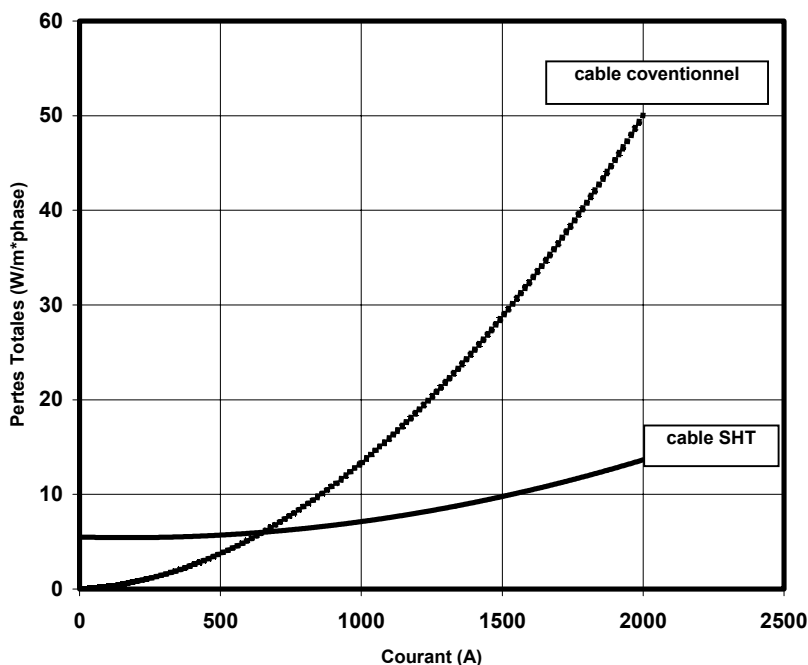


Figure 3-95: comparaison des pertes d'un câble SHT et d'un câble conventionnel en fonction du courant transporté

3.7.3 Etat de l'art international

Les activités de mise au point de la technologie de base pour le développement de conducteurs SHT à grande densité de courant ayant une longueur unitaire compatible avec la réalisation de câbles et celles d'étude des possibles applications de cette technologie sont en plein essor auprès d'importants groupes industriels, instituts de recherche et sociétés électriques. Des études de faisabilité ont été conduites, des modèles de conducteurs pour câbles SHT ont été construits, des prototypes ont été essayés avec succès et d'autres sont actuellement en service.

Les Figure 3-96, Figure 3-97 et Figure 3-98 Montrent des images de quelques uns des projets de câbles SHT les plus importants, et en particulier :

- Prototype de câbles SHT à diélectrique chaud à 115 kV mis au point par Pirelli Cables dans le cadre d'un projet financé par le Département de l'Energie (USA) et EPRI (USA). Dans la Figure 3-96 on voit une des phases de la préparation aux essais effectués à Milan (Italie) entre 1998 et 1999.
- En Février 2000 ont été mis en service trois câbles SHT dans l'établissement industriel de Southwire (le constructeur du câble) (voir Figure 3-97)
- Un câble triphasé SHT de construction NKT (DK) a été utilisé dans le réseau de distribution Danois. (voir Figure 3-98)
- Un prototype de câble 66kV de la longueur de 100 m est actuellement en cours d'essais au Japon
- Un prototype de câbles 13 kV 1000A long de 30 m est en service au USA ;
- Un autre prototype 24 kV – 2400A, long 120 m va être installé aux USA à l'intérieur d'un poste en utilisant l'emplacement d'un ancien câble conventionnel ;



Figure 3-96: Borne terminale du câble Pirelli 115 kV en phase d'essais



Figure 3-97: première installation mondiale d'un câble triphasé SHT dans une installation industrielle (Southwire)



Figure 3-98: bornes terminales des câbles de distribution SHT installés au Danemark

Les principaux projets actifs dans le monde concernant les câbles SHT sont résumés au Tableau 3-36 :

Tableau 3-36: principaux projets SHT actifs dans le monde

Prototypes de câbles SHT				Constructeur et Partenaires	Lieu d'installation et Notes
Caractéristique		Puissance	Longueur		
115 kV, 2000 A	WD		50 m	Pirelli Cables/ DOE / EPRI (USA)	Milan (Italie) Essais complétés en Janvier 1999
12,4 kV, 1250 A	CD	27 MVA	30 m	Southwire Co. (USA)	Carrollton, Georgia (USA) En service depuis Février 2000
30 kV, 2000 A	WD	100 MVA	30 m	NKT (DK)	Copenhagen (DK) En service depuis Mai 2001
24 kV, 2400 A	WD	100 MVA	120 m	Pirelli Cables (USA)	Detroit, Michigan (USA) Pas encore en service
66 kV, 2000 A	CD	230 MVA	30 m	Furukawa El./ TEPCO	Prototype déjà essayé
225 kV/2560 A	CD	(1 GVA)	50 m	Pirelli / EdF	A essayer sur un site EdF
132 kV, 3000 A	CD	(690MVA)	30 m	Pirelli-CESI-Edison	Etudes de réseau et projet terminés
66 kV, 1000 A	CD	114 MVA	100 m	TEPCO /Sumitomo El. Ind./CRIEPI (J)	Système triphasé Essais en cours depuis 2001
77 kV	CD	>350 MVA	500 m	Furukawa El. / CRIEPI (J)	En cours (Super-ACE project)

On peut remarquer que, à part pour quelques projets Pirelli, les autres projets ou prototypes ont une tension égale ou inférieure à 66kV.

L'insertion de câbles SHT dans les réseaux se justifierait uniquement en présence de très fortes intensités de courant permanent : en effet il faut remarquer que les pertes dues au système de refroidissement sont toujours présentes, même à charge nulle. Un câble SHT permettrait une réduction des pertes d'énergie de 40% par rapport à un câble conventionnel à condition de fonctionner au moins 4000 heures par an.

3.7.4 Contextualisation à la ligne de Flamanville

L'application de la technologie SHT est théoriquement possible pour cette ligne d'interconnexion, mais il faut remarquer les points suivants :

- Une application SHT à 400kV n'aurait aucun sens dans la mesure où la technologie SHT est particulièrement performante en termes de courant transporté : le transport de 4000 MVA ne nécessiterait pas une tension de 400kV en SHT mais un système de deux câbles 225 kV 5 kA serait amplement suffisant ;
- Pour garantir un niveau de sécurité de fonctionnement adéquat il serait nécessaire de disposer de n.2 câbles par phase.
- La connexion devrait être composée de tronçons de faible longueur (max 2 km) ;
- La réalisation d'une telle ligne est à la limite de la technologie et comporterait d'énormes problèmes techniques, en particulier en ce qui concerne les accessoires et le système de réfrigération ;
- Les coûts de réalisation d'une ligne avec cette technologie sont actuellement incalculables.

Cette technologie ne sera donc pas prise en compte dans le développement de cette étude.

4 ETUDE DE RESEAU

La connexion d'un groupe de génération au réseau de transport de l'électricité comporte l'exigence d'une série d'analyses à effectuer dans le système de puissance. En effet, du côté de la production l'entrée en service d'un nouveau groupe change le dispatching de puissance, qui est normalement basé sur le « merit order » des unités de production. En ce qui concerne l'interaction entre le groupe de production et le réseau, l'injection additionnelle de puissance cause une redistribution des écoulements de charge, la variation du profil de tension ainsi qu'une modification du comportement du système face aux perturbations. En général, la connexion d'un nouveau groupe peut causer la nécessité de renforcer le réseau ou de changer les équipements installés dans le système (p.e.: remplacement des disjoncteurs existants à cause de l'insuffisante capacité de coupure).

Pourtant, afin de minimiser l'installation de nouveaux ouvrages ou le remplacement des équipements existants face à la construction d'un nouveau groupe de génération, il est essentiel exécuter une série d'analyses du système joint génération-réseau. Ces études doivent être conduites avant la mise en service de la nouvelle centrale ou groupe de génération de façon à adopter toutes les mesures nécessaires dans le réseau de transport pour satisfaire les critères de sécurité adoptés par le gestionnaire du réseau.

Dans le cas spécifique de la construction d'un troisième groupe nucléaire à Flamanville en technologie EPR3 (projet Flamanville 3), le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité, RTE, a conduit les analyses du système français en identifiant les conséquences du projet Flamanville 3 et en proposant des possibles solutions. Les solutions envisageables proposées dans le dossier du maître d'ouvrage ou non envisagées par RTE sont « auditées » par le cabinet d'étude CESI tant par moyen de simulations numériques conduit avec le logiciel de CESI, que sur la base de l'examen des hypothèses d'études, des données et des résultats des simulations effectuées par RTE.

4.1 Impact Centrale-Réseau

L'analyse de l'impact « centrale de production – réseau de transport » requiert l'exécution d'une série d'études visées à l'examen des performances tant statiques que dynamiques du système. En particulier, les suivantes analyses doivent être conduites :

Écoulement de charge : But de l'analyse : vérification des limites du courant dans les lignes et transformateurs tant en condition N que N-1. Les simulations doivent être appliquées aux situations d'exploitation estimées les plus contraignantes tout en considérant les niveaux prévisionnels de la charge et la configuration du réseau prévue lors de la mise en service du nouveau groupe de production;

Évaluation des niveaux de court circuits : But de l'analyse : vérification de la « compliance » de la capacité de coupure et de fermeture des disjoncteurs vis-à-vis des nouveaux niveaux de courant de court circuit. Les vérifications doivent être conduites en référence aux situations prévisionnelles du système caractérisées par le « unit commitment » des unités de génération les plus élevées et le « maillage » maximal du réseau.

Profil de tension : But de l'analyse: vérification des valeurs de tension dans les postes du réseau en condition de sécurité N et N-1 et définition des mesures aptes à garder ces valeurs entre les limites d'exploitation admissibles ; vérification des marges de puissance réactive face au point d'écroulement de tension;

Analyses dynamiques face aux grandes perturbations (transient stability): But de l'analyse : vérification du maintien du synchronisme des rotors des nouveaux groupes face aux court-circuits dans le réseau ; vérification de la stabilité dynamique de tension ;

Stabilité face aux petites perturbations (steady state stability): But de l'analyse : vérification qu'aucune oscillation non-amorcée puisse se vérifier suite à l'occurrence de perturbation de faible intensité ;

Stabilité de la fréquence : But de l'analyse : vérification que face à perturbations qui causent un îlotage du système, en aucun île électrique la déviation de fréquence par rapport à sa valeur nominale ne dépasse pas les limites acceptables par le groupe de génération

Etudes « ad hoc » dans le cas d'adoption de solutions non conventionnelles : L'adoption de solutions non conventionnelles requiert normalement des évaluations spécifiques liées aux caractéristiques des équipements proposés. Les solutions non conventionnelles peuvent être classées comme suit :

- Mise en place d'équipements spéciaux de protections (SPS : Special Protection Systems) ou d'automates de déclenchements basés sur une coordination entre mesures de valeurs physiques, télécommunications et élaboration de l'information ;
- Transport de courant en courant continu ;
- Compensation série afin de réduire la distance électrique entre groupe de génération et centre de charge ;
- Transformateur déphaseur pour dérouter la puissance vers les couloirs les moins chargés ;
- Dispositifs basés sur l'électronique de puissance : « FACTS devices ».

Suite à l'exécution des études sus-mentionnées le Gestionnaire du Réseau propose la (ou les) meilleure(s) solution(s) du point de vue technique, environnemental et économique. Il est à remarquer que de la part de l'investisseur dans une nouvelle centrale ou groupe de production les analyses à effectuer sont tout à fait différentes, étant essentiellement visées à évaluer la possibilité de dispatching en relation aux prix du marché de façon à estimer les recettes annuelles associées à la nouvelle génération. Ces analyses requièrent l'utilisation de simulateurs du « marché électrique », qui se basent sur scénarios de évaluation de la demande, du parc de génération et de prix des combustibles.

4.2 Le contexte spécifique

L'entrée en service du nouveau groupe de production Flamanville EPR3 pose des problèmes dans le réseau de transport liés essentiellement à :

- Charge des lignes THT de transport qui doivent acheminer une puissance additionnelle de 1600 MW ;
- Profil de tension, surtout vers la Bretagne ;
- Stabilité des groupes de Flamanville face aux perturbations de réseau.

Le site de Flamanville est en effet très éloigné des poches de charge et les lignes qui connectent cette centrales peuvent ne pas être suffisamment « fortes » en cas de défaut d'un circuit.

Afin d'identifier les solutions optimales pour l'introduction du nouveau groupe de Flamanville, l'activité de Audit a été conduite selon les suivantes étapes :

- évaluation des nouvelles valeurs d'écoulement de charge et de profil de tension avec le nouveau groupe, mais sans aucun renforcement de réseau ; cet évaluation a été conduite en exécutant des simulations numériques en utilisant le progiciel SPIRA développé par CESI ;
- définition du couloir le plus favorables et des possibles renforcements de réseau en considérant les suivants axes :
 - un axe terrestre vers l'est en direction de Rouen ;
 - un axe terrestre vers le sud-est en direction du Mans ;
 - un axe terrestre vers le sud en direction de Rennes ou de Laval ;
 - un axe sous-marin vers l'est en direction du Havre ;
 - une axe sous-marin vers l'ouest en direction de Plaine Haute .
- vérification de la stabilité transitoire des groupes de génération de Flamanville. Les analyses ont été basées sur les documents fournis par RTE.

Toutes les études ont été référées à la date prévisionnelle pour l'entrée en service du groupe Flamanville EPR3, c'est-à-dire l'année 2012.

4.2.1 Critères de Sécurité et hypothèses

Pour garantir la sûreté d'exploitation les critères adoptés par RTE ont été considérés. Ces critères se basent sur le concept de sécurité préventive face au défaut d'un composant du système de génération-transport en accord à ce qui est prévu par les règles de UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité)⁷. En particulier :

- le système ne doit présenter aucune violation des contraintes suite au déclenchement d'un circuit ou d'un groupe de génération ;

⁷ UCTE Operational Handbook disponible sur le site www.ucte.org

- la marge de stabilité à garantir doit être au moins 50 ms par rapport au temps normal d'élimination du défaut égal à 85 ms ; ce qui signifie un CCT (Critical Clearing Time) égal ou supérieur à 135 ms.

En ce qui concerne les hypothèses de l'étude, on a considéré la charge de pointe d'hiver prévisionnelle pour l'année 2012 comme la condition la plus contraignante pour l'évaluation des écoulements de charge et de profil de tension.

Le modèle de réseau comprend les lignes THT (400-225 kV) et les postes de transformation du Nord et Nord-Ouest de la France tandis que pour la partie restante on utilise un équivalent statique avec frontière recoupée dans les nœuds suivants à 400kV et 225kV:

Code Sommet	Nom	Tension [kV]
ARGOES61	ARGOEUVES	225
ARGOES71	ARGOEUVES	400
BXLIES61	BEAULIEU	225
CBRY S71	CHAMBRY	400
CHESNS71	CHESNOY (LE)	400
CHESNS72	CHESNOY (LE)	400
CHEVAS71	CHEVALET	400
EGUZOS61	EGUZON	225
EGUZOS62	EGUZON	225
EGUZOS71	EGUZON	400
GAUGLS71	GAUGLIN	400
GAVRES61	GAVRELLE	225
GRANZS61	GRANZAY	225
GRANZS71	GRANZAY	400
LATENS61	LATENA	225
MARMAS71	MARMAGNE	400
MORBR71	MORBRAS	400
MORBR72	MORBRAS	400
NIORTS61	NIORT	225
TABARS61	TABARDERIE	225

Tableau 4-1 – Sommets de frontière entre réseau THT du Nord-Ouest et équivalent du réseau

4.2.2 Simulations effectuées

4.2.2.1 Solution minimale qui consiste à ne construire aucun nouvel ouvrage dans la région

Le système électrique non renforcé et en présence du nouveau groupe de génération EPR3 à Flamanville (production nette de 1600MW) ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort, c'est à dire la marge de stabilité est inférieure à 50 ms par rapport au temps normal d'élimination du défaut de 85 ms . Par contre, le système non renforcé est apte à acheminer la puissance additionnelle vers les centres de charge en conditions de réseau intègre (N), en respectant les contraintes de tension sur les jeux de barres et les limites de charge en courant des lignes et des transformateurs. Il est à remarquer que les tensions dans la zone de Launay, Domloup et Plaine Haute sont assez faibles.

Les tableaux suivants (Tableau 4-2et Tableau 4-3) montrent les valeurs des tensions sur les barres à 400 kV et les transits sur les lignes de transmission à 400 kV relatives à la zone d'intérêt de l'étude (régions du Cotentin-Maine et de la Bretagne).

Sommet	Tension nominale [kV]	Tension d'exploitation [kV]
--------	-----------------------	-----------------------------

FLAMANVILLE EPR3	400	412
MENUEL	400	407
TERRETTE 1	400	409
TERRETTE 2	400	404
TOURBE	400	397
LAUNAY	400	383
DOMLOUP	400	386
LOUISFERT 1	400	392
LOUISFERT 2	400	391
QUINTES (LES)	400	396
CORDEMAIS POSTE	400	400
PLAINE HAUTE	400	386
MARTYRE (LA) 1	400	408
MARTYRE (LA) 2	400	407

Tableau 4-2 – Tensions d’exploitations en condition de pointe d’hiver année 2012 avec le nouveau groupe de Flamanville EPR3 et sans aucun renforcement de réseau (Pgen=4260)

Ligne	Transit de Puissance [P(MW)+jQ (Mvar)]	I/Imax [p.u.]
MENUEL – TERRETTE 1	223 – J 73	0.09
MENUEL – TERRETTE 2	564 + J 64	0.22
MENUEL – LAUNAY	1583 + j 502	0.64
MENUEL – LAUNAY	1583 + j 502	0.64
LAUNAY – DOMLOUP	1278 – j 61	0.53
LAUNAY – DOMLOUP	1277 – j 61	0.53
DOMLOUP – PLAINE HAUTE	527 – j 46	0.33
DOMLOUP – PERTRE	-141 – j 122	0.08
DOMLOUP – SABLE DU TGV	-107 – j 114	0.06
DOMLOUP – LOUISFERT 1	658 – j 189	0.42
DOMLOUP – LOUISFERT 2	657 – j 189	0.42
LOUISFERT 1 – CORDEMAIS	513 – j 228	0.35
LOUISFERT 2 – CORDEMAIS	513 – j 228	0.35
CORDEMAIS – MORBILLON	615 – j 72	0.39
CORDEMAIS – LA MARTYRE	374 – j 102	0.23

Tableau 4-3 – Transits sur les lignes en condition de pointe d’hiver année 2012 avec le nouveau groupe de Flamanville EPR3 et sans aucun renforcement de réseau (Pgen=4260)

Par contre le système électrique n'est pas apte à maintenir conditions acceptables de fonctionnement en cas de déclenchement d'un circuit à 400kV (condition N-1). Dans le tableau Tableau 4-4 sont énumérées les contingences les plus critiques qui causent l'effondrement du réseau dans la zone en examen, surtout pour écroulement de tension.

N-1 Ligne	Résultat
MENUEL - LAUNAY MENUEL - LAUNAY CORDEMAIS - LA MARTYRE CORDEMAIS - MORBILLON DOMLOUP - PLAINE HAUTE	Pas de convergence surtout pour baisse de tension

Tableau 4-4 – Système électrique non renforcé : contingences les plus critiques sur les lignes 400 kV qui provoquent l'effondrement du réseau

Il faut donc prévoir renforcements convenables de réseau afin d'assurer une exploitation sûre et fiable du système, surtout en ce qui concerne le maintien du synchronisme en cas de court-circuit et la bonne exploitation du réseau en conditions dégradée, c'est-à-dire les conditions résultantes de l'avarie d'un ouvrage (situation de « N-1 »).

4.2.3 La détermination du couloir de renforcement le plus favorable

Parmi les solutions faisables la plus immédiate est le renforcement du réseau par moyen d'une ligne électrique aérienne, qui augmente le lien synchronisant et donc la marge de stabilité et permet de faire face aux contingences critiques.

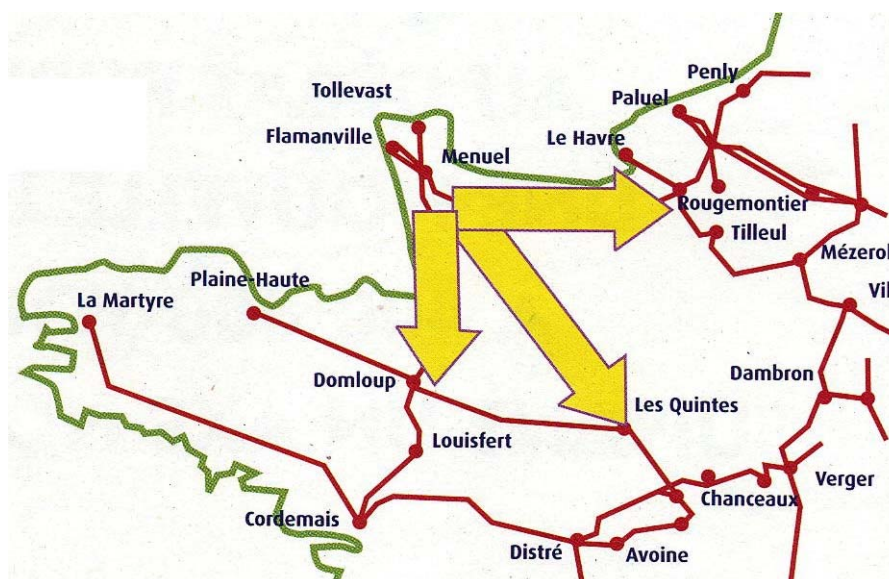
Pour déterminer tout d'abord le couloir le plus favorable du point de vu du marge de stabilité, de l'écoulement de charge et profil de tension, on a examiné les solutions en ligne aérienne THT 400 kV.

Les possibles couloirs envisagés, compte tenu de l'efficacité pour garantir le synchronisme dans la zone de Flamanville 3, sont les parcours selon les axes suivants:

- axe Nord-Sud (en direction de Rennes ou de Laval)
- axe Sud-Est (en direction du Mans)
- axe Est (en direction de Rouen).

En prévision de ces renforcements il faut prévoir un « poste amont » (par rapport à la direction d'écoulement de puissance issue de Flamanville) qui fonctionne de point d'ancrage de la nouvelle ligne, pour éviter que les transits provenant du nord de la France ne montent plus jusqu'à Manuel. Ce poste peut donc se situer entre Manuel et les environs de la commune de Périers, lieu de séparation des deux lignes existantes divergents vers les axes Sud (Launay-Domloup) et Est (Terrette-Tourbe-Rougemontiers).

De cette manière on évite de construire 40 km de ligne supplémentaire en double circuit de Manuel au « poste amont », qui constitue la première tranche de la nouvelle ligne, quelconque soit le « poste aval » sur l'axe du renforcement choisi.



L'étude exécutée dans l'hypothèse de renforcement en ligne aérienne en double circuit – comme il est reporté dans les chapitres suivants – a montré que le renforcement selon l'axe Nord-Sud est le plus convenable sous tous les points de vue, parce qu'il assure un lien synchronisant suffisamment fort et il permet en même temps d'acheminer la puissance vers les gros centres de charge de l'ouest à travers le chemin le plus bref en respectant toutes les contraintes du réseau tant en conditions intègre (N) que en conditions d'avarie d'un ouvrage (N-1).

4.3 Les alternatives étudiées

Les alternatives examinées pour un possible renforcement du réseau peuvent être classées en deux catégories:

- solutions terrestres
- solutions sous-marines.

Solutions terrestres

Les renforcements suivants du réseau ont été analysés:

- Ligne aérienne additionnelle à double circuit à 400 kV
Trois axes ont été considérés et précisément :
 - un axe vers le Sud, en direction de Rennes ou de Laval
 - un axe vers le Sud-Est, en direction du Mans
 - un axe vers l'Est, en direction de Rouen
- Ligne aérienne additionnelle à simple circuit à 400 kV
Un axe seulement a été étudié et précisément :
 - L'axe vers le Sud, en direction de Rennes ou de LavalToutes les alternatives suivantes ont été analysées seulement pour l'axe Nord-Sud (le plus favorable)
- Reconstruction en quadruple circuit THT 400 kV de la ligne Manuel-Launay-Domloup
- Ligne en courant continu en parallèle à la ligne 400 kV Manuel-Domloup existante
- Ligne aérienne en courant continu en utilisant la ligne à double circuit 400 kV Manuel-Domloup existante en courant alternatif
- Câble à isolation synthétique (CIS ou XLPE)
- Câble à isolation gazeuse (CIG)
- Ligne mixte : câble + ligne aérienne en deux hypothèses de longueur de câble, 20% et 40% (environ 30 km et 60 km) de la longueur totale de la ligne (environ 150 km)
- Compensation série à Rougemontiers d'environ 50% de la réactance des lignes vers Terrette et Tourbe plus une nouvelle ligne aérienne à simple circuit sur l'axe nord-sud.
- Compensation série à Rougemontiers d'environ 50% de la réactance des lignes vers Terrette et Tourbe plus une ligne aérienne HVDC en courant continu à simple circuit de Manuel à Domloup.

Solutions sous-marines

- Ligne en courant continu vers le Havre
- Ligne en courant continu vers Plaine Haute

4.3.1 Solutions terrestres

Dans la suite sont reportées les renforcements du réseau en solution terrestre prises en compte dans l'étude.

4.3.1.1 Ligne aérienne additionnelle à double circuit à 400 kV

Comme déjà dit au chapitre précédent, la ligne aérienne additionnelle à double circuit à 400 kV est le renforcement le plus immédiat, considéré selon les axes suivants :

- un axe vers le Sud, en direction de Rennes ou de Laval
- un axe vers le Sud-Est, en direction du Mans
- un axe vers l'Est, en direction de Rouen

Tous ces renforcements sont rattachés d'une partie à un « poste amont » (par rapport à la direction d'écoulement de puissance issue de Flamanville) et de l'autre à un « poste aval ».

Le « poste amont » est toujours le même, c'est-à-dire un poste situé entre le poste de Manuel et les environs de la commune de Périers.

Le « poste aval » est envisagé :

- Pour l'axe vers le Sud en direction de Rennes ou de Laval :
 - au poste existant de Domloup (à l'est de Rennes – département de Ille-et-Vilaine), ou à un nouveau poste à proximité de la commune du Pertre (département de Ille-et-Vilaine) ou à un nouveau poste près de Laval (département de la Mayenne)
- Pour l'axe vers le Sud-Est en direction du Mans :
 - au poste existant de Les Quintes (département de La Sarthe)
- Pour l'axe vers l'Est en direction de Rouen :
 - au poste existant de Rougemontiers (département de l'Eure)

4.3.1.1.1 Ligne THT 400 kV aérienne en double circuit sur l'axe Nord-Sud

Le renforcement prévu est constitué par une ligne aérienne en double circuit de longueur 160km sur l'axe Nord-Sud (« poste amont » - « poste aval »). Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le nord-ouest de la France et en particulier en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont » - Launay (qui on a supposé avoir remplacé la ligne Manuel-Launay). Dans le tableau suivant **Tableau 4-5** on montre la puissance active et réactive et l'exploitation correspondant des lignes à partir du « poste amont ».

Axe Nord-Sud Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » - « poste aval »	774.4	35.9	0.30
« poste amont » - « poste aval »	774.4	35.9	0.30
« poste amont » - Launay	1088.2	124.7	0.43
« poste amont » - Launay	1088.2	124.7	0.43
« poste amont » - Terrette 1	-74.2	-26.3	0.03
« poste amont » - Terrette 2	286.7	84.6	0.12
Lignes 400 kV	3937.7	379.5	

Tableau 4-5 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud, 160km, double circuit. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Dans le tableau **Tableau 4-6** suivant on montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignants relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval »	Positif: l'autre circuit en parallèle est chargé au 40% (1018MW)
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-6 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160km double circuit. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignants relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.1.2 Ligne THT 400 kV aérienne en double circuit sur l'axe Sud-Est

Le renforcement prévu est constitué par une ligne aérienne en double circuit de «poste amont » vers le Sud-Est, en direction du Mans de longueur 190km.

Cette ligne, ayant une longueur supérieure par rapport celle de l'axe Nord-Sud, résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et l' exploitation correspondant des lignes à partir de « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » Quintes	550.9	-12.6	0.22
« poste amont » Quintes	550.9	-12.6	0.22
« poste amont » Launay	1295.7	194.0	0.51
« poste amont » Launay	1295.7	194.0	0.51
« poste amont » Terrette 1	-59.8	-33.3	0.03
« poste amont » Terrette 2	304.1	80.0	0.12

Lignes 400 kV
3937.5
409.5
Tableau 4-7 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160km double circuit. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Comme on peut remarquer par rapport au cas précédent (axe Nord-Sud), l'écoulement de puissance sur l'axe vers Les Quintes diminue d'environ 450MW et le transit sur les lignes « poste amont »-Launay augmente pratiquement de la même entité: ce qui signifie une efficacité plus petite du renforcement vers le Sud-Est par rapport à celui vers le Sud. Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - Quintes (Les)	Positif: - l'autre circuit en parallèle est chargé au 28% (711MW) - les circuits « poste amont »-Launay sont chargés au 57% chacun (2x1419MW)
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-8 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160km double circuit. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.1.3 Ligne THT 400 kV aérienne sur l'axe vers l'Est

Le renforcement prévu est constitué par une ligne aérienne en double circuit du « poste amont » jusqu'à Rougemontiers de longueur 168 km. On constate que cette solution ne résout pas les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France, détectés dans le réseau sans renforcements. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes à partir du « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » Rougemontier	-36.0	-78.3	0.03
« poste amont » Rougemontier	-36.0	-78.3	0.03
« poste amont » Launay	1654.8	354.0	0.67
« poste amont » Launay	1654.8	354.0	0.67
« poste amont » Terrette 1	150.8	-82.8	0.07
« poste amont » Terrette 2	548.3	54.3	0.22
Lignes 400 kV	3936.7	522.9	

Tableau 4-9 – Renforcement en ligne aérienne axe vers l'Est, 168 km, double circuit. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Comme on peut remarquer par rapport au cas avec renforcement en double circuit « poste amont »-« poste aval » (axe Nord-Sud), l'écoulement de puissance sur le nouvel axe vers Rougemontiers est négligeable et le transit sur les lignes de « poste amont » vers Launay est essentiellement le même que dans le cas sans renforcements : ce qui veut dire une efficacité nulle de ce renforcement. Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats

« poste amont » - Rougemontiers	Positif: - l'autre circuit en parallèle est chargé au 4% (-44MW) - les circuits « poste amont »-Launay sont chargé au 67% (1649MW)
« poste amont » - Launay	- l'autre circuit en parallèle est chargé au 102% - La tension à Launay est de 362kV et à Laval de 198kV
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Pas de convergence
Cordemais - La Martyre	Pas de convergence

Tableau 4-10 – Renforcement en ligne aérienne axe Est, 168 km, double circuit. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.2 Ligne aérienne additionnelle à simple circuit à 400 kV

Ce renforcement est constitué par une ligne aérienne en simple circuit de longueur 160km sur l'axe Nord-Sud (« poste amont » - « poste aval »). Cette ligne à simple circuit résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France, particulièrement en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont » - « poste aval ». Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	<i>MW</i>	<i>Mvar</i>	<i>I/Imax (p.u.)</i>
« poste amont » - « poste aval »	1018.0	95.9	0.40
« poste amont » - Launay	1279.2	186.0	0.51
« poste amont » - Launay	1279.2	186.0	0.51
« poste amont » - Terrette 1	-5.7	-52.9	0.03
« poste amont » - Terrette 2	366.2	64.7	0.15
Lignes 400 kV	3936.9	479.7	

Tableau 4-11 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160km à simple circuit. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval »	Positif: - les circuits « poste amont »-Launay sont chargés au 66% (2x1642MW)
« poste amont » - Launay	Positif: L'autre circuit en parallèle est chargé au 84% (2073MW) La ligne « poste amont » - « poste aval » est chargé au 52% (1294MW)
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	- le transformateur A3 à Launay est chargé au 123%

Cordemais - La Martyre
Positif
Tableau 4-12 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160 km à simple circuit. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV
4.3.1.3 Reconstruction en quadruple circuit THT 400 kV de la ligne Menuel-Launay-Domloup

Le renforcement prévu est constitué par la reconstruction de la ligne existante en double circuit de Menuel à Launay et de Launay à Domloup avec une ligne aérienne en quadruple circuit du « poste amont » à Menuel et de Menuel à Domloup sur le même parcours. Cette liaison a une longueur totale d'environ 154 km (≈83.3km-« poste amont »-Menuel + ≈70.6km Menuel-Domloup).

Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et a la même efficacité de la ligne double circuit « poste amont »-« poste aval ». Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » Launay	929.9	76.5	0.36
« poste amont » Launay	929.9	76.5	0.36
« poste amont » Launay	929.9	76.5	0.36
« poste amont » Launay	929.9	76.5	0.36
« poste amont » Terrette 1	-71.5	-24.8	0.03
« poste amont » Terrette 2	289.5	85.9	0.12
Lignes 400 kV	3937.6	367.1	

Tableau 4-13 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160km quadruple circuit. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - Launay	les autres trois circuit en parallèle sont chargés à 48% chacune (3x1209MW)
Launay – Domloup	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-14 – Renforcement en ligne aérienne axe Nord-Sud 160km quadruple circuit. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV
4.3.1.4 Ligne en courant continu en parallèle à la ligne 400 kV Menuel-Domloup existante

Le renforcement du réseau consiste dans la construction d'une ligne ayant une longueur de 189 km en courant continu (HVDC), qui transporte 1600MW, en parallèle à la ligne existante 400 kV double circuit en courant alternatif Menuel-Launay-Domloup. Dans les stations de conversion (rectification/inversion du courant) on a estimé que la consommation de puissance réactive est d'environ 50% de la puissance active (à chaque côté), qui doit être compensée normalement pour les 2/3. Etant la puissance de dimensionnement de la liaison HVDC Menuel-Domloup de 1600MW, l'absorption de puissance réactive est donc de 800MVar à chaque côté et la compensation doit être d'environ 530MVar. Le réseau doit avoir la possibilité de fournir tant à la station d'inversion (Menuel) que de conversion (Domloup), environ 270 MVar. Cette ligne en courant continu résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et a la même efficacité de la ligne double circuit «poste amont»-«poste aval». Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au «poste amont».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
Menuel Domloup	1600.0	-	-
Menuel Launay	997.0	156.5	0.39
Menuel Launay	997.0	156.5	0.39
Menuel Terrette 1	22.2	-40.4	0.02
Menuel Terrette 2	337.1	68.0	0.13
Lignes 400 kV	3953.3	340.6	
Rougemontiers Terrette 1	181.9	-98.4	0.10
Rougemontiers Tourbe	604.4	62.9	0.28

Tableau 4-15 – Renforcement avec ligne en courant continu Menuel-Domloup. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
<i>Menuel - Domloup HVDC</i>	Positif
<i>Menuel - Launay</i>	Positif
<i>Menuel - Terrette 1</i>	Positif
<i>Menuel - Terrette 2</i>	Positif
<i>Domloup - Plaine Haute</i>	Positif
<i>Cordemais - La Martyre</i>	Positif

Tableau 4-16 – Renforcement avec ligne en courant continu Menuel-Domloup. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.5 *Ligne aérienne en courant continu en utilisant la ligne à double circuit existante en courant alternatif*

Cette solution n'est pas faisable, car la transformation de la ligne existante Menuel-Domloup en courant continu implique sa mise hors service pour plusieurs mois et pendant cette période il est impossible d'exploiter tous les groupes de la centrale de Flamanville. De plus, cette solution, basée sur un couloir Nord-Sud tout en courant continu, ne garantit pas un suffisant line synchronisant (marge de stabilité inacceptable).

4.3.1.6 *Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [double tricâble - 1 station intermédiaire]*

Le renforcement prévu est constitué par une ligne souterraine à double tricâble (cet à dire en double circuit) en technologie CIS, de longueur 160km avec une station intermédiaire pour la compensation de la puissance réactive. Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France, et notamment en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble considéré sont illustrés ci-dessous.

Câble unipolaire sec "transposé" enterré à trèfle - fréquence 50 Hz - température 40° C

Câble	I _n [A]	Amax [GVA]	Résistance [Ω/km]	Inductance [mH/km]	Réactance [Ω/km]	Capacité [nF/km]	NOTE
CIS							
RE4H1H5E (1x2500mm ²)	2564 (été) 3124 (hiver)	1.78 2.16	0.0143	0.350	0.11	234	<i>Enterré en tranchée</i>

La compensation de puissance réactive a été considérée à chaque borne du câble, c'est à dire tant côté « poste amont » que côté « poste aval » et en plus au milieu du câble (à 80km des extrémités). Le tableau suivant montre la compensation de puissance réactive nécessaire pour la bonne exploitation du câble sans dépasser les limites de tension imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamanville.

Compensation pour chaque tricâble		Total Selfs
Selfs côte :	[Mvar]	[Mvar]
« poste amont » 400 kV	750	1500 (2x750)
Milieu du câble	2x250	1000 [2x(2x250)]
« poste aval » 400 kV	500	1000 (2x500)
TOTAL		3500

Tableau 4-17 – Compensation aux bornes de chaque câble et à son milieu

Dans ce cas les tensions sur les câbles ont les valeurs suivantes:

405kV côté « poste amont » 400kV
 406kV au milieu des câbles
 401kV côté « poste aval » 400kV

Il est possible aussi de compenser les câbles seulement aux extrémités. En ce cas la quantité totale de compensation ne change pas (3500Mvar), mais sa distribution varie comme suit:

Compensation pour chaque tricâble		Total Selfs
Selfs côte :	[Mvar]	[Mvar]
« poste amont » 400 kV	1000	2000 (2x1000)
« poste aval » 400 kV	750	1500 (2x750)
TOTAL		3500

Tableau 4-18 – Solution avec compensation seulement aux bornes de chaque câble

Dans ce cas les tensions sur les câbles sont de :

405kV côte « poste amont » 400kV
 413kV à la moitié des câbles
 401kV côte « poste aval » 400kV

Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval » Câble	1110.2	183.9	0.59
« poste amont » « poste aval » Câble	1110.2	183.9	0.59
« poste amont » Launay	840.1	48.9	0.33
« poste amont » Launay	840.1	48.9	0.33
« poste amont » Terrette 1	-153.3	-32.6	0.06
« poste amont » Terrette 2	189.6	65.2	0.08
Lignes 400 kV	3936.9	498.2	

Tableau 4-19 – Renforcement en double tricâble à isolant sec Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » Câble CIS	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-20 – Renforcement en double tricâble à isolant sec Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

Pour la mise en tension des câbles on a été considéré le cas pire, c'est-à-dire la mise en tension du deuxième tricâble étant le premier tricâble déjà en service. Même en cette situation très contraignante, il n'y a aucun problème, comme on montre ci-dessous:

Mise en tension du deuxième tricâble à partir du « poste amont »

Après la mise en tension de la première partie du câble (80km) les tensions atteignent les valeurs suivantes:

402kV à « poste amont »

406kV au bout en antenne de la première partie du câble (80km)

Après la mise en tension de la deuxième partie du câble (160km) les tensions deviennent:

404kV à « poste amont »

410kV au milieu du câble (80km)

409kV au bout en antenne du câble entier (160km)

Mise en tension du deuxième tricâble à partir du « poste aval »

Après la mise sous tension de la première partie du câble (80km) les tensions atteignent les valeurs suivantes:

400kV à « poste aval »

404kV au bout en antenne de la première partie du câble (total 80km)

Après la mise en tension de la deuxième partie du câble (total 160km) les tensions sont :

396kV à « poste aval »

397kV au milieu du câble (80km)

389kV au bout en antenne du câble entier (160km)

4.3.1.7 Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [double tricâble - 3 stations intermédiaires]

Le renforcement prévu est constitué par une ligne souterraine à double tricâble (cet à dire en double circuit) en technologie CIS, de longueur 160km avec trois stations intermédiaires pour la compensation du puissance réactive. Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et notamment en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble considéré sont les mêmes du cas précédent. La compensation du puissance réactive a été considérée à chaque borne des deux lignes en câble, c'est-à-dire tant côté « poste amont » que côté « poste aval » et en plus aux trois stations intermédiaires sur chacun des huit tranches des câbles de longueur 40km chacun. Le tableau suivant montre la compensation de puissance réactive nécessaire à la bonne exploitation du câble sans dépasser le limites des tensions imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamanville.

Compensation pour chaque tricâble		Total Selfs
Selfs côte :	[Mvar]	[Mvar]
« poste amont » 400 kV	200	400 (2x200)
sous-station 1	2x200	800 [2x(2x200)]

sous-station 2	2x200	800 [2x(2x200)]
sous-station 3	2x200	800 [2x(2x200)]
« poste aval » 400 kV	200	400 (2x200)
TOTAL		3200

Tableau 4-21 – Compensation aux bornes de chaque câble et aux trois stations intermédiaires

Dans ce cas les tensions sur les câbles ont les suivantes valeurs:

410kV	côté « poste amont » 400kV
409kV	à la station intermédiaire n. 1
407kV	à la station intermédiaire n. 2
405kV	à la station intermédiaire n. 3
403kV	côté « poste aval » 400kV

Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/I _{max} (p.u.)
« poste amont » « poste aval » Câble	1109.5	23.7	0.51
« poste amont » « poste aval » Câble	1109.5	23.7	0.51
« poste amont » Launay	844.9	75.1	0.33
« poste amont » Launay	844.9	75.1	0.33
« poste amont » Terrette 1	-158.3	1.2	0.06
« poste amont » Terrette 2	187.8	104.0	0.08
Lignes 400 kV	3938.3	302.8	

Tableau 4-22 – Renforcement en double tricâble à isolant sec et trois stations intermédiaires. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » Câble CIS	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-23 – Renforcement en double tricâble à isolant sec et trois stations intermédiaires. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

Pour la mise en tension des câbles on a été considéré le cas pire, c'est-à-dire la mise en tension du deuxième tricâble étant le premier tricâble déjà en service. Comme on s'attendait cette solution ne

présente aucun problème. Après la mise en tension de la première tranche du câble (40 km sur une longueur totale de 160km) les tensions atteignent les valeurs:

409kV à « poste amont »

410kV à la première station intermédiaire (40km)

411kV à la deuxième station intermédiaire (80km)

412kV à la troisième station intermédiaire (120km)

412kV au bout en antenne du câble (160km).

4.3.1.8 Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [simple tricâble - 3 stations intermédiaires]

Le renforcement prévu est constitué par une ligne souterraine à simple tricâble (c'est-à-dire en circuit simple) en technologie CIS, de longueur 160km avec trois stations intermédiaires pour la compensation de la puissance réactive. Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et notamment en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble sont les mêmes des cas précédents. La compensation de puissance réactive a été considérée à chaque borne de la lignes en câble, c'est-à-dire tant côté « poste amont » que côté « poste aval » et en plus aux trois stations intermédiaires sur chacun des quatre tranches du câble de longueur 40km chacun. Le tableau suivant montre la compensation de puissance réactive nécessaire à la bonne exploitation du câble sans dépasser les limites des tensions imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamerville.

Compensation pour le tricâble		Total Selfs
Selfs côte :	[MVar]	[Mvar]
« poste amont » 400 kV	200	200
sous-station 1	2x200	2x200
sous-station 2	2x200	2x200
sous-station 3	2x200	2x200
« poste aval » 400 kV	200	200
TOTAL		1600

Tableau 4-24 – Compensation aux bornes du câble et aux trois stations intermédiaires

Dans la phase d'énergisation du câble les tensions atteignent les suivantes valeurs, qui sont compatibles avec les limites acceptables pendant l'exploitation:

407kV côté « poste amont » 400kV

404kV à la première station intermédiaire

402kV à la deuxième station intermédiaire

399kV à la troisième station intermédiaire

398kV côté « poste aval » 400kV.

Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval » Câble	1693.7	98.5	0.77
« poste amont » Launay	1036.3	123.8	0.35
« poste amont » Launay	1036.3	123.8	0.35
« poste amont » Terrette 1	-92.9	-26.8	0.03
« poste amont » Terrette 2	264.2	81.6	0.09
Lignes 400 kV	3937.6	400.9	

Tableau 4-25 – Renforcement en simple tricâble - 3 stations intermédiaires. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne. Aucun problème pour la mise en tension du câble n'a été détecté.

Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » Câble CIS	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-26 – Renforcement en simple tricâble - 3 stations intermédiaires. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.9 Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [triple tricâble - 3 stations intermédiaires]

Le renforcement prévu est constitué par une ligne souterraine à triple tricâble (c'est-à-dire en triple circuit) en technologie CIS, de longueur 160km avec trois stations intermédiaires pour la compensation de la puissance réactive. Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et notamment en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble sont les mêmes des cas précédents. La compensation de puissance réactive a été considérée à chaque borne des trois lignes en câble, c'est-à-dire tant côté « poste amont » que côté « poste aval » et en plus aux trois stations intermédiaires sur chacun des douze tranches des câbles de longueur 40km chacun. Le tableau suivant montre la compensation de puissance réactive nécessaire à la bonne exploitation du câble sans dépasser les limites de tension imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamanville.

Compensation pour chaque tricâble		Total Selfs
Selfs côte :	[Mvar]	[Mvar]
« poste amont » 400 kV	200	600 (3x200)
sous-station 1	2x200	1200 [3x(2x200)]
sous-station 2	2x200	1200 [3x(2x200)]
sous-station 3	2x200	1200 [3x(2x200)]
« poste aval » 400 kV	200	600 (3x200)
TOTAL		4800

Tableau 4-27 – Compensation aux bornes des câbles et aux trois stations intermédiaires

Dans ce cas les tensions atteignent les valeurs suivantes:

413kV	côté « poste amont » 400kV
412kV	à la première station intermédiaire
410kV	à la deuxième station intermédiaire
409kV	à la troisième station intermédiaire
408kV	côté « poste aval » 400kV

Aucun problème pour la mise sous tension des câbles n'a été détecté. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval » Câble	825.0	-10.3	0.39
« poste amont » « poste aval » Câble	825.0	-10.3	0.39
« poste amont » « poste aval » Câble	825.0	-10.3	0.39
« poste amont » Launay	752.0	50.8	0.29
« poste amont » Launay	752.0	50.8	0.29

« poste amont » Terrette 1	-190.8	22.1	0.07
« poste amont » Terrette 2	150.6	123.2	0.07
Lignes 400 kV	3938.8	216.0	

Tableau 4-28 – Renforcement en triple tricâble - 3 stations intermédiaires. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » Câble CIS	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-29 – Renforcement en triple tricâble - 3 stations intermédiaires. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.10 Ligne en Câble à Isolation Gazeuse (CIG)

Le renforcement de cet alternative consiste dans une double ligne souterraine entre « poste amont » et « poste aval » de longueur 160km en technologie CIG, constitué par deux tricâbles, c'est-à-dire deux circuits, chacun formé de trois enveloppes unipolaires posées en plat qui contiennent les conducteurs en milieu gazeux. Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et en particulier en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble à isolation gazeuse considéré sont illustrés dans le suivant tableau.

Câble unipolaire gazeuse "**transposé**" enterré en enveloppes - fréquence 50 Hz - température 65° C

Câble CIG	I_n [A]	Amax [GVA]	Résistance [Ω/km]	Inductance [mH/km]	Réactance [Ω/km]	Capacité [nF/km]	NOTE
CIG (Φ=230m m)	2853	2.0	0.0071	0.25	0.0785	55	<i>Enterré en enveloppes</i>

Puisque la valeur de la capacité est plus faible par rapport au câble CIS (55nF/km contre 234 nF/km), l'installation de compensation shunt de la puissance réactive au milieu du câble ne doit pas être prévue. Par conséquent la compensation a été considérée seulement à chaque borne du câble. Le suivant tableau montre la compensation de puissance réactive nécessaire à la correcte exploitation du câble sans dépasser les limites des tensions imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamanville.

Compensation pour chaque tricâble	Total Selfs	
Selfs côte :	[Mvar]	[Mvar]
« poste amont » 400 kV	300	600 (2x300)
« poste aval » 400 kV	100	200 (2x100)
TOTAL		800

Tableau 4-30 – Compensation aux bornes du câble en isolation gazeuse

Dans ce cas les tensions aux extrêmes du câble sont:

407kV côté « poste amont » 400kV

404kV côté « poste aval » 400kV.

Le suivant tableau montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval » CIG	1215.6	148.8	0.61
« poste amont » « poste aval » CIG	1215.6	148.8	0.61
« poste amont » Launay	762.1	32.9	0.30
« poste amont » Launay	762.1	32.9	0.30
« poste amont » Terrette 1	-178.7	-16.0	0.07
« poste amont » Terrette 2	160.5	80.4	0.07
Lignes 400 kV	3937.2	427.8	

Tableau 4-31 – Renforcement avec câble en isolation gazeuse. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » CIG	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-32 – Renforcement avec câble en isolation gazeuse. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.11 Ligne mixte : câble + ligne aérienne double circuit en deux hypothèses de longueur de câble, 20% et 40% (environ 30 km et 60 km) de la longueur totale de la ligne (environ 150 km).

A) longueur du câble 30km

Le renforcement prévu par cette alternative est constitué par une ligne aérienne double circuit de 65km à partir du « poste amont », suivie par un câble CIS souterraine à double tricâble de 30km et enfin terminée par une deuxième tranche de ligne aérienne double circuit de 65km rattachée au « poste aval ». Cette ligne, en configuration de « siphon » résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et en particulier en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble considéré ceux déjà employés dans les cas précédents relatifs aux alternatives en CIS. La compensation de la puissance réactive est nécessaire seulement côté « poste amont ». Le suivant tableau montre la compensation de puissance réactive nécessaire à la correcte exploitation de la ligne mixte sans dépasser les limites des tensions imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamanville.

Compensation pour chaque câble		Total Selfs
Selfs sur le câble :	[Mvar]	[Mvar]
Côte « poste amont » 400 kV	300	600 (2x300)
Côte « poste aval » 400 kV	0	0
TOTAL		600

Tableau 4-33 – Compensation aux bornes des câbles (30 km) dans le cas de ligne mixte

Dans ce cas les tensions sur les deux lignes mixtes en parallèle atteignent les valeurs suivantes:

408kV « poste amont » 400kV

404kV aux extrémités des câbles (trait intermédiaire des lignes) tant côté « poste amont » que côté « poste aval »

401kV « poste aval » 400kV

Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval » Mixte 30	822.4	45	0.32
« poste amont » « poste aval » Mixte 30	822.4	45	0.32
« poste amont » Launay	1053.3	112.0	0.41
« poste amont » Launay	1053.3	112.0	0.41
« poste amont » Terrette 1	-86.2	-23.8	0.03
« poste amont » Terrette 2	272.4	85.6	0.11
Lignes 400 kV	3937.6	375.8	

Tableau 4-34 – Renforcement en ligne mixte aérienne-câble en isolant sec (30 km). Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » Mixte câble 30km	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais – La Martyre	Positif

Tableau 4-35 – Renforcement en ligne mixte aérienne-câble en isolant sec (30 km). Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

En ce qui concerne la mise en tension des câbles (de longueur 30km) aucun problème n'a été détecté.

B) longueur de câble 60km

Le renforcement prévue est constitué par une ligne aérienne double circuit de 50km à partir du « poste amont », suivie par un câble CIS souterraine à double tricâble de 60km et enfin terminée par une deuxième tranche de ligne aérienne double circuit de 50km rattachée au poste de « poste aval ». Cette ligne résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le nord-ouest de la France et en particulier en Bretagne, dus à la surcharge des lignes en situations de « N-1 », surtout en conséquence du hors service d'un des deux circuits « poste amont »-Launay. Les paramètres du câble considéré sont les mêmes des cas précédents. La compensation de puissance réactive est nécessaire seulement côté « poste amont ». Le suivant tableau montre la compensation de puissance réactive nécessaire à la correcte exploitation de la ligne mixte sans dépasser le limites des tensions imposées et surtout les contraintes d'absorption de puissance réactive par les groupes de Flamanville.

Compensation pour chaque câble	Total Selfs	
Selfs sur le câble :	[Mvar]	[Mvar]
Côte « poste amont » 400 kV	600	1200 (2x600)
Côte « poste aval » 400 kV	0	0
TOTAL		1200

Tableau 4-36 – Compensation aux bornes des câbles (60 km) dans le cas de ligne mixte

Dans ce cas les tensions sur les deux lignes mixtes en parallèle atteignent les valeurs suivantes:

408kV « poste amont » 400kV
 404kV sur les câbles (trait intermédiaire des lignes) côté « poste amont »
 407kV sur les câbles (trait intermédiaire des lignes) côté « poste aval »
 403kV « poste aval » 400kV

Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes à partir de « poste amont ».

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval » Mixte 60	875.1	72.2	0.34
« poste amont » « poste aval » Mixte 60	875.1	72.2	0.34
« poste amont » Launay	1015.1	89.5	0.40
« poste amont » Launay	1015.1	89.5	0.40
« poste amont » Terrette 1	-99.3	-23.2	0.04
« poste amont » Terrette 2	256.5	84.1	0.11
Lignes 400 kV	3937.6	384.3	

Tableau 4-37 – Renforcement en ligne mixte aérienne-câble en isolant sec (60 km). Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV à partir du « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval » Mixte câble 60km	Positif
« poste amont » - Launay	Positif
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-38 – Renforcement en ligne mixte aérienne-câble en isolant sec (60 km). Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

En ce qui concerne la mise en tension des câbles (de longueur 60km) aucun problème n'a été détecté.

4.3.1.12 Compensation série à Rougemontiers sur les lignes vers Terrette et Tourbe. Renforcement du réseau avec un ligne aérienne à simple circuit du « poste amont » au « poste aval ».

Pour augmenter le lien synchronisant de Flamanville 3 avec le réseau de transport on a envisagé l'installation d'une compensation série à Rougemontiers (d'environ 50%) sur les lignes reliant Rougemontiers à Terrette et Tourbe. Cette action a l'effet de « raccourcir » du point de vue électrique la distance entre le site Flamanville et les centres de charge. Puisque le réseau sans renforcements additionnels ne peut pas soutenir les contingences à l'Ouest, on a considéré la construction d'une nouvelle ligne aérienne à simple circuit sur l'axe Nord-Sud du « poste amont » au « poste aval » de longueur 160km. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées au « poste amont » et à Rougemontiers.

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
« poste amont » « poste aval »	1057.3	106.6	0.42
« poste amont » Launay	1315.8	199.4	0.52
« poste amont » Launay	1315.8	199.4	0.52
« poste amont » Terrette 1	94.5	-37.1	0.04
« poste amont » Terrette 2	153.5	33.1	0.06
Lignes 400 kV	3936.9	501.4	

Rougemontiers Terrette 1	109.2	-78.5	0.06
Rougemontiers Tourbe	960.1	89.1	0.45

Tableau 4-39 – Renforcement en ligne aérienne à simple circuit en présence de condensateur série à Rougemontiers. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées au « poste amont » et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
« poste amont » - « poste aval »	Positif - les circuits « poste amont »-Launay sont chargés au 68% (2x1676MW)
« poste amont » - Launay	Positif - l'autre circuit en parallèle est chargé au 86% (2119MW) - la ligne « poste amont »-« poste aval » est chargée au 53% (1331MW)
« poste amont » - Terrette 1	Positif
« poste amont » - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	trafo A3 à Launay est chargé au 124%
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-40 – Renforcement en ligne aérienne à simple circuit en présence de condensateur série à Rougemontiers. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.1.13 *Compensation série à Rougemontiers sur les lignes vers Terrette et Tourbe. Renforcement du réseau avec une ligne aérienne HVDC en courant continu à simple circuit de Manuel à Domloup.*

Cet alternative est très similaire à la précédente et consiste dans la même installation d'une compensation série à Rougemontiers, mais le renforcement du réseau sur l'axe Nord-Sud, de Manuel à Domloup, est achevé par l'installation d'une ligne en courant continu d'une longueur de 189 km. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées à Manuel et à Rougemontiers.

Conditions N	MW	Mvar	I/I _{max} (p.u.)
Manuel Domloup	1600.0	-	-
Manuel Launay	1040.6	168.6	0.41
Manuel Launay	1040.6	168.8	0.41
Manuel Terrette 1	114.0	-6.2	0.04
Manuel Terrette 2	158.1	48.7	0.06
Lignes 400 kV	3953.3	379.9	
Rougemontier Terrette 1	89.8	-137.5	0.08
Rougemontier Tourbe	955.8	44.3	0.45

Tableau 4-41 – Renforcement en ligne en courant continu en présence de condensateur série à Rougemontiers. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées à Manuel et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
Manuel - Domloup HVDC	Positif
Manuel - Launay	Positif

Menuel - Terrette 1	Positif
Menuel - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	trafo A3 à Launay est chargé au 120%
Cordemais - La Martyre	Positif

Tableau 4-42 – Renforcement en ligne en courant continu en présence de condensateur série à Rougemontiers. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.2 Solutions sous-marines

4.3.2.1 Ligne en courant continu vers Le Havre

Le renforcement du réseau considéré consiste dans une ligne aérienne terrestre /sous-marine en courant continu (HVDC). La ligne terrestre, ayant une capacité de 1600 MW, devrait connecter le poste de Menuel jusqu'aux alentours de Huberville-La-Mer (environ 30km terrestres) et de Huberville-La-Mer aux environs du Havre (à peu près 110km sous-marine). Dans les stations de conversion (inversion/rectification) l'absorption de puissance réactive est d'environ 50% de la puissance active (à chaque côté), qui doit être compensée normalement pour les 2/3. Etant la puissance de la liaison HVDC Menuel-Le Havre de 1600MW, il en résulte une absorption de puissance réactive de 800Mvar à chaque côté ; ce qui requiert une compensation d'environ 530Mvar. Le réseau doit donc être apte à fournir une puissance d'environ 270 Mvar tant à la station de rectification (Menuel) que de inversion (Le Havre). On constate que cette ligne ne résout aucun problème d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France détecté dans le réseau sans renforcements. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées à Menuel.

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
Menuel Le Havre	1600.0	-	-
Menuel Launay	1352.3	254.1	0.54
Menuel Launay	1352.3	254.1	0.54
Menuel Terrette 1	-325.8	37.0	0.13
Menuel Terrette 2	-26.9	135.8	0.05
Lignes 400 kV	3951.9	681.0	

Tableau 4-43 – Renforcement en ligne sous-marine vers Le Havre . Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Comme on peut remarquer par rapport au cas avec renforcement en double circuit « poste amont »-Rougemontiers (axe vers l'Est), l'écoulement de puissance sur le nouvel axe en courant continu vers Le Havre revient partiellement vers Menuel provenant de Terrette. Le transit sur les lignes de Menuel vers Launay est comparable à celui obtenu dans le cas avec renforcements en double ligne aérienne « poste amont »-Les Quintes (axe Sud-Est) (voir par. 4.3.1.1.2).

Le suivant tableau montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées à Menuel, en Bretagne et en Seine Maritime.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
Menuel - Le Havre HVDC sous-marine	Positif
Menuel - Launay	V basses : Launay 362kV - Laval 198kV
Menuel - Terrette 1	Positif
Menuel - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Pas de convergence
Cordemais - La Martyre	V basses : Plaine Haute 369kV
Cordemais - Morbillon Poste Source	Pas de convergence
Le Havre - Rougemontiers	l'autre ligne est chargée au 180%

Tableau 4-44 – Renforcement en ligne sous-marine en courant continu Menuel-Le Havre 140km Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

4.3.2.2 Ligne en courant continu vers Plaine Haute

Le renforcement du réseau considéré est une ligne aérienne/sous-marine/aérienne d'une longueur totale environ 180 km en courant continu (HVDC) ayant une capacité de 1600MW. La ligne est composée des suivants tronçons : de Menuel à l'Ouest vers la côte de la mer (20 km terrestres) ; de la côte de la mer du Cotentin vers Pont-Rolland en Bretagne (140km sous-marine) et de Pont-Rolland à Plaine Haute (20 km terrestres). Dans les stations de conversion (inversion/rectification) l'absorption de puissance réactive est d'environ 50% de la puissance active (à chaque côté), qui doit être compensée normalement pour les 2/3. Etant la puissance de la liaison HVDC Menuel-Plaine Haute de 1600MW, il en résulte une absorption de puissance réactive de 800Mvar à chaque côté ; ce qui requiert une compensation d'environ 530Mvar. Le réseau doit donc être apte à fournir une puissance d'environ 270 Mvar tant à la station de rectification (Menuel) que d'inversion (Plaine Haute). On a vérifié que dans ce cas spécifique, étant le niveau de court circuit dans la zone de Plaine Haute très faible, il faut compenser totalement l'absorption de puissance réactive (800Mvar) de la station de conversion pour augmenter la tension à Plaine Haute de 365kV jusqu'à 394kV en condition « N ». On remarque aussi que le transformateur A3 à Plaine Haute est chargé au 158% en condition « N » ; il faut dupliquer la capacité de transformation pour permettre une exploitation acceptable du réseau dans cette zone. De plus, cette liaison ne résout aucun problème d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France détecté dans le réseau sans renforcements. Le tableau suivant montre la puissance active et réactive et le niveau d'exploitation des lignes connectées à Menuel.

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
Menuel Plaine Haute	1600.0	-	-
Menuel Launay	1005.5	122.4	0.39
Menuel Launay	1005.5	122.4	0.39
Menuel Terrette 1	14.2	-33.5	0.01
Menuel Terrette 2	328.4	73.9	0.13
Lignes 400 kV	3953.6	285.2	

Tableau 4-45 – Renforcement en ligne sous-marine vers Pleine Haute. Transits sur les lignes et exploitation correspondant

Comme on peut remarquer par rapport au cas avec renforcement en double circuit « poste amont »-« poste aval » (axe Nord-Sud), l'écoulement de puissance sur les lignes de Menuel vers Launay est comparable, mais on relève l'impossibilité de faire face au déclenchement de la ligne Domloup-Plaine Haute. Le tableau suivant montre les résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV connectées à Menuel et en Bretagne.

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
Menuel - Plaine Haute HVDC sous-marine	aucune aggravation au réseau déjà critique en N
Menuel - Launay	aucune aggravation au réseau déjà critique en N
Menuel - Terrette 1	aucune aggravation au réseau déjà critique en N
Menuel - Terrette 2	aucune aggravation au réseau déjà critique en N
Domloup - Plaine Haute	Pas de convergence
Cordemais - La Martyre	aucune aggravation au réseau déjà critique en N
Cordemais - Morbras Poste Source	trafo A3 à Launay est chargée au 170%

Tableau 4-46 – Renforcement en ligne sous-marine vers Pleine Haute. Résultats principaux en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs aux lignes 400kV

Afin de résoudre la contingence la plus critique (déclenchement de ligne 400kV Domloup – Plaine Haute), on doit renforcer le système a l'Ouest selon les mesures suivantes:

- Construire une ligne aérienne 400kV Plaine Haute - La Martyre
- Ajouter d'un transformateur 400/225kV à Plaine Haute de 600MVA

ou :

- Ajouter 3x600MVA - 400/225kV transformateurs à Plaine Haute
- Doubler les lignes 225kV P.Haute-Brennilis-La Martyre (109km)
- Doubler la ligne 225kV Tregueux- ZDO (24km)

4.3.3 Remarques sur les analyses et les résultats obtenus

Les résultats obtenus nous permettent de tirer les suivantes conclusions:

Solutions terrestres

Aucun renforcement dans le système

Le système électrique non renforcé et en présence du nouveau groupe de génération EPR3 à Flamanville (production nette de 1600MW) ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort, c'est-à-dire la marge de stabilité est inférieure à 50 ms par rapport au temps normal d'élimination du défaut de 85 ms .

En revanche, le système non renforcé est apte à acheminer la puissance additionnelle vers les centres de charge en conditions de réseau intègre (N), en respectant les contraintes de tension sur les jeux de barres et les limites de charge en courant des lignes et des transformateurs. Il est à remarquer que les tensions dans la zone de Launay, Domloup et Plaine Haute sont assez faibles.

D'ailleurs le système non renforcé n'est pas apte à maintenir conditions acceptables de fonctionnement en cas d'hors service (condition N-1) des lignes importantes à 400kV MENUUEL - LAUNAY, CORDEMAIS - LA MARTYRE, CORDEMAIS - MORBILLON et DOMLOUP - PLAINE HAUTE. Donc des renforcements du réseau dans la zone de Flamanville se révèlent nécessaires.

Ligne aérienne additionnelle à simple circuit à 400 kV selon un axe vers le Sud, en direction de Rennes ou de Laval

En cas de panne le lien synchronisant n'est pas assuré, bien que du point de vue de l'écoulement de la charge on obtienne un résultat comparable à ce de la solution avec une ligne à double circuit.

Ligne aérienne additionnelle à double circuit à 400 kV selon un axe vers le Sud, en direction de Rennes ou de Laval

Le renforcement en ligne aérienne 400kV entre les environs de Periers (« poste amont ») et de Pertres (« poste aval »), défini comme axe Nord-Sud, en double circuit se révèle comme la meilleure solution pour garantir un lien synchronisant suffisamment fort et pour acheminer correctement la puissance issue de Flamanville vers les charges importantes de l'Ouest de la France, en respectant les contraintes de tension et de correcte exploitation du réseau, principalement en cas de panne des ouvrages (conditions N-1).

En particulier, cette solution résout les contingences les plus contraignantes, notamment celles des lignes 400kV de la Bretagne.

Ligne aérienne additionnelle à double circuit à 400 kV selon un axe vers le Sud-Est, en direction du Mans

Le renforcement en ligne aérienne 400kV « poste amont »-Les Quintes (axe Sud-Est) en double circuit se révèle comme une solution acceptable mais moins performante que la solution sur l'axe Nord-Sud, notamment en ce qui concerne le niveau d'exploitation des lignes.

Ligne aérienne additionnelle à double circuit à 400 kV selon un axe vers l'Est, en direction de Rouen

Le renforcement en ligne aérienne 400kV « poste amont »-Rougemontiers (axe vers l'Est) en double circuit se révèle comme une solution non efficace pour les nécessités d'écoulement de charge dans le Nord, même si cette alternative garantit le maintien du synchronisme entre la centrale de Flamanville et les centrales de Paluel et Penly. Il est à remarquer que cette solution ne résout pas les problèmes d'écroulements de tensions dans la Bretagne et de surcharge des ouvrages en condition N-1.

Reconstruction en quadruple circuit de la ligne aérienne existant à 400 kV Menuel-Launay-Domloup

Le renforcement en ligne aérienne 400kV « poste amont »-Launay-Domloup (axe Nord-Sud) reconstruit en quadruple circuit se révèle efficace de la même manière de la solution de renforcement sur l'axe Nord-Sud par une ligne aérienne additionnelle 400kV en double circuit.

Ligne en courant continu en parallèle à la ligne 400 kV Manuel-Launay-Domloup existante

Le renforcement du réseau avec une ligne à courant continu (HVDC) de capacité de 1600MW, en parallèle à la ligne 400 kV double circuit en courant alternatif Manuel-Launay-Domloup existante, ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort, bien que, pour l'écoulement de charge en N et N-1, se révèle efficace comme la solution de renforcement sur l'axe Nord-Sud par une ligne aérienne additionnelle 400kV en double circuit

Ligne aérienne en courant continu en utilisant la ligne à double circuit existante en courant alternatif

Il n'est pas possible d'utiliser la ligne en courant alternatif Manuel-Launay-Domloup existante, car sa transformation en courant continu implique sa mise hors service pour une période de temps important et en telles conditions il y a une évidente impossibilité d'exploitation du système sans autres renforcements. De plus cette solution ne garantit pas un suffisant lien synchronisant.

Ligne en courant continu en parallèle à la ligne 400 kV Manuel-Launay-Domloup existante

Cette ligne en courant continu ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort, bien que, pour l'écoulement de charge en N et N-1, résout tous les problèmes d'écroulement de tension dans le Nord-Ouest de la France et a la même efficacité de la solution de renforcement sur l'axe Nord-Sud par une ligne aérienne additionnelle 400kV en double circuit

Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [double tricâble - 1 station intermédiaire]

Le renforcement par une ligne souterraine à double tricâble (en double circuit) sur l'axe Nord-Sud en technologie CIS (Câble à Isolant Sec) garantit un lien synchronisant suffisamment fort si, en cas de panne d'ouvrage (conditions N-1), au moins un tricâble reste toujours en service, c'est-à-dire qu'il est possible d'effectuer l'entretien ou le dépannage d'un circuit sans la mise hors tension des deux circuits.

Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [double tricâble - 3 stations intermédiaires]

Les mêmes considérations du cas précédent sont valables; de plus, les trois sous-stations intermédiaires de compensation permettent de baisser la compensation jusqu'à 3200Mvar par rapport à la quantité de 3500 Mvar nécessaires dans le cas précédent.

Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [simple tricâble - 3 stations intermédiaires]

Le renforcement par une ligne souterraine à simple tricâble (en double circuit) sur l'axe Nord-Sud en technologie CIS (Câble à Isolant Sec) ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort en cas de panne d'ouvrage (conditions N-1). Pour ça ce renforcement n'est pas acceptable.

Câble à Isolant Sec (CIS ou XLPE) [triple tricâble - 3 stations intermédiaires]

Le renforcement par une ligne souterraine à triple tricâble (en triple circuit) sur l'axe Nord-Sud en technologie CIS (Câble à Isolant Sec) garantit un lien synchronisant suffisamment fort car, en cas de panne d'ouvrage (conditions N-1), au moins un tricâble reste toujours en service. En effet, en cas de panne d'un tricâble, bien que pour le dépannage il faille mettre hors service deux circuits, un tricâble reste toujours en service.

Ligne en Câble à Isolation Gazeuse (CIG)

Le renforcement par une ligne souterraine à double tricâble (c'est-à-dire en double circuit) en technologie CIG (Câble à Isolation Gazeuse) se révèle efficace comme la solution en technologie CIS (Câble à Isolant Sec). Par contre, on a la nécessité d'une compensation de la puissance réactive « seulement » de 800Mvar pour maîtriser les tensions en conditions de régime et de mise en tension des câbles.

Ligne mixte : câble + ligne aérienne en deux hypothèses de longueur de câble, 20% et 40% (environ 30 km et 60 km) de la longueur totale de la ligne (environ 160 km)

Le renforcement prévu est constitué par une ligne aérienne double circuit (de 65km ou 50km) à partir du « poste amont », suivie par un câble CIS souterraine à double tricâble (de 30km ou 60km) et enfin terminée par une dernière tranche de ligne aérienne double circuit (de 65km ou 50km) rattachée au « poste aval ». Le lien synchronisant est suffisamment fort et pour rendre plus sûre l'exploitation en cas

de panne du tricâble (plus probable que dans le cas d'une ligne aérienne) on peut prévoir trois tranches de tricâble, dont seulement deux sont en service et le troisième est considéré comme réserve.

Compensation série à Rougemontiers (d'environ 50%) sur les lignes vers Terrette et Tourbe. Renforcement du réseau avec une ligne aérienne à simple circuit sur l'axe Nord-Sud.

Ces deux renforcements sont résolutifs pour une exploitation acceptable du système, car le premier (compensation série) permet de résoudre le problème d'obtenir un lien synchronisant suffisamment fort et le deuxième (ligne aérienne Nord-Sud) permet de garantir pour l'écoulement de la charge tant en condition N que N-1 tout en respectant les contraintes d'exploitation.

Cependant, dans ce cas-ci, l'introduction de la compensation série pourrait provoquer des phénomènes de résonance hyposynchrones sur les axes des turbogénérateurs. Pour cette raison il faut être prudents à prendre en compte cette solution, qui mérite d'être étudiée en détail avec des outils appropriés.

Compensation série à Rougemontiers (d'environ 50%) sur les lignes vers Terrette et Tourbe. Renforcement du réseau avec une ligne aérienne HVDC en courant continu à simple circuit de Manuel à Domloup.

Ce cas est pratiquement pareil au précédent, sauf que les lignes de Manuel à Launay sont moins chargées (2x1041MW contre 2x1316MW) et, face au déclenchement de la ligne Domloup - Plaine Haute, le transformateur A3 à Launay se surcharge du 20% au lieu que du 24%.

Solutions sous-marines

Ligne HVDC à simple circuit en courant continu vers Le Havre

Comme déjà dit par rapport à toutes les liaisons en courant continu, ce type de renforcement ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort et pour ça telle liaison en courant continu n'est pas acceptable. De plus ce renforcement n'est pas efficace pour les mêmes raisons soulignées en référence au cas de la ligne 400kV en double circuit sur l'axe vers l'Est.

Ligne HVDC à simple circuit en courant continu vers Plaine Haute

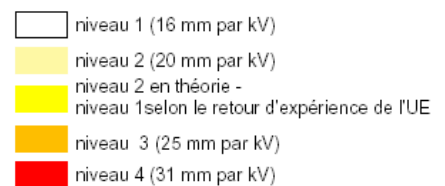
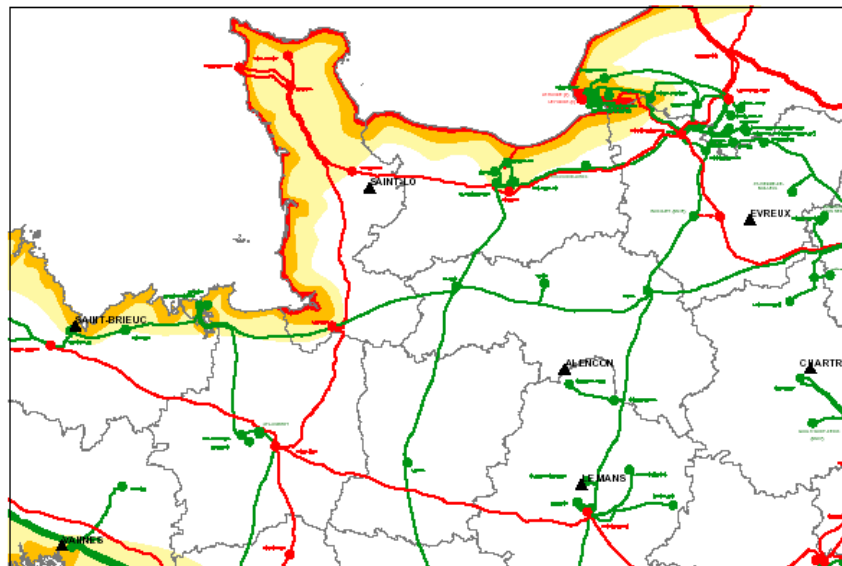
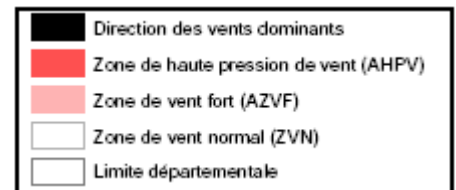
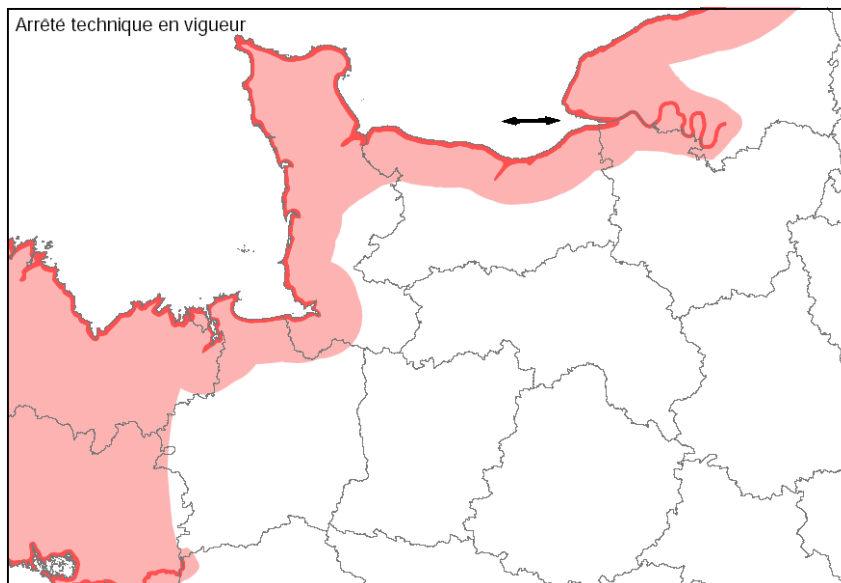
Comme dans le cas précédent, ce type de renforcement ne garantit pas un lien synchronisant suffisamment fort et pour ça les liaisons en courant continu ne sont pas acceptables. De plus ce renforcement n'est pas résolutif, car le système est déjà critique en conditions N et ça comporte la nécessité d'autres renforcements plutôt lourdes dans la Bretagne.

5 CONTRAINTES PHYSIQUES AYANT UNE INFLUENCE SUR LE DIMENSIONNEMENT DES COMPOSANTS ELECTRIQUES DE RESEAU

5.1 Dimensionnement électrique et mécanique

Le dimensionnement des composants électriques du réseau doit tenir compte de l'influence du milieu dans lequel s'insère le réseau ; en particulier :

- La résistance mécanique des ouvrages doit être calculée pour tenir compte des charges dues au vent, à la température, au givre, à la neige collante et à la pluie verglaçante ; dans le cas spécifique de la ligne Cotentin-Maine, en tenant compte des données fournies par RTE et résumées dans les cartes thématiques suivantes, les conditions à considérer sont résumées dans le Tableau 5-1:



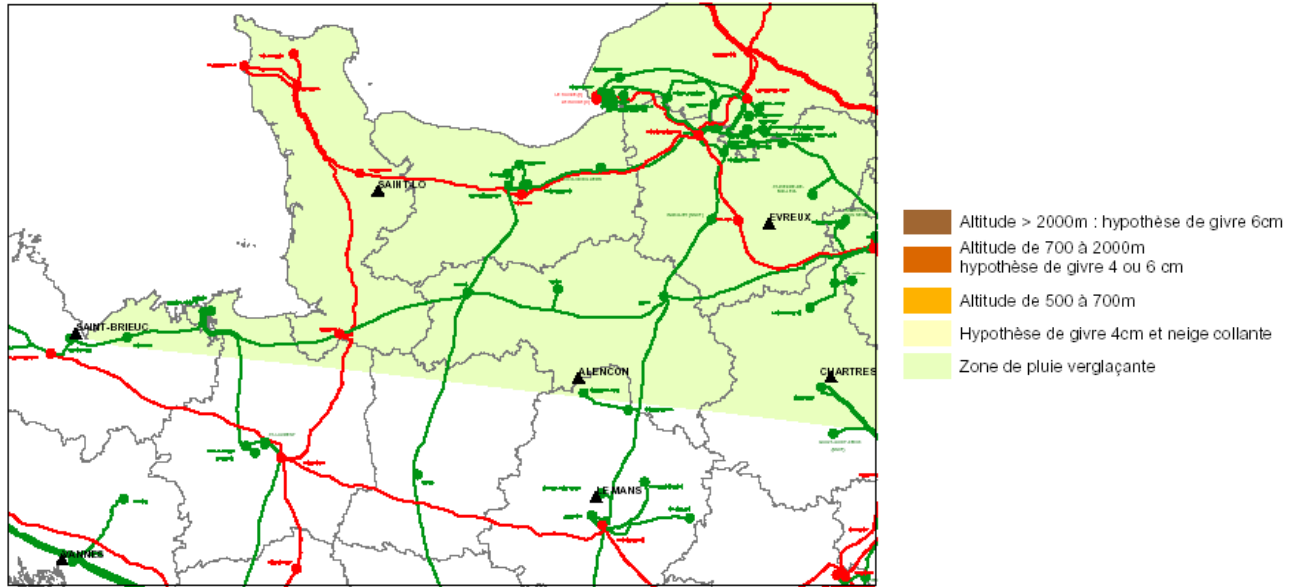


Tableau 5-1: conditions physiques dimensionnantes pour la résistance mécanique des ouvrages
Données pour la région dans laquelle devrait se développer la ligne (source RTE):

Grandeur physique	Valeur
Pression de vent	640 Pa
Vitesse de vent équivalente	120 km/h
Vitesse de vent ultime	170 km/h
Epaisseur manchon de givre (à densité 0.6 kg/m3)	4cm
Charge dissymétrique	oui

- Le dimensionnement du système d'isolation doit prendre en compte le niveau de pollution (dégradation de la tenue diélectrique des isolateurs liée à la présence sur leur surface d'une couche de matières qui deviennent partiellement conductrices lorsqu'elles s'humidifient) : dans le cas spécifique de la ligne, les conditions à prendre en compte sont résumées dans le Tableau 5-2

Tableau 5-2: conditions physiques dimensionnantes pour le système d'isolation
Données pour la région dans laquelle devrait se développer la ligne (source RTE):

Grandeur physique	Valeur
Zone de pollution à utiliser pour l'isolation de ligne	2
Longueur spécifique à utiliser pour les isolateurs de ligne	20 mm/kV
Dimensionnement pour pluie verglaçante	Oui
Dimensionnement pour le givre	Non
Dimensionnement pour la neige collante	Non
Dimensionnement pour la pollution industrielle	Déjà pris en compte

5.2 Contraintes normatives

Il va sans dire que le dimensionnement des ouvrages qui sont pris en compte dans cette étude doivent être conformes aux spécifications contenues dans l'Arrêté du 17 mai 2001 fixant les « Conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique. »

Normes légales en vigueur en France

En France, en ce qui concerne les normes organisant la protection de la population contre d'éventuels risques sanitaires associés à l'exposition aux champs électriques et magnétiques, on se réfère aux lignes directrices de l'ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) de 1998

et à la Recommandation promulguée par le Conseil de l'Union européenne (UE) en 1999 ⁽¹⁾. La première initiative vise à la protection aussi bien des travailleurs que de la population, tandis que la seconde, qui s'inspire substantiellement des lignes directrices ICNIRP, vise par contre seulement la protection de la population. Les deux initiatives proposent, comme instrument de protection sanitaire, un ensemble de limites de base et de niveaux de référence pour les champs électromagnétiques qui garantissent la protection contre les effets aigus bien établis et prouvés et qui prévoient des facteurs de sécurité fort amples par rapport aux seuils d'apparition des effets susmentionnés.

Les limites de base et les niveaux de référence, valables pour la fréquence industrielle de 50 Hz, recommandés par l'ICNIRP pour les travailleurs et pour la population sont rappelés dans le Tableau 5-3, tandis que, dans le Tableau 5-4, toujours de manière limitée à la fréquence de 50 Hz, figurent les valeurs édictées par la Recommandation européenne.

Les lignes directrices en question précisent en outre que les limites de base et les niveaux de référence suggérés incluent, pour la population, un facteur de sécurité d'environ 50 par rapport aux seuils d'apparition d'effets aigus.

Tableau 5-3: Valeurs édictées par les lignes directrices ICNIRP (à 50 Hz)

S'applique à :	Type de restriction	Quantité	Partie du corps	Valeur	Notes
Travailleurs	Restriction de base	J	Système nerveux central	10 mA m ⁻²	Moyenne sur 1 cm ²
	Valeur de référence	E		10 kV m ⁻¹	
		B		500 □T	
		Courant de contact		1 mA	
Population en général	Restriction de base	J	Système nerveux central	2 mA m ⁻²	Moyenne sur 1 cm ²
	Valeur de référence	E		5 kV m ⁻¹	
		B		100 □T	
		Courant de contact		0.5 mA	

Tableau 5-4: Valeurs édictées par la Recommandation européenne (à 50 Hz)

S'applique à :	Type de restriction	Quantité	Partie du corps	Valeur	Notes
Population en général, quand le délai d'exposition est significatif	Restriction de base	J	Système nerveux central	2 mA m ⁻²	Moyenne sur 1 cm ²
	Valeur de référence	E		5 kV m ⁻¹	
		B		100 □T	
		Courant de contact		0.5 mA	

⁽¹⁾ Voir le tableau en annexe tiré de: http://www.who.int/docstore/peh-emf/EMFStandards/who-1020/Europe/France_files/table_fr.htm.

En ce qui concerne la Recommandation du Conseil de l'Union européenne, qui, comme on l'a vu, est substantiellement en harmonie avec les lignes directrices ICNIRP, elle contient également des considérations de type politique et des critères d'application qui présentent un intérêt et une importance certains. Par exemple, pour confirmer le manque de preuves convaincantes de la thèse qui soutient l'existence d'effets possibles à long terme, on a souligné, au moment de la présentation de la Recommandation elle-même, que celle-ci se donne pour objectifs d'assurer l'égalité des droits à la santé et de garantir un niveau adéquat de protection dans tous les états membres (tout en permettant également à ceux-ci d'établir des niveaux de protection plus élevée) de même que d'éviter que des règles différentes dans les différents Etats européens amènent les citoyens à une perte de confiance dans les institutions.

La Recommandation complète en outre les lignes directrices ICNIRP par d'importantes indications de caractère pratique : en précisant, par exemple, qu'elle doit être appliquée dans les endroits et dans les zones où il y a réellement une exposition significative du public aux risques. Ceci se traduit en pratique par le fait qu'on estime acceptables des niveaux de champ supérieurs aux niveaux de référence dans les zones où la présence de personnes est normalement irrégulière ou transitoire. On souligne en outre que si la valeur des grandeurs mesurées dépasse les niveaux de référence (**5 kV/m pour le champ électrique et 100 μ T pour l'induction magnétique à 50 Hz**) il n'en découle pas pour autant nécessairement que les limites de base soient dépassées. Dans un tel cas, il sera donc nécessaire de procéder à une autre évaluation pour décider si les niveaux d'exposition sont compatibles avec les limites de base. Les niveaux de référence tendant à limiter l'exposition ont en effet été obtenus par les limites de base dans la situation de meilleur accouplement entre champ et individu exposé et fournissent donc la protection maximum.

En outre, il est recommandé aux Etats membres de tenir compte aussi bien des risques que des bénéfices quand il s'agit des mesures à adopter.

Tout ce qui a été dit jusqu'ici se réfère à la fréquence de 50 Hz qui, comme on le sait, est typique de la transmission, de la distribution et de l'utilisation de l'énergie électrique. La Recommandation européenne couvre, cependant, la gamme complète de fréquence des champs électromagnétiques et fournit aussi, en particulier, la limite d'exposition du public aux champs magnétiques à 0 Hz, qui équivaut à 40 mT (pour les champs électriques, dans la mesure où il s'agit de champs statiques, on n'a fourni aucune valeur limite de champ). On fera donc référence à cela quand il s'agira d'analyser les solutions en courant continu examinées.

Tableau 5-5: détails normatifs français sur les CEM

Protection contre les champs électromagnétiques (EMF)			
Nation	France		
Protection CEM	Oui		
Type instrument	Ordonnance et décrets	Circulaire interministérielles	Décret
Portée Instrument	Nationale		
Titre de l'instrument			
a.	2001-670: L.32-12 : Autorisation d'exploitation de zones publiques dans le respect de la santé et de la protection de l'environnement		
b.	2001-670: L.32, L. 33-1, L34-1 L34-3: Valeurs limites définies des équipements de télécommunication		
Publié par qui ?	a. Ministère des télécommunications	Gouvernement	Ministère de l'énergie
	b. Ministère de l'industrie		
Publié quand ?	a. 25 juillet 2001	16 octobre 2001	17 mai 2001
	b. 14 novembre 2001		
Y a-t-il une révision en cours ?	Non	Non	Non
Est-ce que les limites sont basées sur ICNIRP ?	Oui - EC 1999/519	Oui	Oui - EC 1999/519
Conformité	Obligatoire	Uniquement informatif	Obligatoire
Si obligatoire – comment la conformité est-elle vérifiée ?	Mesures par ANFR (Agence nationale des fréquences) et/ou Sociétés de mesure agréées	Définition de zones sensibles (100 m dans le faisceau direct des antennes de station de base)	Inconnue
Groupe protégé	a. Public	Public	Public
	b. Public		
Plage de fréquence couverte	0 Hz - 300 GHz	900 MHz, 1800 MHz	50 Hz
Quantités	Restrictions de base et niveaux de référence	Niveaux de référence et distances par rapport aux antennes	Niveaux de référence
Quantités de base de restriction	Flux magnétique (mT), densité de courant (mA/m ²), SAR (W/kg)	EC 1999/519	No
Détails SAR	EC 1999/519	EC 1999/519	No

a. temps moyen	6 minutes		
b. masse moyenne	10 g		
c. méthode de mesure			
Quantités de niveau de référence	a.b. EC 1999/519	41 V/m and 58 V/m	RMS électrique et intensité du champ magnétique
Méthode de mesure pour quantités de niveau de référence	Standard national	Standard national	
Exposition fréquence multiple	Oui	Oui	Inconnu
Exposition champ pulsé	Oui	Oui	Inconnu
Coordonnées de contact	Gilles Dixsaut DGS - Bureau 7-D 8, Av. de Ségur 75350 Paris SP07, France		
	E-mail: gilles.dixsaut@sante.gouv.fr		
Demande des données limites			

6 INGENIERIE DE BASE

6.1 Rappel des solutions envisagées

Rappelons d'abord les principales conclusions de l'analyse de réseau :

- L'insertion du groupe de production de Flamanville 3 dans le réseau Français prévu pour l'année 2012 comporte la nécessité de modifier la structure du réseau proche afin de pouvoir garantir le maintien d'un lien synchronisant du nouveau groupe de production et d'écouler la puissance qui y serait produite sans surcharger les lignes ou les transformateurs tant en conditions normales, qu'en conditions de fonctionnement d'urgence liées par exemple à la mise hors tension d'un ouvrage pour des opération d'entretien ou suite à une panne ou un défaut.
- Le maintien des conditions d'exploitation qui garantissent une marge de sécurité suffisamment importante, en particulier en présence de tranches de production nucléaire, imposent les conditions minimales suivantes :
 - une marge de sécurité sur le temps critique d'intervention des protections et de déclenchement du disjoncteur d'au moins 50 ms (présence d'un lien synchronisant suffisamment fort entre le groupe de Flamanville et le reste du réseau)
 - une marge de manœuvre sur la plage de tension qui permette d'utiliser complètement la capacité du groupe de génération
 - l'absence de dépassement des conditions de dimensionnement en charge et en tension des différents ouvrages du réseau tant en conditions de fonctionnement normales qu'en conditions d'urgence ;
 - l'absence de risques d'oscillations électro-mécaniques du groupe turbine-alternateur
 - l'absence de risques de résonance d'harmoniques

En tenant compte de ces contraintes, les options étudiées et leur efficacité vis à vis du fonctionnement du réseau sont commentées ci-dessous:

- Toute opération qui comporte la mise hors tension de la ligne Manuel-Launay-Domloup est à proscrire : en effet la mise hors service de cette ligne comporterait un affaiblissement insoutenable du réseau qui, même en conditions de fonctionnement sans indisponibilité d'ouvrages, porterait les lignes avoisinantes et le réseau 225 kV en surcharge avec effondrement. Cette constatation nous porte à exclure toute hypothèse de renforcement de cette ligne (car les travaux nécessaires porteraient à une indisponibilité d'environ deux ans), et en particulier :

- **Le remplacement de la ligne actuelle par une ligne en quadruple terne**, qui du point de vue du comportement réseau à travaux terminés serait acceptable sous tous les aspects pris en compte mais qui ne pourrait se faire qu'en construisant une nouvelle ligne à quatre ternes en parallèle à la ligne actuelle et en déposant successivement la ligne : cette hypothèse, quoique retenue peu rationnelle, est prise en compte dans l'étude d'ingénierie de base, pour devoir de complétude ;
- **Le renforcement de la ligne existante par remplacement des conducteurs et modification des poteaux** : cette solution, qui permettrait d'élever la puissance de transit de la ligne existante d'environ 25%-30%, n'est pas à prendre en compte pour la raison déjà exposée sur l'irremplaçabilité de la ligne actuelle et pour le fait que cette intervention, tout en permettant une prise de charge potentielle plus élevée de la ligne (en tous cas insuffisante pour l'évacuation de la puissance du groupe 3 de Flamanville) ne permettrait pas de garantir le lien synchronisant nécessaire au groupe. De plus, le coût des conducteurs (dépassant celui des conducteurs conventionnels de plus de 50%, le coût de la modification des poteaux dont la structure devrait être renforcée pour supporter le poids supplémentaire des conducteurs), le niveau de pertes liées aux caractéristiques des conducteurs à utiliser rendrait très peu économique l'exploitation de cette ligne.
- **La transformation de la ligne actuelle en une ligne en tension continue** ayant une capacité de transport semblable : cette solution, n'est imaginable qu'en théorie à cause des coûts importants de transformation et de l'importance de la ligne actuelle sur le fonctionnement du réseau. De plus, la connexion en tension continue ne contribue nullement à l'augmentation du lien synchronisant indispensable pour cet ouvrage.
- La structure de réseau prévue pour 2012 (sans renforcement) est capable de supporter les transits de charge avec tous les ouvrages en service, mais ne respecte pas le critère de sécurité N-1 ; de plus, le lien synchronisant vers le groupe de Flamanville n'est pas assuré. Ceci nous porte à affirmer, qu'un nouvel ouvrage est indispensable pour assurer le fonctionnement correcte du réseau ;
- **L'axe le plus favorable pour la construction d'une nouvelle ligne est l'axe Nord-Sud**, au départ d'un poste « amont » qui pourrait se trouver dans la zone entre Periers et Terrette (où il faudrait réaliser des travaux pour connecter, au travers d'un jeu de barre et d'une « quadruple piqûre » les deux lignes double terne qui arrivent du poste de Manuel et la ligne de nouvelle réalisation) et un poste « aval » qui pourrait se trouver le long de la dorsale Domloup-Les Quintes, entre le poste même de Domloup et un endroit au Sud de Laval. L'utilisation de cet axe permet, tout en garantissant un lien synchronisant adéquat pour le groupe de Flamanville, une prise de charge optimale pour les lignes 400 kV (environ 2 x 770 MW) ; en effet, l'axe Nord-SudOuest, entre le poste « amont » et Les Quintes comporte un lien synchronisant plus élevé mais une prise de charge moins favorable (environ 2 x 550 MW), tandis que l'axe Ouest-Est, entre le poste « amont » et Rougemontier comporterait un lien encore plus fort mais une prise de charge tellement peu favorable, qu'on aurait un retour de puissance (2 x -36 MW) (un transit inverse dans la ligne) et une situation de surcharge intolérable en cas de contingence en Bretagne.
- **L'enfouissement en câble THT sur toute la longueur** du point de vue du réseau comporte les observations suivantes :
 - **L'utilisation d'un seul terne en câble enterré** (1x3x2500 mm²) permet d'obtenir le lien synchronisant souhaité pour le site de Flamanville en fonctionnement normal mais ce lien n'est plus garanti pendant toute la période d'indisponibilité du câble. Le dimensionnement thermique du câble ne permet en outre pas de supporter l'écoulement de la charge. Les données de fiabilité des câbles à ce niveau de tension ne sont pas encore disponibles d'une manière suffisamment établie étant donné le très faible nombre de connexions présentes à ce jour à ce niveau de tension et l'expérience de gestion encore plutôt limitée dans tous les Pays. On peut néanmoins estimer, sur la base des données publiées et de l'expérience de gestion des câbles de niveau de tension plus bas que celui envisagé pour cette connexion, un taux de défaut d'environ 0.25 par 100 km de câble et par année, sans tenir compte de la fiabilité des réacteurs de compensation. Dans cette hypothèse, sur la longueur de 150 km, on calcule un défaut tous les 2 ans et demi et une durée de réparation d'environ un mois. Pendant toute la durée d'indisponibilité du câble ne serait plus garanti le lien synchronisant indispensable pour Flamanville 3 et cette solution n'est donc pas acceptable.
 - **L'utilisation de deux ternes en câble enterré (double tri-câble)** (2x3x2500mm²) gérés indépendamment tant du point de vue électrique (possibilité de gérer un câble

quand l'autre est hors tension ou de réparer un câble avec l'autre sous tension) que du point de vue thermique (possibilité de charger chaque terna de câble à son niveau de charge de dimensionnement (variable de 700 MVA à 1800 MVA selon les conditions de pose et les conditions du terrain), permet de garantir le lien synchronisant avec suffisamment de marge en conditions de fonctionnement normal. L'écoulement de la charge sur les deux ternes en fonctionnement normal est de 2×1160 MW par terna, et de 1690 MW en N-1 ; une étude plus approfondie des caractéristiques du terrain et de la topologie d'installation serait nécessaire pour juger l'acceptabilité de cette solution. Tout en gardant le bénéfice du doute sur sa réelle capacité de transport, nous allons considérer cette solution dans l'ingénierie de base. Du point de vue de la fiabilité d'exploitation, il faut prévoir 1 défaut par an d'une durée d'un mois pendant lequel le lien synchronisant reste garanti mais l'écoulement de la charge risque de dépasser la capacité thermique pour une période significative. Le niveau de compensation du réactif se situe aux alentours de 3200 MVar (2×1600 MVar), sur 2 postes d'extrémité et 3 postes intermédiaires.

- **L'utilisation de trois ternes en câble enterré** ($3 \times 3 \times 2500 \text{ mm}^2$) est une situation asymétrique peu utilisée. Du point de vue du comportement du réseau elle permet de respecter toutes les contraintes (lien de synchronisation, prise de charge, niveau de tension etc.). Du point de vue du dimensionnement thermique et de l'écoulement de la charge cette solution apparaît tout à fait applicable. De plus, si la pose est réalisée de façon à pouvoir rendre indépendants électriquement les ternes (de pouvoir maintenir en service deux des ternes en cas de défaut sur le troisième) et thermiquement (éloignement suffisant entre les circuits pour pouvoir les charger à leur capacité de transport complète) nous ne voyons aucun inconvénient majeur à retenir cette solution : de plus, il devrait être possible de considérer une réduction de la section de câble de 2500 mm^2 à 2000 mm^2 . Dans cette solution il est nécessaire de compenser environ 5000 MVar (2×2500 MVar) de puissance réactive absorbée par les câbles
- **L'utilisation de quatre ternes en câble enterré** ($4 \times 3 \times 2500 \text{ mm}^2$ ou $4 \times 3 \times 2000 \text{ mm}^2$) : présente du point de vue du réseau un comportement plus avantageux tant du point de vue du lien synchronisant que du point de vue de la prise de charge potentielle. La compensation du réactif, toujours réparties sur 5 postes en tout (dont 2 d'extrémité) se chiffre à 6000 à 7000 MVar.
- **L'utilisation de deux circuits de Câbles à Isolation Gazeuse (CIG)** : cette option n'est intéressante que du point de vue culturel, car une ligne de cette envergure avec la technologie isolée en gaz est hors de portée de la technique actuelle. Du point de vue du réseau, elle répond à tous les critères définis tant de dynamique que de prise de charge. Elle comporte une compensation de puissance réactive d'environ 800 MVar, concentrée dans le poste « amont »
- **Siphon 30 ou 60 km** ($2 \times 3 \times 2500 \text{ mm}^2$, $4 \times 3 \times 2000 \text{ mm}^2$ ou $4 \times 3 \times 2500 \text{ mm}^2$) : du point de vue du comportement du réseau ces deux solutions et les trois configurations prises en compte sont acceptables, tant du point de vue du lien synchronisant que de celui de la prise de charge. En effet, la configuration en double tri-câbles sur une longueur de 30 km permet de maintenir le lien synchronisant avec une fiabilité suffisante (on peut prévoir un défaut tous les 8 ans, d'une durée de 1 mois) ; la prise de charge de cette configuration n'est pas contraignante car elle se chiffre à 2×820 MVA, c'est à dire à un niveau compatible avec les conditions de pose les plus contraignantes. Il faut néanmoins remarquer qu'un double tri-câble connecté sur une ligne aérienne en double circuit, comporte en quelques sortes un goulot, même si elle répond aux spécifications de cette application particulière : en effet, la capacité de la ligne aérienne en double circuit étant d'environ 4000 MVA, la portée du tronçon de câble serait réduite à environ la moitié. Il faut remarquer que cette condition limite la flexibilité d'exploitation du gestionnaire de réseau. La puissance réactive à compenser est de 600 MVar, concentrée dans le poste de transition ligne-câble en « amont ». Une condition de gestion semblable est à prévoir dans le cas du siphon de 60 km, qui requiert une compensation totale de 1200 MVar avec un poste de compensation intermédiaire. L'estimation du niveau de fiabilité porte à un défaut tous les 4 ans. Afin d'éviter les contraintes d'exploitation liées au sous-dimensionnement du tronçon en câble par rapport à la ligne aérienne on peut envisager l'utilisation de 4 tri-câbles de 2000 ou 2500 mm^2 . Ceci comporte une compensation de réactif de 2400 Mvar.
- **Les connexions en courant continu** (aériennes vers le Sud ou sous-marines vers le Havre ou la Bretagne) ne permettent pas d'augmenter le lien synchronisant. De plus, les connexions sous-marines ne conviennent pas dans la situation de réseau à cause de la répartition des charges : une ligne vers le Havre comporterait essentiellement les mêmes problèmes que la ligne THT sur l'axe

Ouest-Est, tandis qu'une ligne vers la Bretagne se connecterait à un réseau plutôt faible et ne serait acceptable sans renforcement ultérieur des réseaux concernés (fermeture de la boucle La Martyre-Plaine Haute, réseau 225 kV sous-jacent).

- **Les solutions qui comportent l'utilisation d'un banc de compensation série** : cette solution technologique est intéressante car elle permet d'augmenter le lien synchronisant des lignes existantes ; en effet, ce dispositif agit en compensant une partie de l'impédance des lignes aériennes en donnant un effet équivalent à un « raccourcissement » des lignes et donc au rapprochement du groupe de Flamanville au reste du réseau. Cette mesure n'est néanmoins pas utilisable toute seule : en effet l'utilisation d'une seule compensation série sur la ligne Manuel-Rougemontier (l'axe le plus favorable pour cet effet) comporterait une baisse d'impédance de cette ligne en double circuit et une conséquente augmentation du retour de puissance qui caractérise cet axe. De plus, les contingences potentielles en Bretagne ne seraient pas efficacement compensées, avec comme conséquence une perte de fiabilité du réseau et des surcharges sur les circuits orientés vers l'Ouest. D'autre part, l'utilisation conjointe de cette mesure avec la création d'un nouveau circuit sur l'axe Nord-Sud permet d'obtenir des résultats plus intéressants du point de vue du comportement du réseau. Une ligne aérienne à un seul circuit, une ligne en câble simple ou une liaison HVDC dimensionnée à 1600 MW sur l'axe Nord-Sud deviennent suffisantes pour acheminer la puissance du groupe EPR3. En effet le lien synchronisant se trouverait garanti par la compensation et l'acheminement de puissance par la nouvelle ligne. En cas de défaut sur la ligne (N-1) le réseau se retrouverait dans la même situation que sans renforcement, que nous avons vu être acceptable du point de vue de l'écoulement de la charge. Il faut préciser que des mesures de compensation série n'ont pratiquement pas encore été utilisées dans les réseaux maillés comme celui du Nord de la France. En effet, cette mesure est adoptée normalement pour le transport de quantités considérables d'énergie sur des longues distances (supérieures à 500 km) dans des réseaux peu maillés. Expériences d'exploitation de réseaux de transport en présence de compensateurs séries existent tant en Europe qu'en autres régions du monde (p.e. Etats Unis, Argentine, Brésil, Chili, Pérou. En Europe cette solution pour augmenter la capacité de transport est adoptée depuis longtemps en Suède (couloir 400 kV Nord-Sud) et en Turquie (couloir 400 kV Est-Ouest). La présence de condensateurs (compensateurs série), inductances (réacteurs, lignes, transformateurs), résistances (lignes) dans les circuits connectés aux alternateurs peut provoquer des phénomènes d'oscillation qui peuvent interagir avec les fréquences propres de l'axe alternateur-turbine. Dans le cas d'unités nucléaires, et en général d'unités thermiques, le turbogénérateur est caractérisé par un axe très long où l'ensemble du rotor, excitatrice, et les différents blocs de turbine pour l'expansion de la vapeur (stade de haute, moyenne et basse pression) représente un système avec des douzaines de modes propres d'oscillation. Normalement les valeurs propres d'oscillation se situent dans la plage de 20÷50 Hz (oscillations iposynchrones). La présence de compensation série peut causer la résonance entre les fréquences d'oscillation du réseau et celles mécaniques du turboalternateur. Dans le cas où ces fréquences ne sont pas amorties les efforts mécaniques sur l'axe tournant peuvent causer la rupture de l'axe même avec hors service permanent du générateur⁸. Le danger de l'instauration d'oscillations iposynchrones est considérablement élevé dans la région Cotentin-Maine caractérisée par plusieurs centrales thermiques de différentes typologies et, donc, ayant des axes avec différentes valeurs propres d'oscillation. Ces possibles oscillations, liées aux caractéristiques physiques de l'axe turbine-alternateur ne peuvent pas être modifiées lorsque la machine a été fabriquée. De plus, il faut noter que les caractéristiques de l'axe EPR ne sont pas encore connues et ne peuvent être prédites ni calculées à l'heure actuelle. Pour éviter les problèmes d'exploitation sus envisagés, les solutions proposées par les constructeurs sont basées sur l'adoption de compensation série « variable » de façon à découpler les oscillations propres du réseau de celles des turbogénérateurs. Ces installations sont classées comme TCSC (Thyristor Controlled Series Compensateurs). En Europe une expérience de ce type d'équipement est présente en Suède (TCSC de Stode installé en 1997). Si l'option présentée était considérée comme intéressante, il faudrait effectuer des études très approfondies et des simulations dynamiques de réseau qui prendraient en compte les configurations possibles et chercheraient les fréquences dangereuses pour les axes concernés. Nous nous limitons donc à signaler cette possibilité sans rentrer dans les détails ultérieurs. Enfin, on ne doit pas oublier que l'installation de compensation série requiert la révision des critères de protection des lignes, notamment en ce qui concerne les protections de distance

⁸ Défauts de ce type se sont vérifiés aux Etats Unis et en Turquie.

En tenant compte des aspects technologiques et des résultats de l'étude de réseau, nous avons donc étudié plus en détail les configurations suivantes :

- CONFIGURATION L1 : Construction d'une nouvelle ligne aérienne 400 kV en **double terre** sur l'axe Nord-Sud sur le parcours le plus court (environ 150 km) ;
- CONFIGURATION L2 : Construction de deux nouvelles lignes aériennes 400 kV avec une structure qui prévoit un poteau séparé pour chaque terre (lignes en **simple terre**) sur l'axe Nord-Sud sur le parcours le plus court;
- CONFIGURATION C1, C2 et C3: Ligne en câble souterrain à isolation synthétique sur l'axe Nord-Sud avec pose directement enterrée et disposition en trèfle ;
- CONFIGURATION S1 : Ligne mixte avec siphon: câble + ligne aérienne avec tronçon en câble souterrain de 30 km ;
- CONFIGURATION G1: Ligne en câble à isolation gazeuse avec pose directement enterrée ;
- CONFIGURATION H1 : Construction d'une nouvelle ligne en courant continu 500 kV en parallèle à la ligne 400 kV existante ;
- CONFIGURATION M1: Ligne en câble sous-marin entre Flamanville et le Havre alimentée en tension continue ;

6.2 CONFIGURATION L1 : Construction d'une ligne aérienne 400 kV double terne sur l'axe Nord-Sud

Cette option prévoit la construction d'un nouvel ouvrage et la conséquente modification de la structure de réseau, et en particuliers :

- le renforcement des postes « en amont » en « en aval », avec construction d'un jeu de barres 400 kV et d'une double piqûre
- construction d'une ligne 400 kV double terne sur l'axe Nord-Sud ; le dimensionnement thermique de la ligne en configuration sans contingences, sur la base des études de réseau doit être de 2x800 MVA et donc de 4000 MVA pour tenir compte des surcharges en conditions d'urgence.

6.2.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION L1
Longueur totale	150 km
Portée nominale	4000 MVA
Contraintes physiques :	
Pression du vent sur les conducteurs	680Pa à -5°C
Contrainte de givre	Epaisseur 40mm avec pression de vent 180 Pa à -5°C ; givre asymétrique
Zone de pollution	2
Poteaux :	
Type	Danube (voir Figure 6-1)
Nombre	≈ 330
Fondations	
volume	25 m ³
nombre	≈ 330
Conducteurs	
Type	Aster 3 x 570 mm ² (trois câbles par phase)
Longueur totale	450 km
Câbles de garde	
Type	THIM 268
Longueur totale	300 km
Isolateurs	
Type	Capot et tige ; isolateur en verre ; longueur de ligne de fuite > 9500 mm
Nombre	≈ 2500 chaînes d'isolateurs
Accessoires	
Types	En acier ; présence de dispositifs de protection contre les vibrations éoliennes aux poteaux et en portée

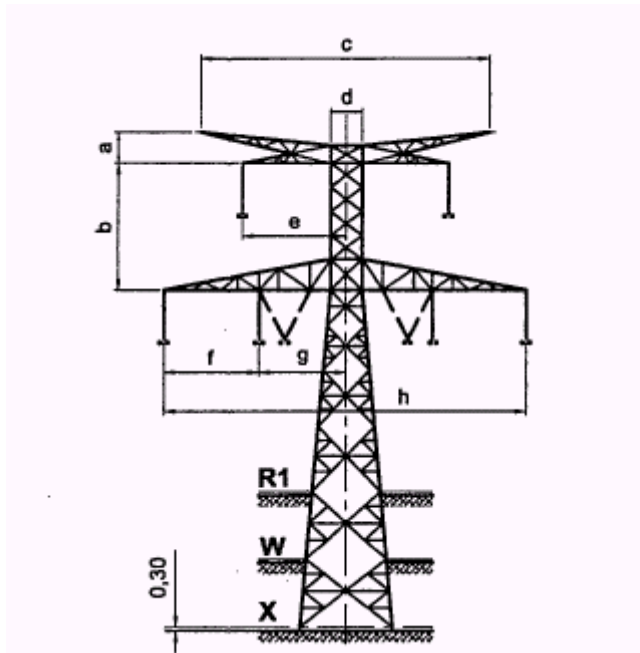


Figure 6-1: schéma du poteau "Danube"

6.2.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-1; les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction ligne	72.000.000
Modification postes « amont » et « aval »	28.500.000
Gestion	855.000
Pertes (pour le transit de 1600 MW)	96.600.000
Dé-fabrication	2.250.000
Total	≈ 200.000.000

Tableau 6-1: CONFIGURATION L1 : Construction d'une ligne aérienne 400 kV double tige sur l'axe Nord-Sud

6.2.3 Aspects techniques de la construction

- La construction d'une ligne aérienne en double tige à 400 kV ne constitue aucun défi technique : en effet il y a une grande expertise auprès du Gestionnaire du Réseau de Transport pour le calcul, le projet et la réalisation d'ouvrages de cette envergure. Le dimensionnement des composants de la ligne ne comporte pas de difficultés particulières étant donné que le parcours se développe essentiellement en plaine ou en basse colline et que l'intensité des vents prévus n'est dans l'aire d'intérêt de la ligne n'est pas extrême.
- Le chantier est constitué d'un camp de base dont l'emplacement devrait être le plus possible barycentrique par rapport à l'ouvrage pour minimiser les déplacements et de mini-chantiers localisés aux emplacements de chaque support ; en phase d'installation du faisceau de conducteurs, aux endroits prévus à cet effet, les treuils mobiles de bandage seront placés pour le temps nécessaire aux opérations.
- La réalisation des fondations d'un support 400kV dure environ 2 mois ; les dérangements locaux sont essentiellement dus aux opérations de creusement par pelles mécaniques et de transport et coulage du béton de fondation. Il est normal de réaliser en parallèle les structures

de différents supports : selon les chantiers et les terrains on réalise typiquement 2-3 supports en même temps (un mois après la réalisation des fondations) : ceci comporte que des dérangements localisés soient répartis sur un parcours de 1-2 km.

- Le montage d'un support au moyen de grues de grande envergure dure environ 2 à 3 jours pour les poteaux d'alignement et 4-5 jours pour ceux d'ancrage: les dérangements locaux sont essentiellement dus à la circulation de véhicules de poids et dimensions importantes
- Le déroulage des câbles est effectué en tronçons sur des longueurs de 5-6 km à la fois et comportent une durée d'environ 1 mois par tronçon

6.2.4 Aspects techniques de la gestion

- La gestion d'une ligne de cette envergure rentre dans le savoir faire du Gestionnaire et ne comporte aucune nécessité d'adaptation des pratiques normalement utilisées.

6.2.5 Aspects liés aux réseaux

Le niveau de puissance active et réactive qui transite sur les principaux circuits et leur taux d'utilisation est reporté au Tableau 6-2

Tableau 6-2 : CONFIGURATION L1 : flux de puissance et taux d'exploitation

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
Nouvelle ligne N-S	774.4	35.9	0.30
Nouvelle ligne N-S	774.4	35.9	0.30
Périers Launay	1088.2	124.7	0.43
Périers Launay	1088.2	124.7	0.43
Périers Terrette 1	-74.2	-26.3	0.03
Périers Terrette 2	286.7	84.6	0.12
Lignes 400 kV	3937.7	379.5	

Les principaux résultats de l'étude de réseau en conditions « N-1 » les plus contraignantes relatifs au lignes 400kV à partir de Périers et en Bretagne, sont reportés au Tableau 6-3.

Tableau 6-3 : CONFIGURATION L1 : contingences N-1

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
Nouvelle ligne N-S	Positif : L'autre circuit est chargé à 40% (1018MW)
Périers – Launay	Positif
Périers - Terrette 1	Positif
Périers - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

6.2.6 Impacts environnementaux

6.2.6.1 Champs électromagnétiques :

Le profil de champ électrique de la ligne en double terre prise en compte est reporté dans la Figure 6-2

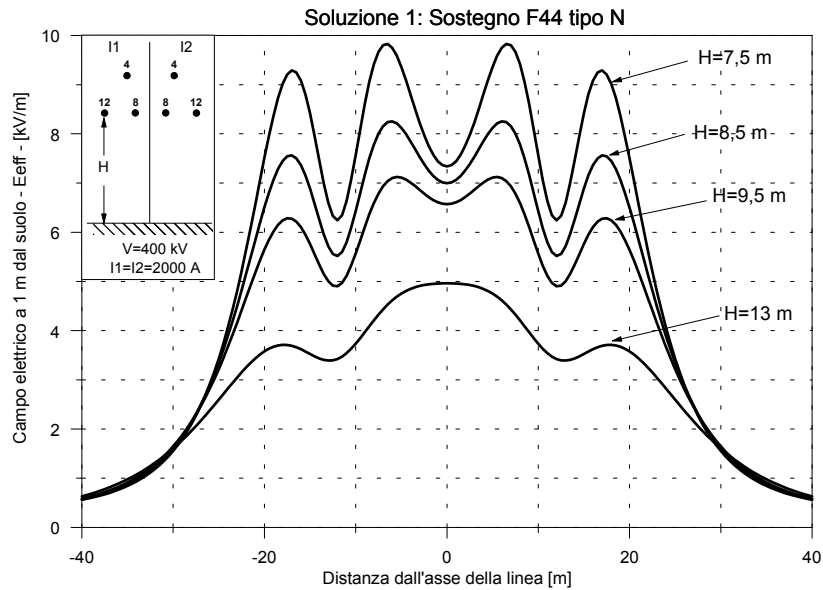


Figure 6-2: profil de champ électrique à 1 m du sol pour la ligne aérienne en Configuration L1 pour des hauteurs différentes de conducteurs

Il faut remarquer que la ligne répond au critère $E \leq 5 \text{ kV/m}$ à une distance de 21-22 m par rapport à l'axe de la ligne

Le profil du champ magnétique pour la ligne en double terre considéré aux mêmes hauteurs utilisées pour le calcul du champ électrique en considérant les conditions nominales de dimensionnement de la ligne, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque terre est reporté dans la Figure 6-3

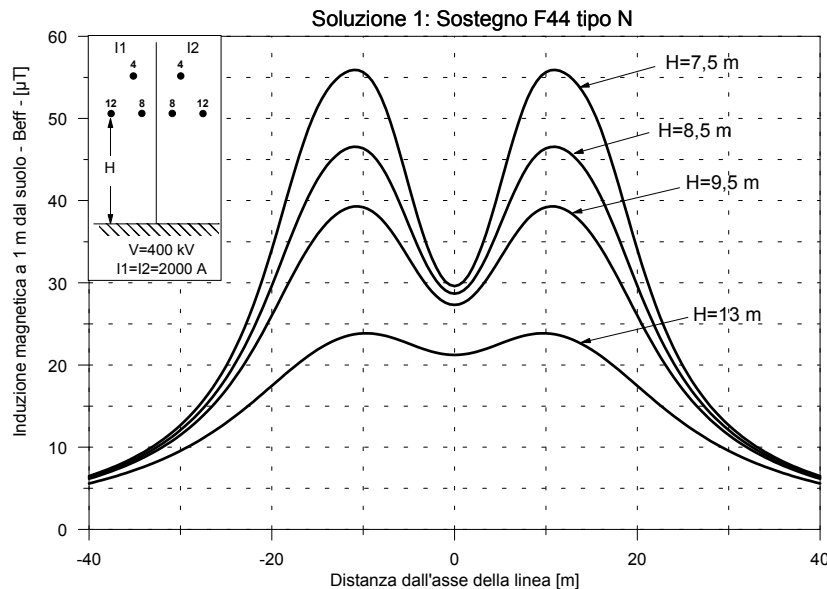


Figure 6-3: profil de champ magnétique à 1 m du sol pour la ligne aérienne en Configuration L1 pour des hauteurs différentes de conducteurs

Les résultats des calculs démontrent que pour les deux configurations de poteaux les valeurs de champ magnétique est largement inférieure aux limites fixées par l'Arrêté Technique : 100 µT. A une distance d'environ 40 m par rapport à l'axe du poteau on arrive à 5 µT d'induction magnétique. Pour arriver à un niveau de 0.2 µT il faut s'éloigner de l'axe du poteau d'environ 100 m.

6.3 CONFIGURATION L2 : Construction de deux lignes aériennes 400 kV simple terne

L'utilisation de deux simples ternes en alternative à une ligne en double terne permet d'avoir un degré de liberté supplémentaire dans le choix des parcours : en effet, dans les endroits les plus critiques, le parcours des deux ternes peut se séparer pour alléger localement les impacts visuels.

6.3.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION L2
Longueur totale	150 km
Portée thermique de dimensionnement	4000 MVA
Contraintes physiques :	
Pression du vent sur les conducteurs	680Pa à -5°C
Contrainte de givre	Epaisseur 40mm avec pression de vent 180 Pa à -5°C ; givre asymétrique
Zone de pollution	2
Poteaux :	
Type	T-A (voir Figure 6-4)
Nombre	≈ 2 x 330 ⁹
Fondations	
volume	2 x 15 m ³
nombre	≈ 2 x 330
Conducteurs	
Type	Aster 3 x 570 mm ² (deux câbles par phase)
Longueur totale	2700 km
Câbles de garde	
Type	THIM 268
Longueur totale	600km
Isolateurs	
Type	Capot et tige ; isolateur en verre ; longueur de ligne de fuite > 9500 mm
Nombre	≈ 2500 chaînes d'isolateurs
Accessoires	
Types	En acier ; présence de dispositifs de protection contre les vibrations éoliennes aux poteaux et en portée

Pour chaque ligne en simple terne on a supposé utiliser les supports « T-A » représentés en Figure 6-4 :

⁹ Le nombre exact d'éléments composant la ligne ne peut être calculé avec précision qu'en présence d'un tracé précis. Les chiffres reportés dans ce tableau sont donc indicatifs et servent essentiellement à des fins de comparaison entre les solutions alternatives

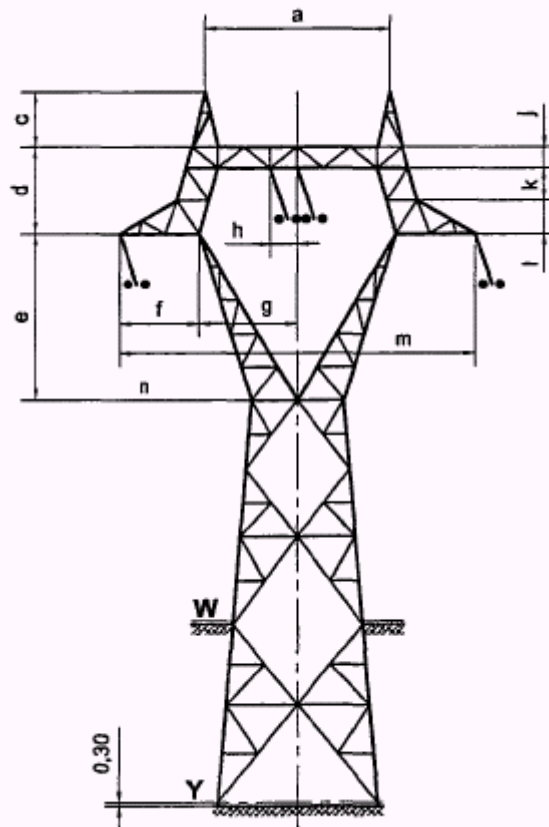


Figure 6-4: supports T-A pris en compte pour le calcul des champs électromagnétiques de la ligne en configuration L2

6.3.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le ; les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction	84.750.000
Modification postes « amont » et « aval »	28.500.000
Gestion	1.425.000
Pertes (pour le transit de 1600 MW)	96.600.000
Dé-fabrication	3.300.000
Total	≈ 215.000.000

Tableau 6-4: enjeux économiques relatifs à la CONFIGURATION L2

6.3.3 Aspects techniques de la construction

Les aspects techniques liés à la construction de cette ligne sont les mêmes que ceux relatifs à la Configuration A.

6.3.4 Aspects techniques de la gestion

Les aspects techniques liés à la gestion de cette ligne sont les mêmes que ceux relatifs à la Configuration A.

6.3.5 Aspects liés aux réseaux

Du point de vue du réseau cette configuration est tout à fait équivalente à la Configuration L1

6.3.6 Impacts environnementaux

6.3.6.1 Champs électromagnétiques :

Le profil de champ électrique de la ligne en simple terre prise en considération est reporté dans la Figure 6-5 .

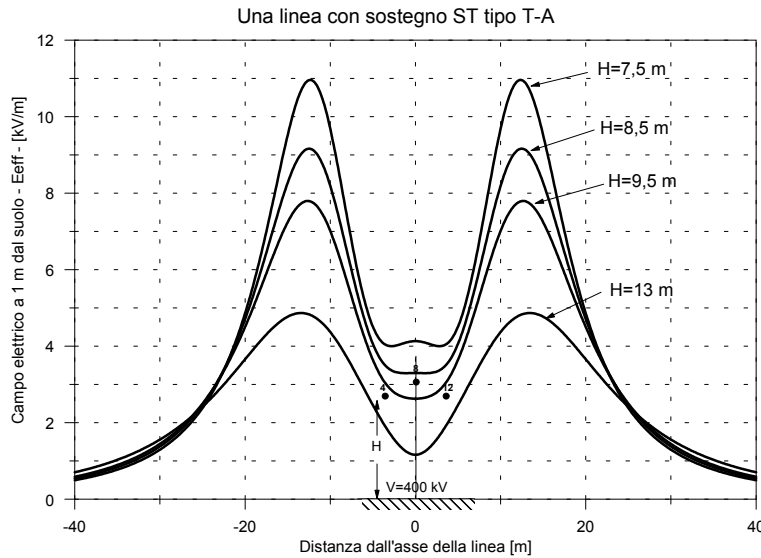


Figure 6-5: profil de champ électrique à 1 m du sol pour la ligne aérienne en Configuration L2 pour des hauteurs différentes de conducteurs

Il faut remarquer que la ligne répond au critère $E \leq 5$ kV/m à chaque distance par rapport à l'axe de la ligne pour une hauteur de conducteurs de 14 m au moins . Le profil du champ magnétique pour la ligne en 2x simple terre considéré aux mêmes hauteurs utilisées pour le calcul du champ électrique en considérant les conditions nominales de dimensionnement de la ligne, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque terre est reporté dans la Figure 6-6

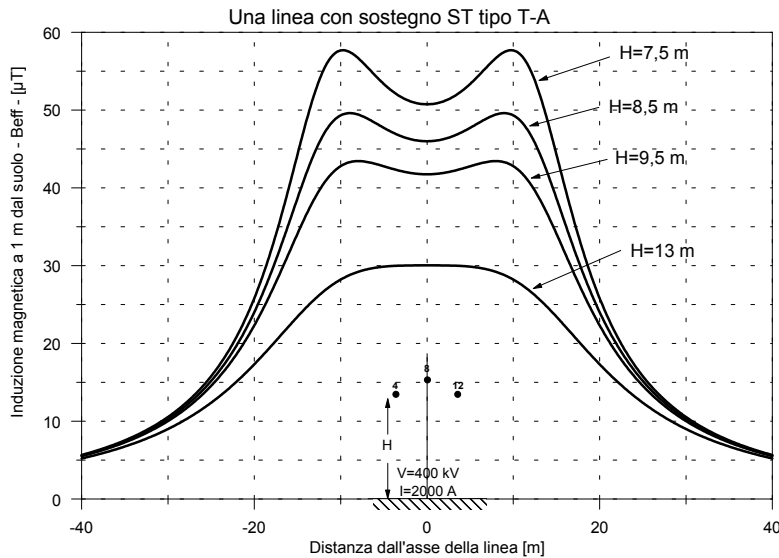


Figure 6-6: profil de champ magnétique à 1 m du sol pour la ligne aérienne en Configuration L2 pour des hauteurs différentes de conducteurs

Les résultats des calculs démontrent que pour les deux configurations de poteaux les valeurs de champ magnétique est largement inférieur aux limites fixées par l'Arrêté Technique : 100 μT . A une distance d'environ 40 m par rapport à l'axe du poteau on arrive à 5 μT d'induction magnétique. Pour arriver à un niveau de 0.2 μT il faut s'éloigner de l'axe du poteau d'environ 100 m.

6.4 CONFIGURATION C1 : Ligne en câble souterrain pose directement enterrée disposition en trèfle ou en nappe – double tri-câble

L'option prévoit l'utilisation de deux ternes de câbles directement enterrés selon une configuration comme celle représentée en Figure 6-7 .

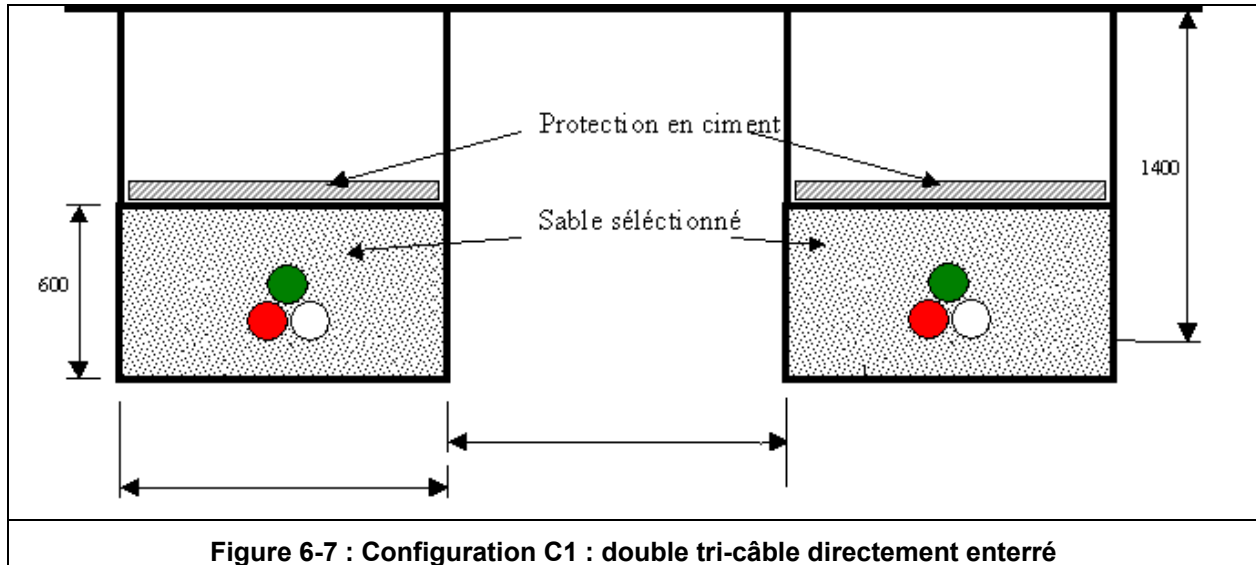


Figure 6-7 : Configuration C1 : double tri-câble directement enterré

Les câbles sont posés en tranchées suffisamment éloignées (par exemple placées des côtés opposés d'une route départementale pour pouvoir les considérer complètement indépendants tant du point de vue thermique (augmentation de la capacité de charge) que du point de vue électrique (possibilité d'effectuer des opération d'entretien ou de réparation sur un terna, tout en gardant l'autre sous tension). L'écoulement de la charge sur les deux ternes en fonctionnement normal est de 1100 MW par terna, et de 1690 MW en N-1 ; une étude plus approfondie des caractéristiques du terrain et de la topologie d'installation est nécessaire pour juger l'acceptabilité de cette solution : en effet la capacité thermique théorique de cette configuration est d'environ 2000 MVA en conditions normales et donc bien en dessous de la capacité de la ligne aérienne double circuit (4000 MVA) : cette surcapacité, même si seulement partiellement utilisée dans les conditions prises en compte pour l'insertion de Flamanville 3 pourrait s'avérer utile dans les développements successifs du réseau. Du point de vue de la fiabilité d'exploitation, il faut prévoir 1 défaut par an d'une durée d'un mois pendant lequel le lien synchronisant reste garanti mais l'écoulement de la charge risque de dépasser la capacité thermique pour une période significative. Le niveau de compensation du réactif se situe aux alentours de 3200 MVA, sur 2 postes d'extrémité et 3 postes intermédiaires.

6.4.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION C1
Longueur totale	150 km
Portée nominale	2 x 1000 MVA
Courant nominal	2 x 1440 A
Température du sol	25 °C en été 15° en hiver
Température de l'air	30°C en été 20°C en hiver
Résistivité thermique du sol	1.2 K m/W en été 0.85 K m/W en hiver
Fourreau :	
Nombre	2
Hauteur	0.6 m
Largeur	0.7 m
Profondeur d'enfouissement	1.4 m

Distance entre tranchées	4.0 m
Pose des câbles	
type	Directement enterré
Configuration	Trèfle ou nappe
Câbles	
Type	RE4H1H5E – 400kV 1x 2000 mm ² Tronçons de 900 m environ
Longueur totale	900 km
Extrémités	
Nombre	48
Jonctions	
Nombre	Environ 1100
Câbles optiques	
Longueur	300 km
Postes de compensation du réactif	
Nombre	5
Puissance réactive par poste	400 MVar poste « amont » (2 x 200) 800 MVar en poste intermédiaire 1 (4 X 200) 800 MVar en poste intermédiaire 2 (4 X 200) 800 MVar en poste intermédiaire 3 (4 X 200) 400 MVar poste « aval » (2 x 200)

6.4.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-5; on a explicité les coûts de réalisation. Dans le tableau nous avons pris en compte les réacteurs de compensation qui sont nécessaire dans ce cas.

Les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction	
Modification postes « amont » et « aval »	28.500.000
Câble	455.000.000
Postes de compensation d'extrémité	6.300.000
Postes de compensation intermédiaires	17.500.000
Pertes	
Pertes (pour le transit de 1600 MW)	52.000.000
Postes de compensation (5 postes)	29.000.000
Dé-fabrication	
Câble	6.000.000
Postes de compensation (5 postes)	1.400.000
Total	≈ 596.000.000

Tableau 6-5: enjeux économiques relatifs à la CONFIGURATION C1

6.4.3 Aspects techniques de la construction

Malgré le fait qu'il n'y ait en France aucune ligne en câble 400kV avec cette structure, les connaissances technologiques présentes ne font pas prévoir de grosses difficultés techniques pour la réalisation de cette ligne directement enterrée. Le mode de pose actuellement utilisé pour ce genre de réalisation est aujourd'hui semblable à celui normalement utilisé pour les niveau de tension moins

élevés, comme indiqué dans le document du Conseil International des Grands Réseaux Electriques CIGRE (Brochure 194 « Construction laying and installation techniques for extruded and SCOF cable systems »). Selon l'expérience acquise lors des réalisations récentes (par exemple in Italie), ce mode de pose offre une bonne flexibilité pour le choix du tracé et une vitesse de pose très intéressante. L'ampleur du chantier, surtout si la pose a lieu le long d'une route départementale (un terne de chaque coté de la route) peut être très limitée. La traversée de points singuliers (rivières, routes importantes, viaducs etc.) nécessite l'adoption de mesures et de techniques spécifiques. Lorsque la ligne longe des zones habitées on peut limiter l'impact des champs électromagnétiques grâce à l'utilisation d'écrans conducteurs. Un exemple de l'aspect d'un chantier pour la pose d'un câble 400 kV (1 tri-câble) est montré à la Figure 6-8.



Figure 6-8 : Aspect d'un chantier pour la pose d'un simple circuit 400 kV

6.4.4 Aspects techniques de la gestion

La gestion de câbles 400 kV ne diffère pas de celle des câbles 225 kV pour lesquels une grande expérience est disponible en France.

6.4.5 Aspects liés aux réseaux

Le niveau de puissance active et réactive qui transite sur les principaux circuits et leur taux d'utilisation est reporté au Tableau 6-6

Tableau 6-6 : transits de puissance et taux d'utilisation des lignes en configuration C1

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
CIS axe N-S câble 1	1110.2	183.9	0.59
CIS axe N-S câble 2	1110.2	183.9	0.59
Périers Launay	840.1	48.9	0.33
Périers Launay	840.1	48.9	0.33
Périers Terrette 1	-153.3	-32.6	0.06
Périers Terrette 2	189.6	65.2	0.08
Lignes 400 kV	3936.9	498.2	

Le Tableau 6-7 reporte l'analyse des contingences en « N-1 »

Tableau 6-7 : analyse des contingences en configuration C1

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
Câble CIS axe N-S	Positif
Périers – Launay	Positif
Périers - Terrette 1	Positif
Périers - Terrette 2	Positif
Domloup – Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

6.4.6 Impacts environnementaux

6.4.6.1 Impact visuel

La solution en câble enterré permet d’annuler quasiment les impacts visuels.

L’aspect d’un couloir où ont été posés 4 tri-câbles après l’enfouissement et 8 mois après la fin de la pose est montré dans la Figure 6-9 :



Figure 6-9 : pose d’un câble 400 kV (4 tri –câbles) dans la campagne anglaise. Aspect à la fin de la pose et 8 mois après la fin du chantier

6.4.6.2 Champs électromagnétiques :

L’effet d’écran exercé par les gaines conductrices des câbles permettent de réduire le niveau de champ électrique.

Le profil du champ magnétique pour la ligne en câble enterré en disposition trèfle a été calculé en considérant les conditions conventionnelles de charge de 2000 A sur chaque terna ; le profil est reporté dans la Figure 6-10

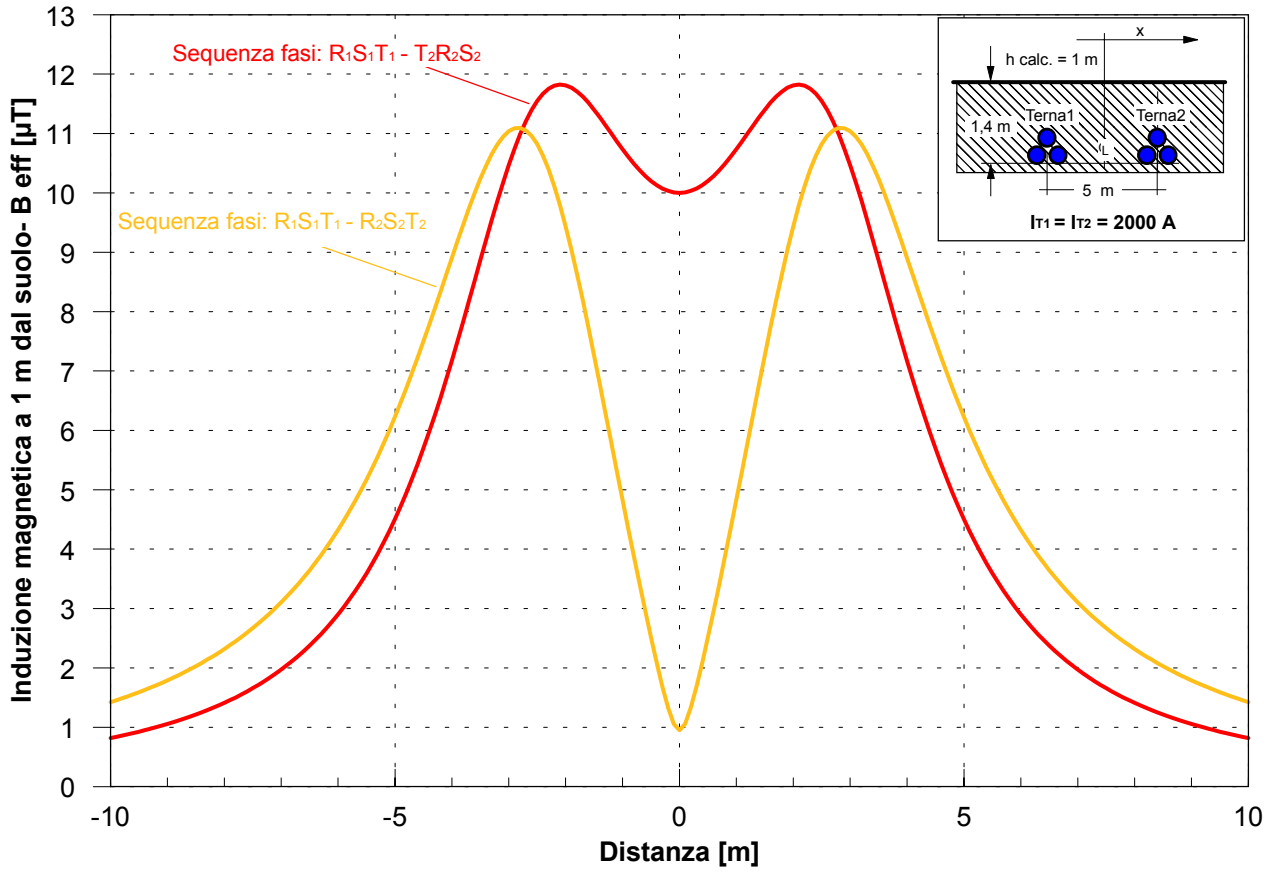


Figure 6-10: profil du champ magnétique de la ligne en CONFIGURATION C1

6.5 CONFIGURATION C2 : Ligne en câble souterrain pose directement enterrée disposition en tréfle ou en nappe – quadruple tri-câble

Les câbles (ternes, ou tri –câbles) sont posés par couple dans une même tranchée : ceci simplifie les opérations de pose et réduit l’ampleur du front de chantier mais ne rend pas indépendant chaque tri-câble du point de vue thermique et électrique. Les couples de câbles sont posés en tranchées suffisamment éloignées (par exemple placées des côtés opposés d’une route départementale pour pouvoir les considérer complètement indépendants tant du point de vue thermique (augmentation de la capacité de charge) que du point de vue électrique (possibilité d’effectuer des opération d’entretien ou de réparation sur un couple de tri-câbles, tout en gardant l’autre sous tension). Le dimensionnement thermique de chaque couple de tri-câble étant d’environ 1500 à 2000 MVA on peut considérer que cette configuration soit équivalente à celle d’une ligne aérienne à double-circuit. Du point de vue de la fiabilité d’exploitation, il faut prévoir 1.2 défaut par an d’une durée d’un mois pendant lequel le lien synchronisant reste garanti et l’écoulement de la charge est garanti par les câbles qui restent en service. La gestion prévue par RTE pour cette configuration, avec deux cellules de disjoncteurs (une par couple de tri-câbles) impose une utilisation conjointe de couples. Lors des travaux de réparation d’un tri-câble, l’autre doit rester hors service car les distances de sécurité ne seraient pas garanties. Le niveau de compensation du réactif se situe aux alentours de 7000 MVA, sur 2 postes d’extrémité et 3 postes intermédiaires.

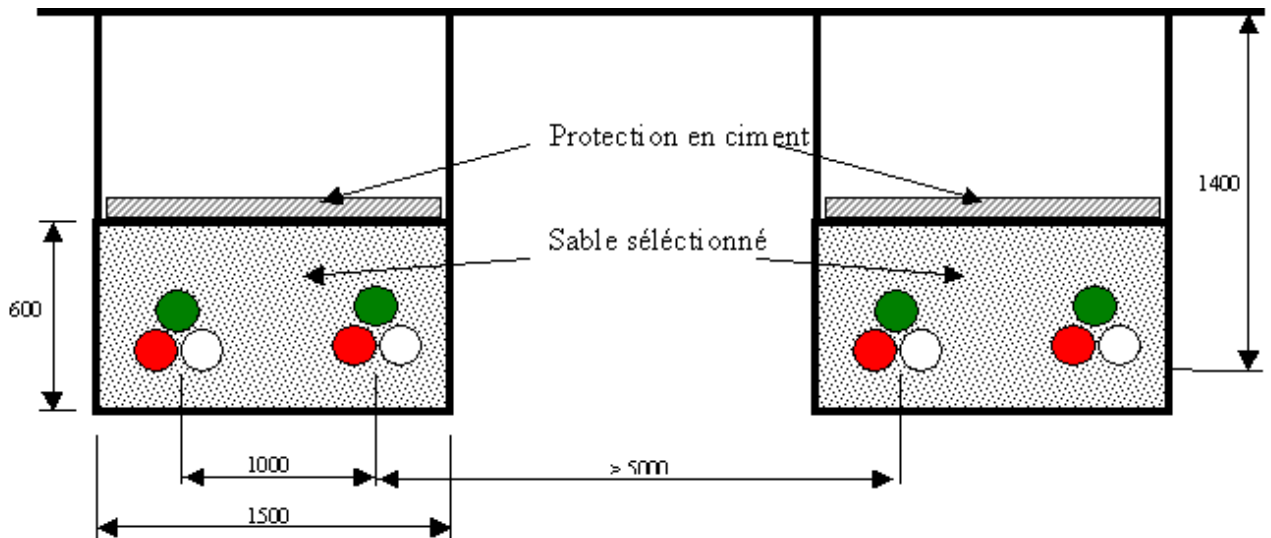


Figure 6-11 : Configuration C2

6.5.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION C2
Longueur totale	150 km
Portée nominale	4 x 1000 MVA
Courant nominal	4 x 1440 A
Température du sol	25 °C en été 15° en hiver
Température de l'air	30°C en été 20°C en hiver
Résistivité thermique du sol	1.2 K m/W en été 0.85 K m/W en hiver
Fourreau :	
Nombre	2
Hauteur	0.6 m
Largeur	1.5 m
Profondeur d'enfouissement	1.4 m

Distance entre tranchées	4.0 m
Pose des câbles	
type	Directement enterré
Configuration	Tréfle ou nappe
Câbles	
Type	RE4H1H5E – 400kV 1x 2000 mm ² Tronçons de 900 m environ
Longueur totale	1800 km
Extrémités	
Nombre	96
Jonctions	
Nombre	Environ 2250
Câbles optiques	
Longueur	600 km
Postes de compensation du réactif	
Nombre	5
Puissance réactive par poste	2500 MVA _r poste « amont » (2 x 1250) 1500 MVA _r en poste intermédiaire 1 (4 X 375) 1000 MVA _r en poste intermédiaire 2 (4 X 250) 1000 MVA _r en poste intermédiaire 3 (4 X 250) 1000 MVA _r poste « aval » (2 x 500)

6.5.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-8 on a explicité les coûts de réalisation. Dans le tableau nous avons pris en compte les réacteurs de compensation qui sont nécessaire dans ce cas.

Les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction	
Modification postes « amont » et « aval »	28.500.000
Câble	810.000.000
Postes de compensation d'extrémité	22.500.000
Postes de compensation intermédiaires	23.850.000
Pertes	
Pertes (pour le transit de 1600 MW)	30.150.000
Postes de compensation (5 postes)	63.000.000
Dé-fabrication	
Câble	10.725.000
Postes de compensation (5 postes)	1.400.000
Total	≈ 990.000.000

Tableau 6-8: enjeux économiques relatifs à la CONFIGURATION C2

6.5.3 Aspects techniques de la construction

Voir configuration C1

6.5.4 Aspects techniques de la gestion

Voir configuration C1

6.5.5 Aspects liés aux réseaux

La simulation de comportement de cette configuration n'a pas été effectuée car plus favorable que celle de la configuration C1, qui garantissait tous les paramètres requis du point de vue du réseau

6.5.6 Impacts environnementaux

6.5.6.1 Impact visuel

Voir configuration C1

6.5.6.2 Champs électromagnétiques :

Le profil du champ magnétique pour la ligne en câble directement enterré en disposition trèfle a été calculé en considérant les conditions nominales de dimensionnement, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque terre ; le profil est reporté dans la Figure 6-12

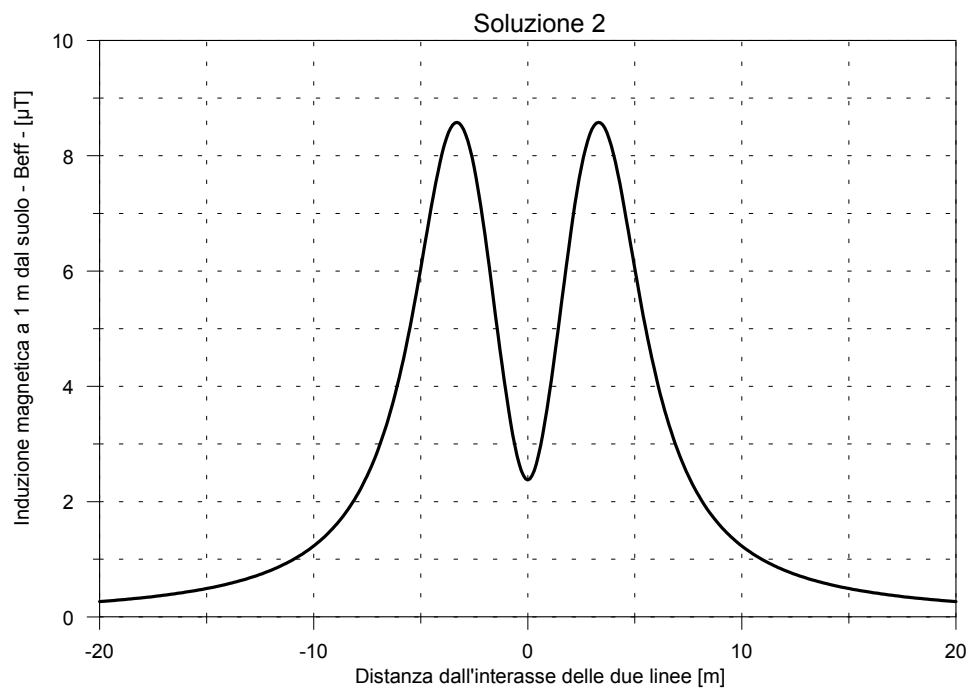


Figure 6-12: profil du champ magnétique de la ligne en CONFIGURATION C2

Les résultats des calculs démontrent que la valeur de champ magnétique est largement inférieure aux limites fixées par l'Arrêté Technique : 100 µT.

6.6 CONFIGURATION C3 : Ligne en câble souterrain pose directement enterrée disposition en trèfle ou en nappe – triple tri-câble

La configuration qui prévoit l'utilisation de trois tri-câbles est montrée dans la Figure 6-13

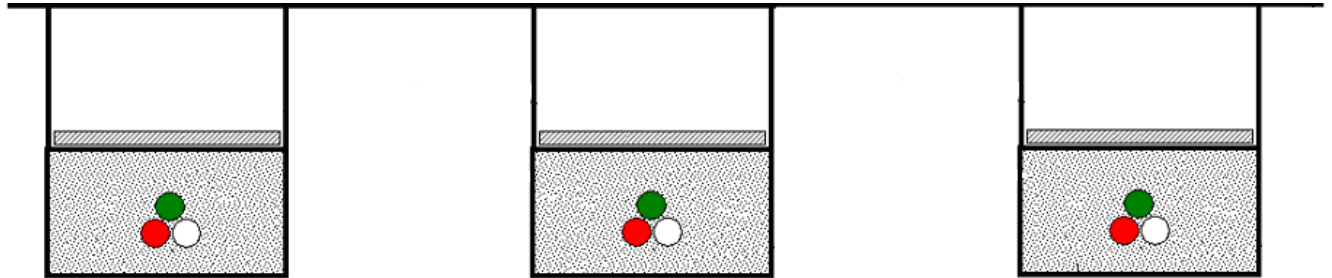


Figure 6-13 : configuration C3 à trois tri-câbles

6.6.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION C3
Longueur totale	150 km
Portée nominale	3 x 1000 MVA
Courant nominal	3 x 1440 A
Température du sol	25 °C en été 15° en hiver
Température de l'air	30°C en été 20°C en hiver
Résistivité thermique du sol	1.2 K m/W en été 0.85 K m/W en hiver
Fourreau :	
Nombre	3
Hauteur	0.6 m
Largeur	0.7 m
Profondeur d'enfouissement	1.4 m
Distance entre tranchées	4.0 m
Pose des câbles	
type	Directement enterré
Configuration	Trèfle ou nappe
Câbles	
Type	RE4H1H5E – 400kV 1x 2000 mm ² Tronçons de 900 m environ
Longueur totale	1350 km
Extrémités	
Nombre	72
Jonctions	
Nombre	Environ 1500
Câbles optiques	
Longueur	450 km
Postes de compensation du réactif	
Nombre	5
Puissance réactive par poste	1600 MVar poste « amont » (2 x 800) 1000 MVar en poste intermédiaire 1 (4 X 250) 750 MVar en poste intermédiaire 2 (4 X 175) 750 MVar en poste intermédiaire 3 (4 X 175) 750 MVar poste « aval » (2 x 350)

6.6.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-8 on a explicité les coûts de réalisation. Dans le tableau nous avons pris en compte les réacteurs de compensation qui sont nécessaire dans ce cas.

Les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction	
Modification postes « amont » et « aval »	28.500.000
Câble	680.000.000
Postes de compensation d'extrémité	15.600.000
Postes de compensation intermédiaires	17.850.000
Pertes	
Pertes (pour le transit de 1600 MW)	34.950.000
Postes de compensation (5 postes)	43.650.000
Dé-fabrication	
Câble	9.000.000
Postes de compensation (5 postes)	2.100.000
Total	≈ 832.000.000

Tableau 6-9: enjeux économiques relatifs à la CONFIGURATION C3

6.6.3 Aspects techniques de la construction

Voir configuration C1

6.6.4 Aspects techniques de la gestion

Voir configuration C1

6.6.5 Aspects liés aux réseaux

La simulation de comportement de cette configuration n'a pas été effectuée car plus favorable que celle de la configuration C1, qui garantissait tous les paramètres requis du point de vue du réseau

6.6.6 Impacts environnementaux

6.6.6.1 Impact visuel

Voir configuration C1

6.6.6.2 Champs électromagnétiques :

Voir configuration C1

Le profil du champ magnétique pour la ligne en câble directement enterré en disposition trèfle a été calculé en considérant les conditions nominales de dimensionnement, c'est à dire un courant de 2000A sur chaque terre ; le profil est reporté dans la Figure 6-14

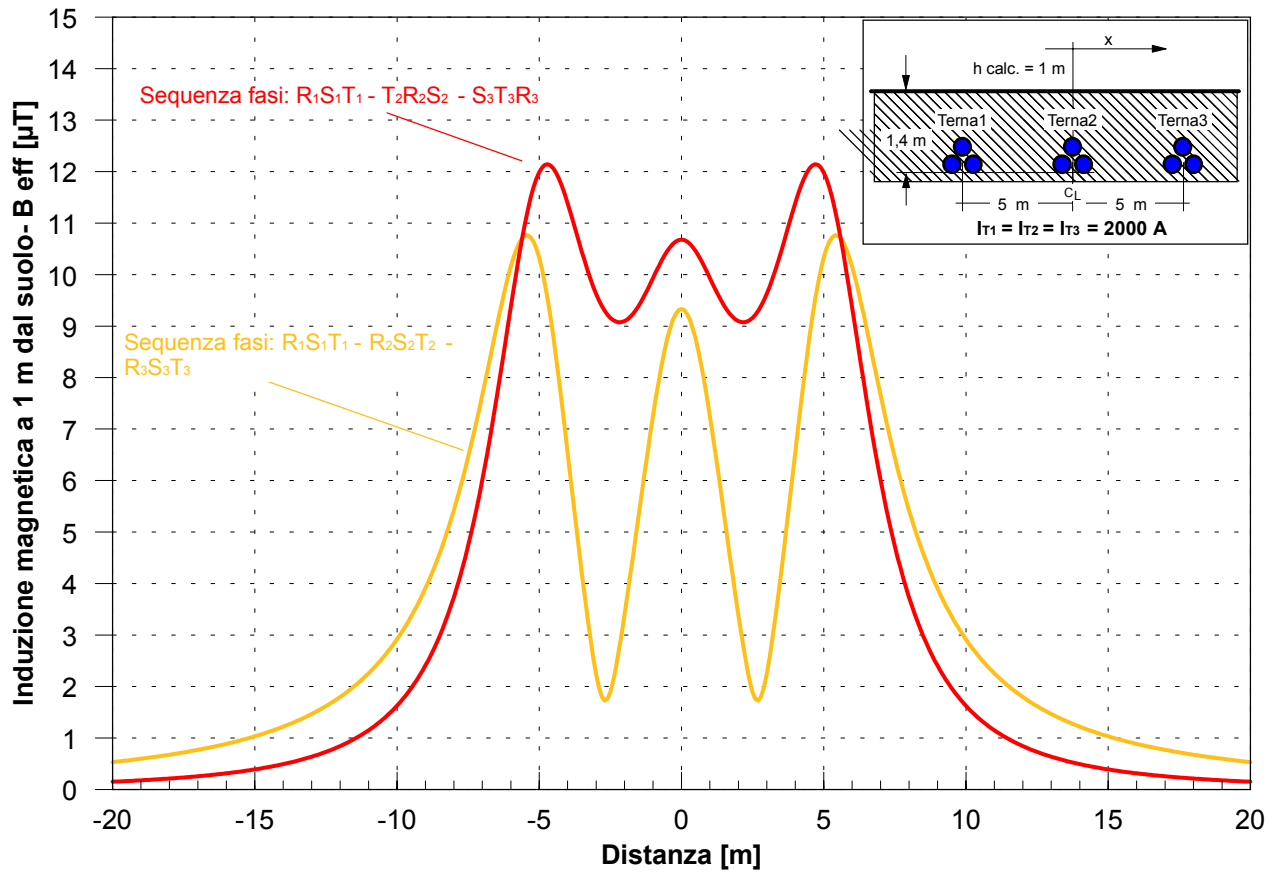


Figure 6-14: profil du champ magnétique de la ligne en CONFIGURATION C3

Les résultats des calculs démontrent que la valeur de champ magnétique est largement inférieure aux limites fixées par l'Arrêté Technique : 100 µT.

6.7 CONFIGURATION S1 : Ligne aéro-souterraine: double tri-câble sur 30 km et ligne aérienne à double circuit sur le reste du parcours

Cette alternative prévoit la pose d'un siphon en câble souterrain sur 30 km pour la traversée d'endroits densément peuplés ou de zones dans lesquelles l'impact environnemental caractéristique d'une ligne aérienne serait trop important. Pour l'étude de cette alternative, les tronçons aériens sont supposés en double terre, comme dans l'alternative A1. En ce qui concerne le tronçon en câble, les alternatives de dimensionnement peuvent porter sur :

- un tronçon en câble avec 4 tri-câbles, dimensionné pour la même portée nominale que la ligne aérienne
- un tronçon en câble avec 2 tri-câbles, dimensionné pour une portée nominale inférieure à celle de la ligne aérienne mais estimée suffisante pour le projet Cotentin- Maine, dans les conditions de réseau prises en compte.

L'alternative à 4 câbles est certainement plus rationnelle du point de vue du gestionnaire de réseau car elle ne limite pas d'une façon significative la gestion du réseau et son développement : la ligne aurait un dimensionnement uniforme sur toute sa longueur et la partie souterraine ne limiterait pas les possibilités d'utilisation de la partie aérienne. D'autre part l'alternative à 2 câbles minimise l'emprise mais conditionne le développement du réseau. C'est l'option qui a été retenue au Danemark pour la construction de la ligne décrite au chapitre de familiarisation avec les technologies. Il est important de faire un bilan entre les avantages environnementaux et économiques qui peuvent être obtenus sur les 30 km de siphon et les problèmes potentiels qui peuvent surgir à cause des limitations de gestion imposées par le rétrécissement de capacité imposé par la configuration limitée. Nous avons développé l'étude d'ingénierie sur l'option limitée, mais nous donnons l'indication des aspects économiques sur les deux solutions possibles.

6.7.1 Paramètres d'ingénierie

Tronçon en câble :

Configuration		CONFIGURATION S1
Longueur totale		30 km
Portée nominale		2 x 1000 MVA
Courant nominal		2 x 1732 A
Température du sol		25 °C en été 15° en hiver
Température de l'air		30°C en été 20°C en hiver
Résistivité thermique du sol		1.2 K m/W en été 0.85 K m/W en hiver
Fourreau :		
Nombre		2
Hauteur		0.6 m
Largeur		1.5 m
Profondeur d'enfouissement		1.4 m
Distance entre tranchées		4.0 m
Pose des câbles		
type		Directement enterré
Configuration		Trèfle ou nappe
Câbles		
Type		RE4H1H5E – 400kV 2 x 3 x 2500 mm ² Tronçons de 900 m environ
Longueur totale		180 km
Extrémités		
Nombre		12
Jonctions		
Nombre		Environ 220
Postes de compensation du réactif		
Nombre		1
Puissance réactive par poste		600 MVar poste « amont » du câble (2 X 300)

Tronçons en ligne aérienne :

Configuration		CONFIGURATION S1
Longueur totale		120 km
Portée thermique		4000 MVA
Contraintes physiques :		
Pression du vent sur les conducteurs		680Pa à -5°C
Contrainte de givre		Epaisseur 40mm avec pression de vent 180 Pa à -5°C ; givre asymétrique
Zone de pollution		2
Poteaux :		
	Type	Danube (voir Figure 6-1)
	Nombre	≈ 270 ¹⁰
Fondations		
	volume	25 m ³
	nombre	≈ 270
Conducteurs		
	Type	Aster 3 x 570 mm ² (trois câbles par phase)
	Longueur totale	2160 km
Câbles de garde		
	Type	THIM 268
	Longueur totale	240 km
Isolateurs		
	Type	Capot et tige ; isolateur en verre ; longueur de ligne de fuite > 9500 mm
	Nombre	≈ 2000 chaînes d'isolateurs
Accessoires		
	Types	En acier ; présence de dispositifs de protection contre les vibrations éoliennes aux poteaux et en portée

6.7.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-10; les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût de la ligne globale option 2 tri-câbles [€]	Coût de la ligne globale option 4 tri-câbles [€]
Construction		
Modification des postes « amont » et « aval »	28.500.000	28.500.000
Ligne	57.600.000	57.600.000
Câble	118.000.000	165.000.000
Poste de compensation	4.350.000	8.000.000
Gestion		
Ligne	684.000	684.000
Câble	négligeable	négligeable
Pertes		
Pertes dans la ligne aérienne (pour le transit de 1600 MW)	77.280.000	77.280.000
Pertes dans le câble (pour le transit de 1600 MW)	10.470.000	6.000.000
Poste de compensation	5.400.000	10.800.000

¹⁰ Le nombre exact d'éléments composant la ligne ne peut être calculé avec précision qu'en présence d'un tracé précis. Les chiffres reportés dans ce tableau sont donc indicatifs et servent essentiellement à des fins de comparaison entre les solutions alternatives

Dé-fabrication			
	Ligne	1.800.000	1.800.000
	câble	1.080.000	2.160.000
Total		≈ 305.000.000	≈ 358.000.000

Tableau 6-10: enjeux économiques relatifs à la ligne aérienne en CONFIGURATION M1
6.7.3 Aspects techniques de la construction

- Voir configuration L1 pour le tronçon en ligne aérienne
- Voir configuration C1 pour le tronçon en câble

6.7.4 Aspects techniques de la gestion

- Voir configuration L1 pour le tronçon en ligne aérienne
- Voir configuration C1 pour le tronçon en câble

6.7.5 Aspects liés au réseau

Le niveau de puissance active et réactive qui transite sur les principaux circuits et leur taux d'utilisation est reporté au Tableau 6-11

Tableau 6-11 : transits de puissance en configuration S1

Conditions N	<i>MW</i>	<i>Mvar</i>	I/Imax (p.u.)
Ligne N-S Mixte avec siphon 30 km - ligne 1	822.4	45	0.32
Ligne N-S Mixte avec siphon 30 km - ligne 2	822.4	45	0.32
Périers Launay	1053.3	112.0	0.41
Périers Launay	1053.3	112.0	0.41
Périers Terrette 1	-86.2	-23.8	0.03
Périers Terrette 2	272.4	85.6	0.11
Lignes 400 kV	3937.6	375.8	

L'analyse des contingences est reportée au Tableau 6-12.

Tableau 6-12 : analyse des contingences en configuration S1

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
<i>Ligne N-S Mixte avec siphon 30 km</i>	Positif
<i>Périers - Launay</i>	Positif
<i>Périers - Terrette 1</i>	Positif
<i>Périers - Terrette 2</i>	Positif
<i>Domloup - Plaine Haute</i>	Positif
<i>Cordemais - La Martyre</i>	Positif

En ce qui concerne la mise sous tension des câbles (de longueur 30km) l'analyse montre qu'il n'y a aucun problème à prévoir.

6.7.6 Impacts environnementaux
6.7.6.1 Champs électromagnétiques

- Voir configuration L1 pour le tronçon en ligne aérienne
- Voir configuration C1 pour le tronçon en câble

6.8 CONFIGURATION G1 : Ligne en câble à isolation gazeuse

Les solutions en câble à isolation gazeuse permettent, tout comme les câbles à isolation synthétique de réduire les impacts visuels et les champs électromagnétiques (en particulier les champs électromagnétiques de cette solution technologique sont fortement réduits par rapport à ceux générés par les câbles à isolation synthétique). Les coûts de réalisation imposent le choix du parcours le plus court possible. Pour maintenir les coûts au niveau le plus bas pour la technologie, la seule option est celle enterrée directement dans le terrain.

6.8.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION G1
Longueur totale	150 km
Portée thermique	4000 MVA
Courant nominal	2 x 2887 A
Température du sol	25 °C en été 15° en hiver
Température de l'air	30°C en été 20°C en hiver
Résistivité thermique du sol	1.2 K m/W en été 0.85 K m/W en hiver
Fourreau :	
Nombre	2
Largeur	3.5-4.0 m
Profondeur d'enfouissement	1.6 m
Distance entre tranchées	4,0m
Pose des câbles	
type	Directement enterré
Configuration	En nappe
CIG	
Diamètre	Approx. 500 mm
Longueur totale	900 km

6.8.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-13; on a explicité les coûts de réalisation les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction	
ligne	1.380.000.000
poste	Négligeable par rapport à la ligne
Gestion	Négligeable
ligne	
poste	
Pertes	
Ligne (pour un transit de 1600 MW)	34.200.000
poste	Négligeable par rapport au coût de construction de la ligne
Dé-fabrication	2.500.000
Total	≈ 1.417.000.000

Tableau 6-13: enjeux économiques relatifs à la CONFIGURATION G1

6.8.3 Aspects techniques de la construction

Aucune installation en CIG de l'envergure de celle prise en compte n'a été réalisée dans le monde jusqu'à présent. Les travaux expérimentaux engagés da EDF ont démontré la faisabilité technique de cette solution avec des méthodes dérivées de celles qu'on emploie dans l'industrie du pipeline.

6.8.4 Aspects techniques de la gestion

La gestion de CIG 400 kV prévoit qu'on utilise des méthodes de surveillance pour la localisation des éventuels défauts graves comme les arcs internes, fuites de gaz, défauts du revêtement anticorrosion.

6.8.5 Aspects liés aux réseaux

Le niveau de puissance active et réactive qui transite sur les principaux circuits et leur taux d'utilisation est reporté au Tableau 6-14

Tableau 6-14 : transits de puissance en configuration G1

Conditions N	MW	Mvar	I/I _{max} (p.u.)
CIG sur axe N-S ligne 1	1215.6	148.8	0.61
CIG sur axe N-S ligne 1	1215.6	148.8	0.61
Périers Launay	762.1	32.9	0.30
Périers Launay	762.1	32.9	0.30
Périers Terrette 1	-178.7	-16.0	0.07
Périers Terrette 2	160.5	80.4	0.07
Lignes 400 kV	3937.2	427.8	

L'analyse des contingences est reportée au Tableau 6-15

Tableau 6-15 : analyse des contingences en configuration G1

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
CIG sur axe N-S	Positif
Périers - Launay	Positif
Périers - Terrette 1	Positif
Périers - Terrette 2	Positif
Domloup - Plaine Haute	Positif
Cordemais - La Martyre	Positif

6.8.6 Impacts environnementaux

6.8.6.1 Impact visuel

La solution en câble en câble à isolation gazeuse permet d'annuler complètement les impacts visuels .

6.8.6.2 Champs électromagnétiques :

La circulation dans l'enveloppe du CIG d'un courant ayant une valeur égale et un sens opposé à celui qui circule dans les conducteurs, permet d'obtenir un effet écran très efficace contre les champs magnétiques. Les valeurs maximale d'induction magnétique sont d'environ 1 au dessus du circuit : cette valeur est nettement plus basse par rapport à celle des câbles enterrés et de deux ordres de grandeur plus basse que la valeur maximale admise dans l'Arrêté technique.

Le profil du champ magnétique à 1 mètre du sol pour un CIG double terre est reporté dans la Figure 6-15 ;

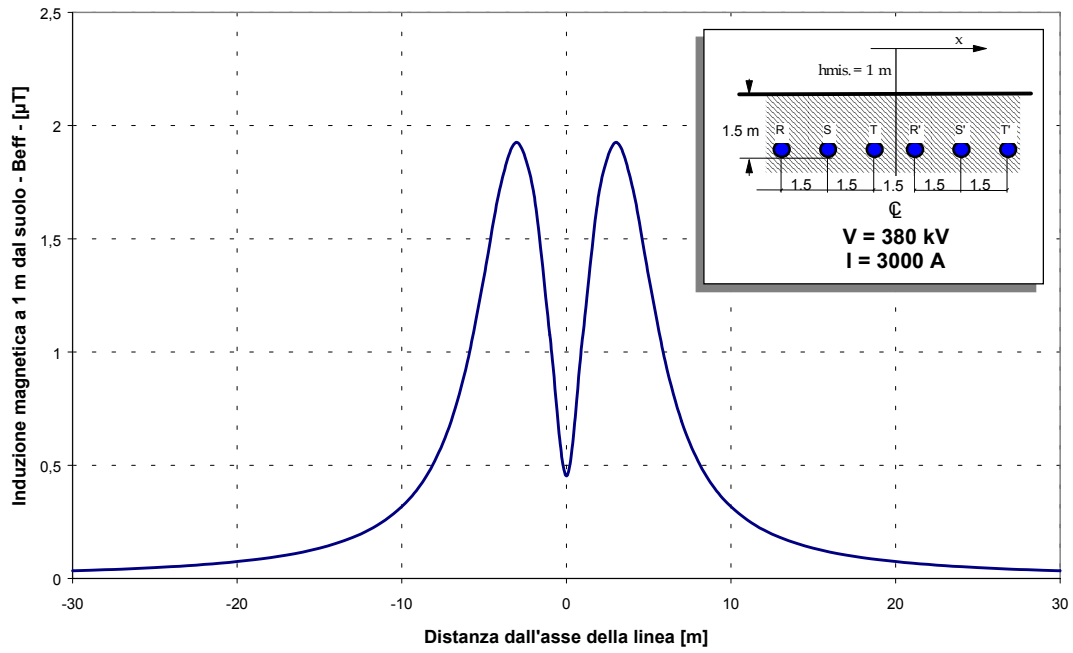


Figure 6-15: profil du champ magnétique à 1 m du sol pour un CIG double terre

6.9 CONFIGURATION H1 : Construction d'une nouvelle ligne en courant continu 300 kV

L'analyse de réseau a montré qu'une ligne en tension continue sur l'axe N-S ne permet pas d'obtenir un lien synchronisant suffisamment fort pour le bon fonctionnement du réseau. Néanmoins, pour devoir de complétude nous reportons cette solution, qui pourrait être parcourue par exemple en conjonction avec une compensation série sur l'axe O-E.

La solution prise en compte prévoit la création d'un poste de conversion qui pourrait se trouver aux alentours du « poste amont » du projet, d'une ligne aérienne à double circuit (deux fils) d'une longueur d'environ 150 km et d'un poste d'inversion à l'emplacement du poste « aval ».

6.9.1 Paramètres d'ingénierie

Configuration	CONFIGURATION H1
Longueur totale	150 km
Portée thermique	3600 MVA
postes	1600 MVA
Contraintes physiques :	
Pression du vent sur les conducteurs	680Pa à -5°C
Contrainte de givre	Epaisseur 40mm avec pression de vent 180 Pa à -5°C ; givre asymétrique
Zone de pollution	3
Poteaux :	
Type	Danube (voir Figure 6-1)
Nombre	≈ 330 ¹¹
Fondations	
volume	20 m ³
nombre	≈ 330
Conducteurs	
Type	Aster 3 x 570 mm ² (trois câbles par phase)
Longueur totale	1800 km
Câbles de garde	
Type	THIM 268
Longueur totale	300 km
Isolateurs	
Type	Capot et tige ; isolateur composite
Nombre	≈ 1600 chaînes d'isolateurs
Accessoires	
Types	En acier ; présence de dispositifs de protection contre les vibrations éoliennes aux poteaux et en portée

6.9.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-16; on a explicité les coûts de réalisation

les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Tableau 6-16 : enjeux économiques relatifs à la configuration H1

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction	
postes	315.000.000
ligne	67.500.000

¹¹ Le nombre exact d'éléments composant la ligne ne peut être calculé avec précision qu'en présence d'un tracé précis. Les chiffres reportés dans ce tableau sont donc indicatifs et servent essentiellement à des fins de comparaison entre les solutions alternatives

Gestion		
	postes	1.500.000
	ligne	855.000
Pertes		
	Ligne (pour le transit de 1600 MW)	85.800.000
	postes	56.000.000
Dé-fabrication		inconnu
Total		≈ 527.000.000

6.9.3 Aspects techniques de la construction

La construction de postes de conversion de cette envergure est bien établie et les constructeurs présents au niveau international ont une expertise et une maîtrise de la technologie qu'on peut définir complète.

La construction de la ligne aérienne 300 kV en courant continu est plus simple que celle d'une ligne en tension alternative, car elle ne comporte que deux groupes de conducteurs. Les isolateurs sont plus longs que ceux qui sont utilisés en tension alternative à cause de la tendance à accumuler la pollution, mais leur dimensionnement est de nos jours bien établi.

6.9.4 Aspects techniques de la gestion

La gestion d'un lien HVDC à 300 kV est de nos jours bien établie. RTE même a une expérience spécifique de gestion du lien sous-marin entre la France et la Grande Bretagne.

6.9.5 Aspects liés au réseau

Le niveau de puissance active et réactive qui transite sur les principaux circuits et leur taux d'utilisation est reporté au Tableau 6-17

Tableau 6-17: transits de puissance en configuration H1

Conditions N	<i>MW</i>	<i>Mvar</i>	<i>I/Imax (p.u.)</i>
Menuel Domloup	1600.0	-	-
Menuel Launay	997.0	156.5	0.39
Menuel Launay	997.0	156.5	0.39
Menuel Terrette 1	22.2	-40.4	0.02
Menuel Terrette 2	337.1	68.0	0.13
Lignes 400 kV	3953.3	340.6	

L'analyse des contingences est reportée au Tableau 6-18

Tableau 6-18 : analyse des contingences dans la configuration H1

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
<i>Menuel - Domloup HVDC</i>	Positif
<i>Menuel - Launay</i>	Positif
<i>Menuel - Terrette 1</i>	Positif
<i>Menuel - Terrette 2</i>	Positif
<i>Domloup - Plaine Haute</i>	Positif
<i>Cordemais - La Martyre</i>	Positif

6.9.6 Impacts environnementaux

6.9.6.1 Champs électromagnétiques

Le profil du champ électrique généré par une ligne HVDC 300 kV est montré dans la Figure 6-16 pour différentes hauteurs de conducteurs par rapport au sol. Il est à remarquer que le champ électrique est statique (non alternatif) et que la valeur reste bien en dessous des valeurs normalement acceptées en Europe et inférieures aux valeurs qui caractérisent les effets électrostatiques.

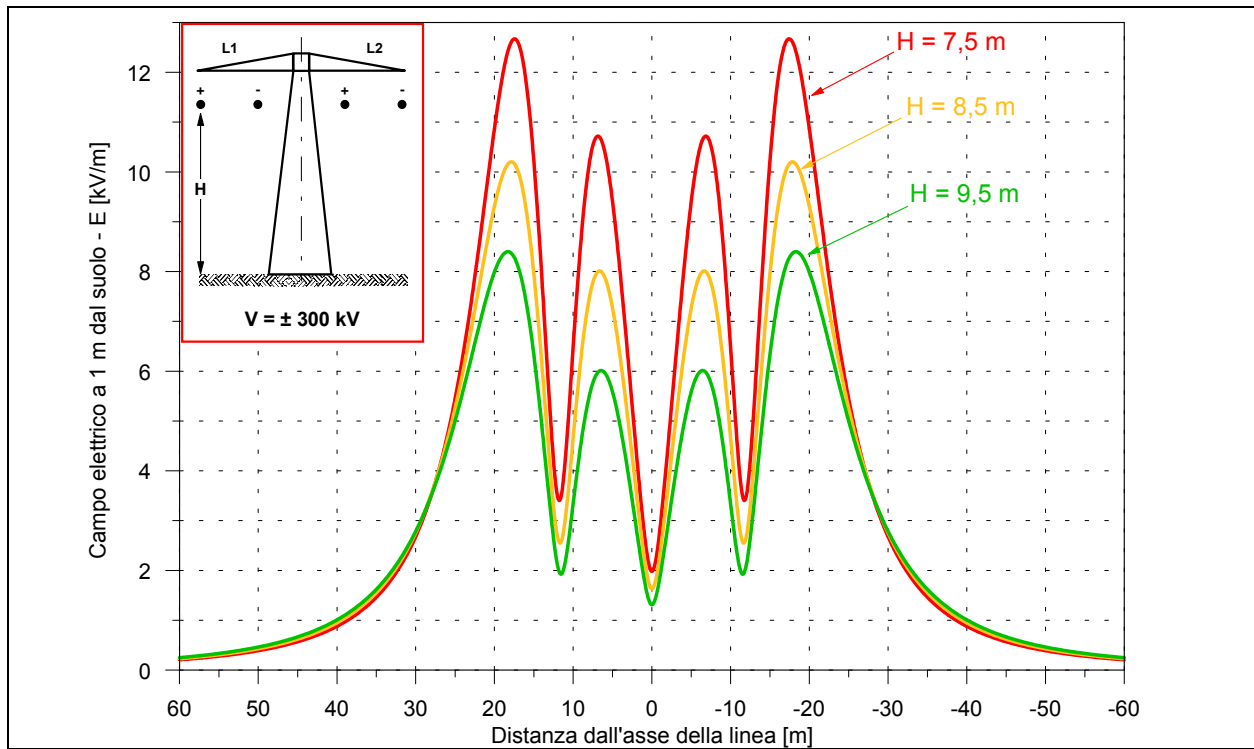


Figure 6-16 : profil de champs électrique pour une ligne HVDC 300 kV

Dans la Figure 6-17 le profil de champs magnétique est reporté. Il faut d'abord se rappeler que ce type de champs magnétique est stationnaire (et non variable à fréquence industrielle comme celui des lignes THT conventionnelles). On peut remarquer des valeurs maximales de l'ordre de 50 μ T, qui est inférieure d'ordres de grandeurs par rapport aux valeurs limites adoptées dans différents Pays (4000 μ T) et proche à la valeur du champs naturel mesurable (environ 45 μ T)

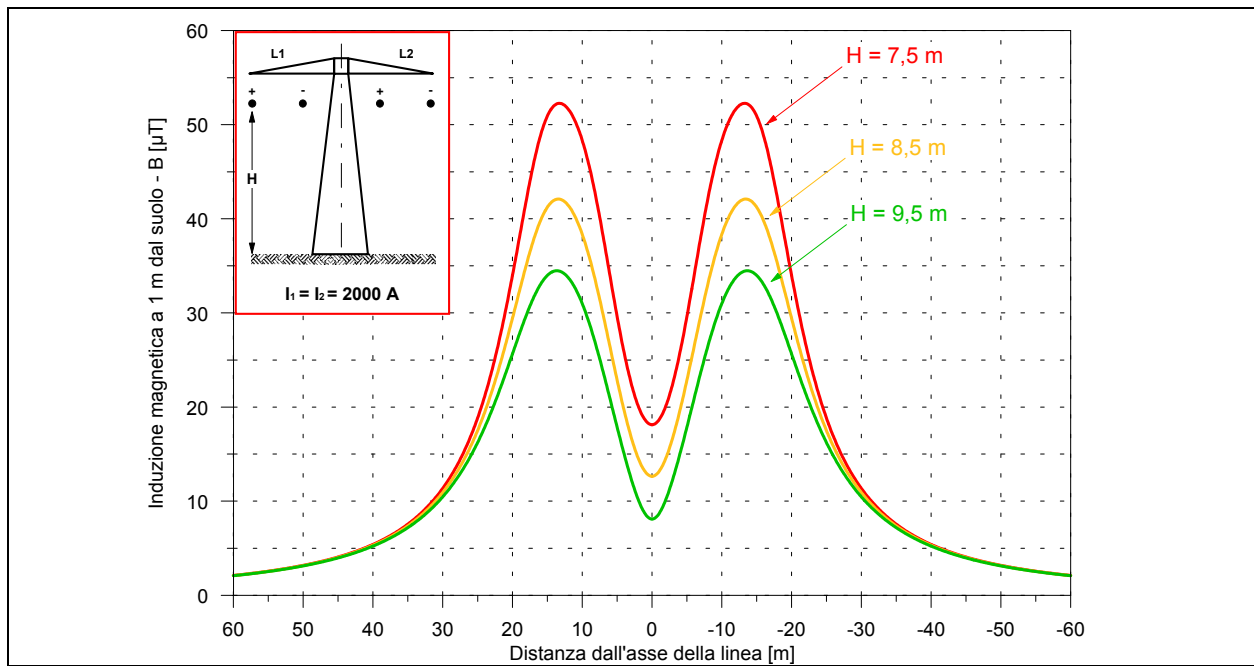


Figure 6-17 : profil de champs magnétique pour la ligne H1

6.10 CONFIGURATION M1: Ligne en câble sous-marin en tension continue vers le Havre;

De même que la solution H1, cette configuration ne permet pas de répondre aux critères de réseau. La configuration en tension continue prévoit la réalisation d'un poste de conversion comme extension du poste de Manuel, la construction d'un tronçon de ligne aérienne vers la mer (environ 30 km), la pose d'un câble sous-marin le long de la côte jusqu'à le Havre (110 km), où pourrait être réalisé le second poste de conversion DC-AC. Le dimensionnement de la connexion est prévu de 1600 MW

L'étude d'ingénierie de base d'un système HVDC de cette envergure est très complexe et dans la suite nous allons seulement mentionner quelques uns des aspects à prendre en compte. Les informations sont à considérer comme indicatives et de toute première approximation.

Pour les câbles HVDC on suppose un câble en PPL décrit, comme exemple, dans la Figure 6-18.

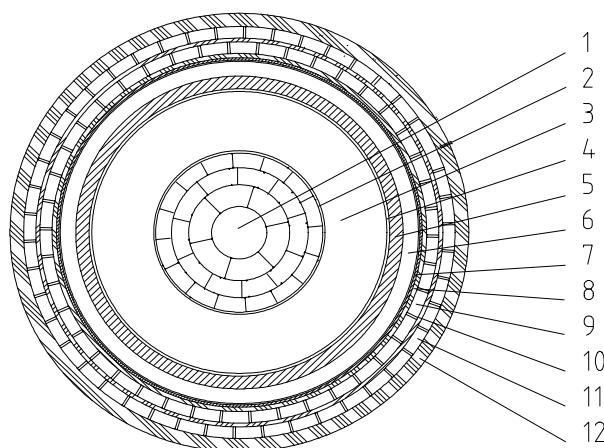


Figure 6-18: Section type d'un câble en PPL

1. Conducteur à voussoirs en cuivre, section d'environ 1250 mm² pour le tronçon sous-marin
2. Ecran semi-conducteur
3. Isolant en laminé papier-polypropylène imprégné de mélange visqueux
4. Ecran semi-conducteur
5. Gaine en alliage de plomb
6. Gaine anticorrosive en polyéthylène
7. Blindage à bandes d'acier
8. Rembourrage à bandes de polyester
9. 1^{ère} armure à plaques d'acier sens d'application droite
10. Ligature en fil de polypropylène
11. 2^{ème} armure à plaques d'acier sens d'application gauche
12. Ligature extérieure en fil de polypropylène

6.10.1 Paramètres d'ingénierie

Les données se réfèrent au seul tronçon français (sauf si autrement déclaré)

Configuration	Configuration M1
Longueur	100 km sous-marin
Portée thermique	1800 MW
Courant nominal	2 x 2 x 750 A
Nombre total de câbles	4
Nombre de câbles en parallèle par pôle	2
Type de câble	PPL
Section de chaque câble	1250 mm ²
Type de pose :	Enfoui à faible profondeur et posé sur le sol

Postes de conversion:

Deux postes de conversion sont nécessaire, dont un à Flamanville et l'autre à le Havre

Le poste comprend les éléments suivants :

- Filtres c.a.
- Transformateurs de conversion
- Convertisseurs
- Filtres c.c

Le dimensionnement de ces éléments est hors de portée de notre étude ;

6.10.2 Enjeux économiques

Les enjeux économiques relatifs à cette solution sont reportés dans le Tableau 6-19 ; les données des coûts qui se réfèrent à la période de la durée de vie de la ligne (gestion, pertes) et les données relatives à la fin de vie sont actualisées aux taux de 6.5% en tenant compte d'une durée de vie de 30 ans

Enjeu économique pris en compte	Coût [€]
Construction (poste)	315.000.000
Construction et pose câbles	320.000.000
Electrodes	5.000.000
Gestion	négligeable
Pertes	
postes	85.800.000
Câble (pour le transit de 1660 MW)	18.800.000
Dé-fabrication	négligeable
Total	≈ 745.000.000

Tableau 6-19: enjeux économiques relatifs à la CONFIGURATION M1

6.10.3 Aspects techniques de la construction

La construction de postes de conversion de cette envergure est bien établie et les constructeurs présents au niveau international ont une expertise et une maîtrise de la technologie qu'on peut définir complète.

La construction du câble sous-marin 300 kV en courant continu est aussi bien établie car de nombreuses connexions de cette envergure existent dans le monde. La pose du câble par contre comporte de nombreux problèmes car la région est caractérisée par une densité de circulation maritime très importante et des activités de pêche bien développées.

6.10.4 Aspects techniques de la gestion

La gestion d'un lien HVDC à 300 kV est de nos jours bien établie. RTE même a une expérience spécifique de gestion du lien sous-marin entre la France et la Grande Bretagne.

6.10.5 Aspects liés au réseau

Le niveau de puissance active et réactive qui transite sur les principaux circuits et leur taux d'utilisation est reporté au Tableau 6-20

Tableau 6-20 : Répartition de puissance en configuration M1

Conditions N	MW	Mvar	I/Imax (p.u.)
Menuel Le Havre	1600.0	-	-
Menuel Launay	1352.3	254.1	0.54
Menuel Launay	1352.3	254.1	0.54
Menuel Terrette 1	-325.8	37.0	0.13
Menuel Terrette 2	-26.9	135.8	0.05
Lignes 400 kV	3951.9	681.0	

L'absorption de puissance réactive est de 800Mvar de chaque côté et la compensation doit être d'environ 530Mvar. Le réseau doit être apte à fournir tant au poste d'inversion (Menuel) que de conversion (Le Havre), environ 270 MVAR

On constate que cette ligne ne résout aucun problème d'écroulement de puissance dans le réseau du N-O de la France car un important flux de puissance de retour est à remarquer sur l'axe Est-Ouest.

Le montre l'analyse des contingences : il est évident que cette solution n'est pas utilisable.

Tableau 6-21 : contingences en configuration M1

Contingences plus contraignantes - Lignes 400 kV	
Conditions N-1	Résultats
<i>Menuel - Le Havre HVDC sous-marine</i>	Bonne
<i>Menuel - Launay</i>	V basses : Launay 362kV - Laval 198kV
<i>Menuel - Terrette 1</i>	Bonne
<i>Menuel - Terrette 2</i>	Bonne
<i>Domloup - Plaine Haute</i>	Pas de convergence
<i>Cordemais - La Martyre</i>	V basses : Plaine Haute 369kV
<i>Cordemais - Morbras Poste Source</i>	Pas de convergence
<i>Le Havre - Rougemontier</i>	l'autre ligne est chargé au 180%

6.10.6 Impacts environnementaux

Occupation de terrain du poste de conversion

En tenant compte d'une occupation de terrain d'un poste d'environ 30m²/MW sans compter les jeux de barres 400kV, on peut estimer pour chaque poste de conversion une surface de 120000m².

6.11 CONFIGURATION CS1 : Compensation série et ligne sur l'axe N-S avec technologies diverses (simple terre aérien, HVDC, simple tri-câble)

L'utilisation d'une compensation série sur l'axe O-E, selon les résultats de l'analyse effectuée précédemment, n'est pas suffisante pour résoudre les problèmes du réseau du Nord-Ouest de la France ; en effet l'effet de « raccourcissement » de la ligne Manuel-Rougementier permet d'augmenter le lien synchronisant pour le générateur de Flamanville mais en contrepartie augmente le flux de puissance de retour sur cette directrice sans permettre la résolution des contingences en Bretagne. Cette mesure n'est donc pas suffisante dans la situation en étude. Cette option va nécessairement complétée par la construction d'un nouvel ouvrage (ligne aérienne, câble souterrain, ligne HVDC) qui permette d'acheminer le flux de puissance et de réagir aux contingences en Bretagne sans surcharger les lignes et les transformateurs de la région. Ceci, à vrai dire, rend peu intéressante l'alternative technologique car elle impose en tous cas la construction d'un ouvrage qui, même si moins important (ligne simple terre ou simple tri-câble) que celui pris en compte dans l'option de base, reste une réalisation d'une certaine envergure. Il faut donc qu'une réflexion soit faite sur l'opportunité d'utiliser une mesure qui pourrait exposer le système électrique à des risques de résonance iposynchrone ou à des résonances d'harmonique tout en ayant la nécessité d'un nouvel ouvrage sur l'axe Nord-Sud.

Du point de vue économique, la compensation série conventionnelle (avec condensateurs de valeur fixe) pour une puissance réactive de compensation d'environ 340 MVar, requiert un investissement d'environ 10 millions d'Euros. Pour l'utilisation de condensateurs avec système de réglage au thyristors (TCSR) il faut prévoir un investissement d'environ 18 Millions.

Les coûts de gestion d'un banc de condensateurs série sont négligeables : les pertes des condensateurs sont de l'ordre des millièmes de la puissance nominale et les coûts d'entretien se limitent à deux-trois jours par année, pour le nettoyage des isolateurs.

Une idée visuelle d'un poste de compensation série au niveau THT est montrée dans la Figure 6-19

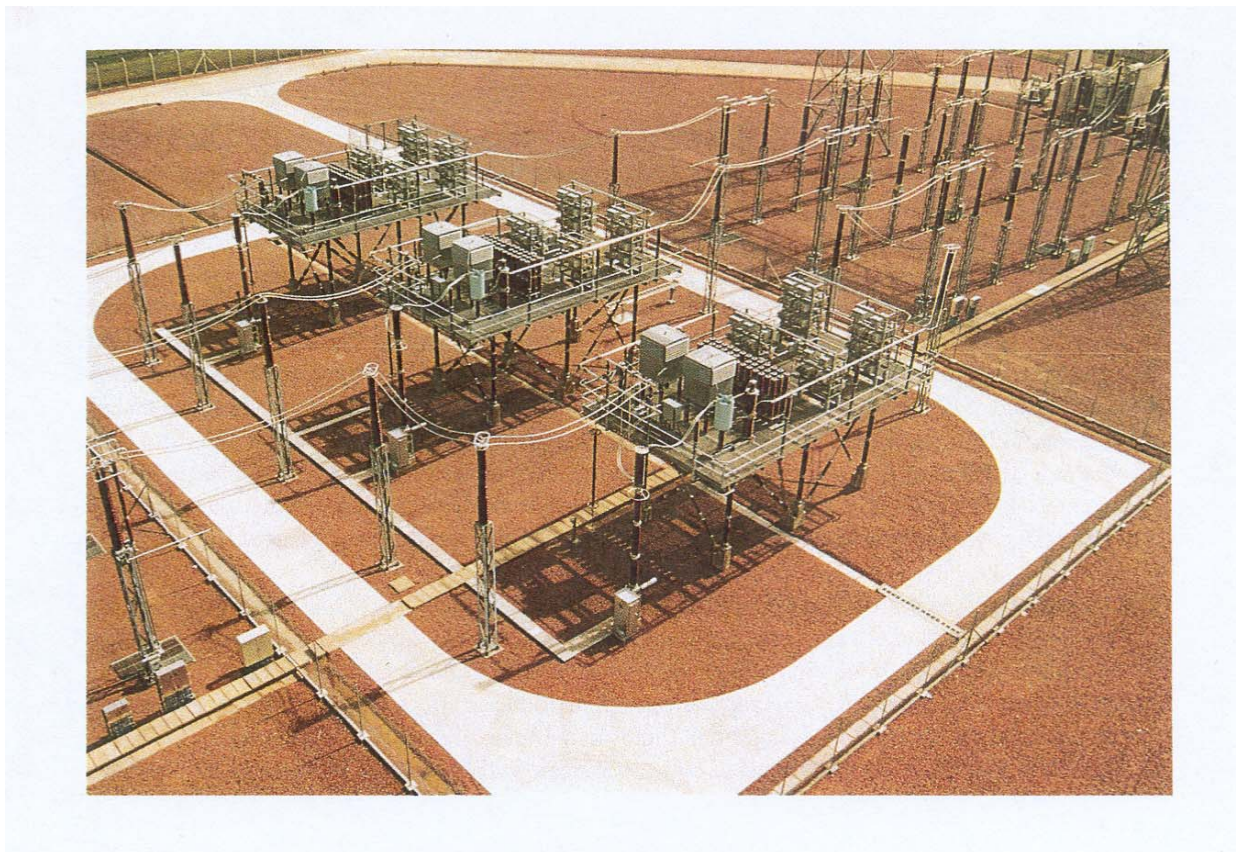


Figure 6-19 : poste de compensation série en THT

7 ANALYSE COMPARATIVE

Il est très complexe de comparer des solutions technologiques différentes pour un ouvrage de cette envergure. Une approche pourrait être l'analyse multi-critères qui permet, sur la base de critères déclarés et auxquels sont attribués des poids précis, de comparer les avantages et les désavantages des différentes options proposées. Nous n'avons pas suivi cette approche car nous estimons que la définition des poids d'importance d'un critère par rapport à un autre est très subjectif et dépend grandement de la sensibilité locale. Nous nous limitons donc à proposer des tableaux et des graphiques qui peuvent constituer la base rationnelle pour des études plus approfondies qui peuvent motiver vers un choix.

Nous présentons donc dans les figures suivantes :

- Une comparaison des aspects de réseau
- Une comparaison des coûts d'investissement, gestion et du cycle de vie
- Un tableau comparatif des aspects qualitatifs, comme par exemple :
 - Ampleur du chantier
 - Expérience précédente
 - Impact visuel
 - Emprise sur le terrain
 - Niveau max de CEM
 - Ampleur de couloir a CEM significatif
 - Flexibilité d'exploitation
 - Fiabilité attendue

Option	Lien sync.	Ecoule. de puissance		Oscill. méca. turb.-alt	Notes
		N	N-1		
Réseau sans ligne Menuel-Domloup					Effondrement de réseau. Inacceptable
Réseau sans renforcement					Lien synchronisant trop faible. Légère surcharge à Launay
Ligne aérienne simple terne sur axe N-S					Prise de charge moins équilibrée mais acceptable
Ligne aérienne double terne sur axe N-S					Prise de charge de la ligne nulle ; mauvais fonctionnement en urgence
Ligne aérienne double terne sur axe N-SE					Inacceptable car il faudrait mettre hors service la ligne Menuel-Domloup
Ligne aérienne double terne sur axe O-E					Inacceptable car il faudrait mettre hors service la ligne Menuel-Domloup
Reconstruction ligne Menuel-Domloup en quadruple terne					Inacceptable du point de vue du réseau. Problématique la capacité de transport
Remplacement des conducteurs de la ligne Menuel-Domloup avec renforcement des pylônes					Acceptable du point de vue du réseau.
Câble enterré 1x3x2500 mm ²					Acceptable du point de vue du réseau.
Câble enterré 2x3x2500 mm ²					Lien synchronisant trop faible. Légère surcharge à Launay
Câble enterré 3x3x2500 mm ²					Acceptable du point de vue du réseau.
Câble enterré 4x3x2500 mm ²					Acceptable du point de vue du réseau.
LIG enterrée 2x3xΦ500 mm					Acceptable du point de vue du réseau.
Connexion HVDC 300 kV poste 1600MVA, ligne 2000 MVA					Lien synchronisant trop faible.
Transformation de la ligne Menuel-Domloup en ligne HVDC 300 kV					Inacceptable car il faudrait mettre hors service la ligne Menuel-Domloup
Siphon 30 km : ligne double terne + câble 2x3x2500 mm ²					Acceptable du point de vue du réseau.
Siphon 60 km : ligne double terne + câble 2x3x2500 mm ²					Acceptable du point de vue du réseau. Risque d'être problématique pour la fiabilité
Connexion sous-marine HVDC vers le Havre					Lien synchronisant trop faible ; prise de charge de la ligne nulle ; mauvais fonctionnement en urgence
Connexion sous-marine HVDC vers Pleine Haute					Lien synchronisant trop faible ; mauvais fonctionnement normal et en urgence : nécessite un renforcement du réseau de la Bretagne
Connexion sous-marine THT vers Pleine Haute					Lien synchronisant trop faible ; mauvais fonctionnement normal et en urgence : nécessite un renforcement du réseau de la Bretagne. Solution technologique impossible pour compensation du réactif en pleine mer.
Compensation série sur l'axe O-E					Lien synchronisant suffisant ; s'effondre en conditions d'urgence ; risque d'oscillations mécaniques de l'axe turbine-alternateur et de résonances harmoniques ;
Compensation série sur l'axe O-E et ligne simple terne sur l'axe N-S					Comportement acceptable du point de vue du réseau. Risques d'oscillations mécaniques de l'axe turbine-alternateur et de résonances harmoniques. Nécessité de réviser les critères de protection des lignes
Compensation série sur l'axe O-E et câble enterré 1x3x2500 mm ² sur l'axe N-S					Comportement acceptable du point de vue du réseau. Risques d'oscillations mécaniques de l'axe turbine-alternateur et de résonances harmoniques Nécessité de réviser les

<p>Compensation série sur l'axe O-E et HVDC aérien sur l'axe N-S</p>					<p>critères de protection des lignes Comportement acceptable du point de vue du réseau. Risques d'oscillations mécaniques de l'axe turbine- alternateur et de résonances harmoniques Nécessité de réviser les critères de protection des lignes</p>
--	--	--	--	--	---

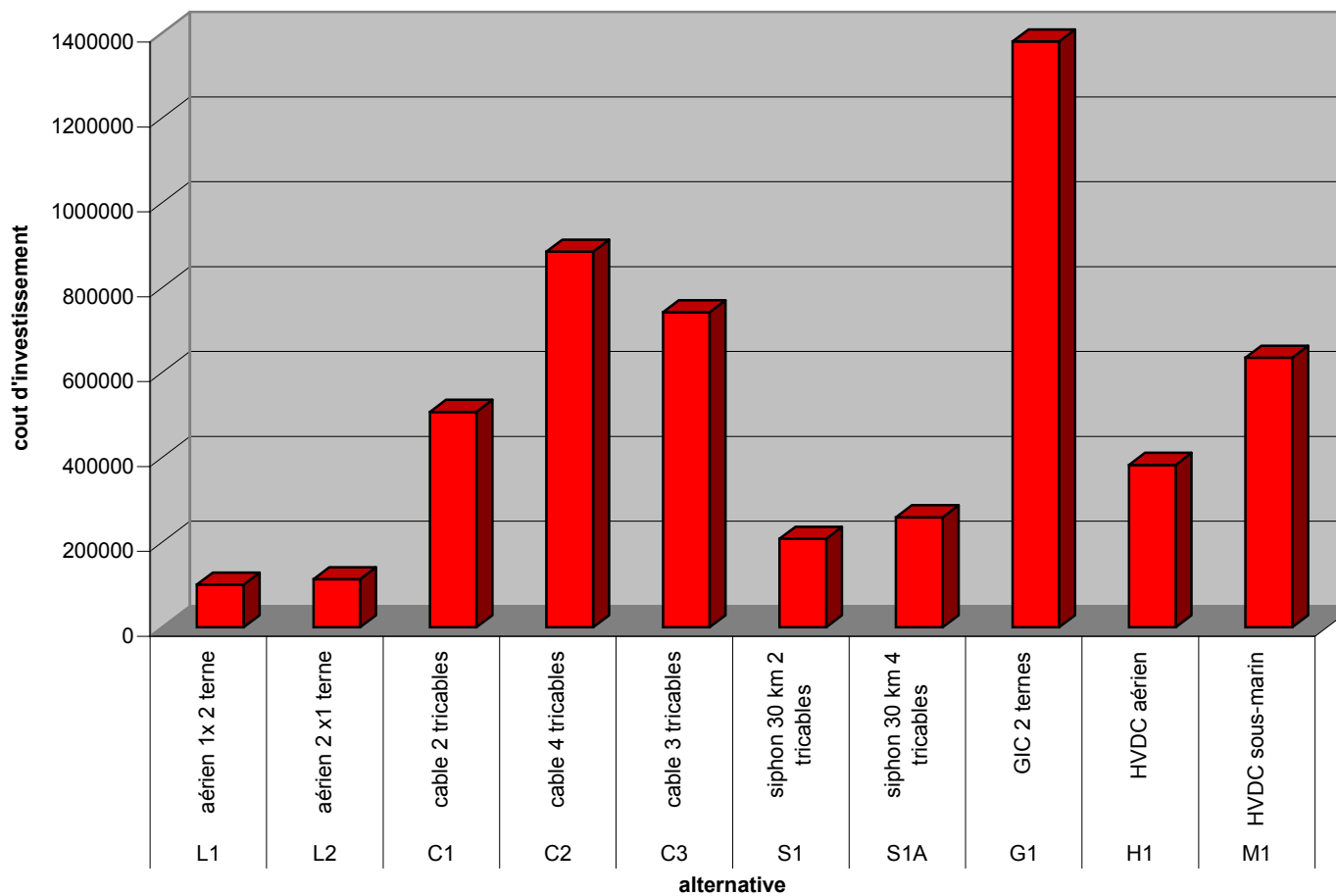


Figure 7-1 : estimation des coûts d'investissement pour les alternatives étudiées

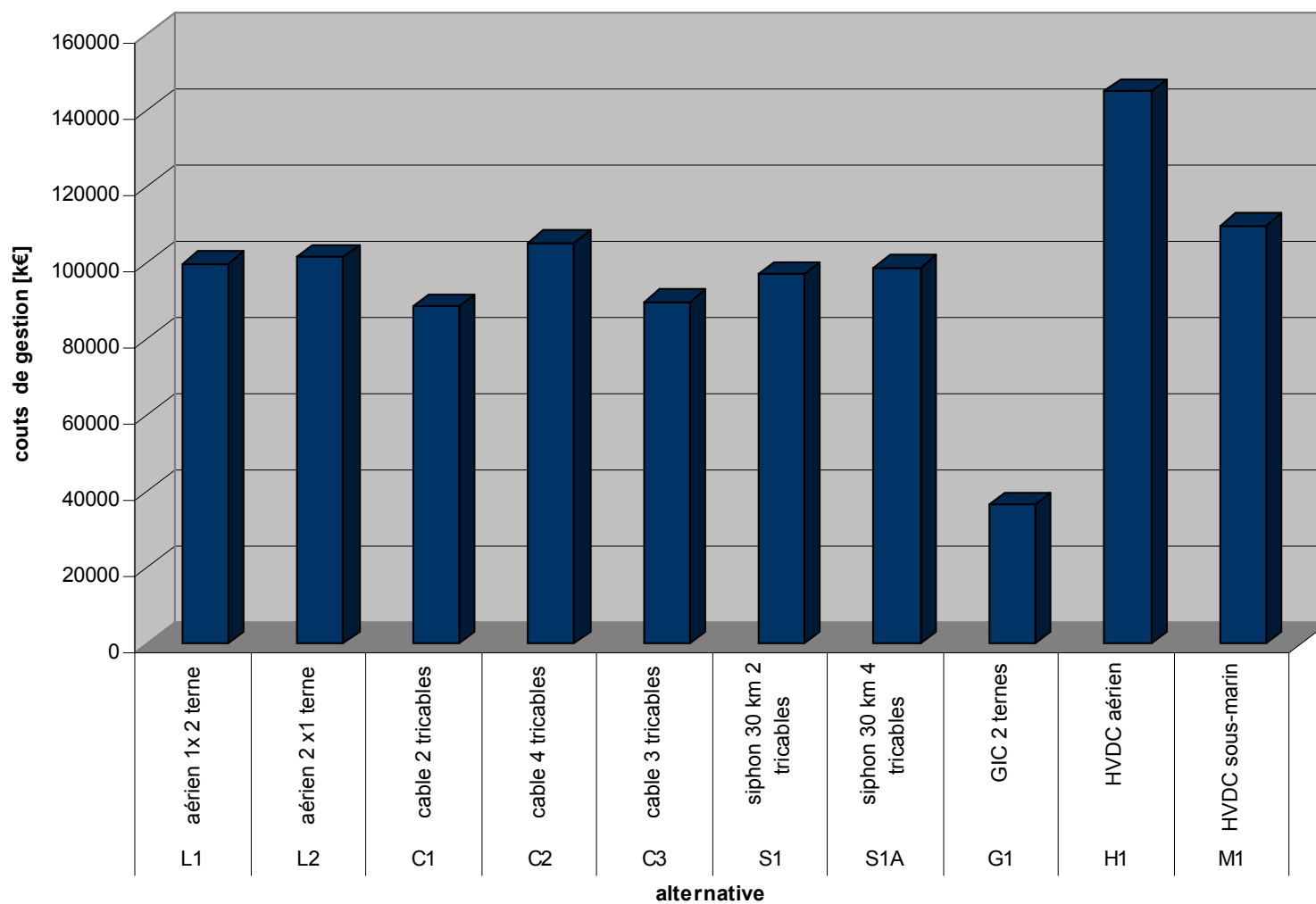


Figure 7-2 : estimation des coûts de gestion pour les alternatives étudiées

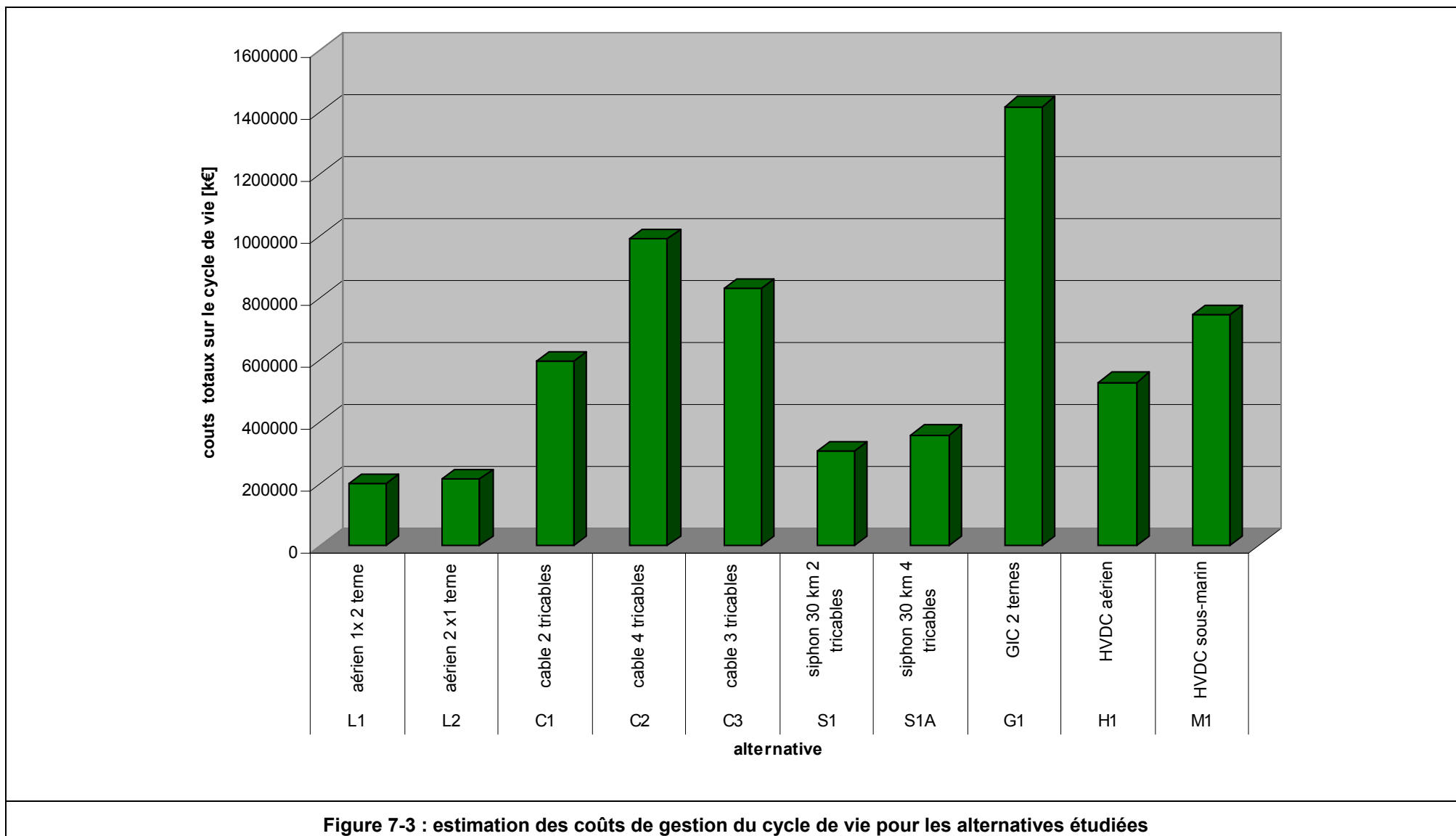


Figure 7-3 : estimation des coûts de gestion du cycle de vie pour les alternatives étudiées

COÛTS D'INVESTISSEMENT RELATIFS

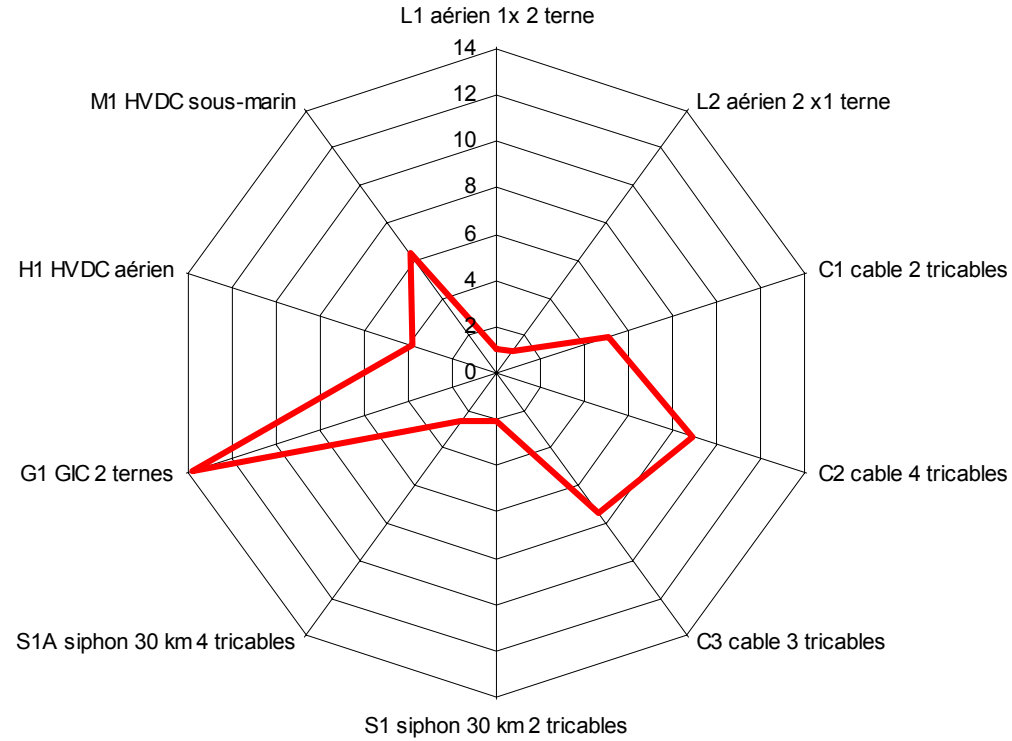


Figure 7-4 : comparaison des coûts d'investissement par rapport à celui de la ligne en configuration L1

COÛTS DE GESTION RELATIFS

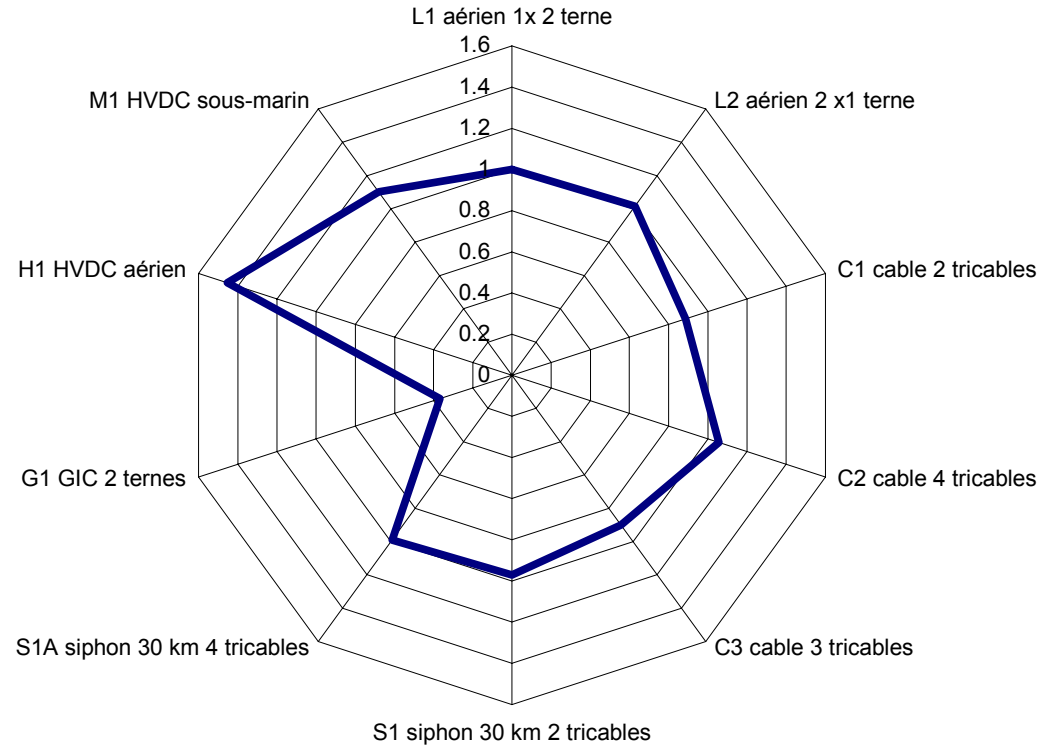


Figure 7-5 ; comparaison des coûts de gestion par rapport à celui de la ligne en configuration L1

COÛTS TOTAUX RELATIFS

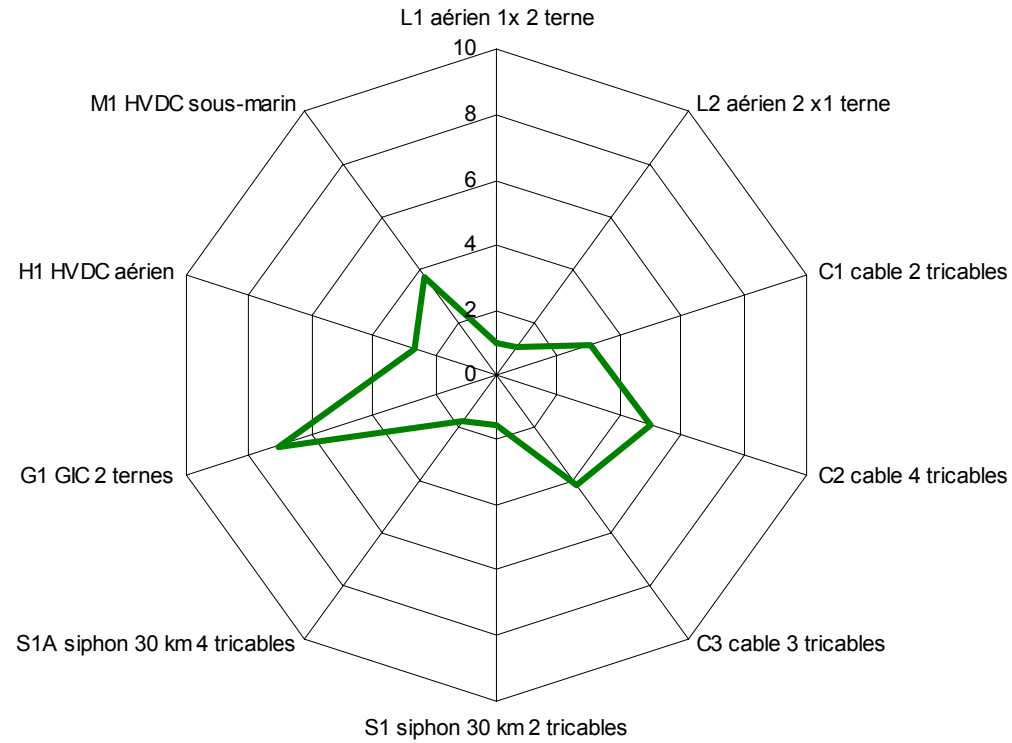


Figure 7-6 : comparaison des coûts de gestion du cycle de vie par rapport à celui de la ligne en configuration L1

Report		CESI	Ampleur du chantier	Usages publics	Impact visuel	Emprise sur le terrain	Niveau max de CEM	Ampleur de couloir a CEM significatif	Flexibilité d'exploitation	Fiabilité attendue
CODE	Configuration									
L1	aérien 1x 2 terne									
L2	aérien 2 x1 terne									
C1	cable 2 tricables									
C2	cable 4 tricables									
C3	cable 3 tricables									
S1	siphon 30 km 2 tricables									
S1A	siphon 30 km 4 tricables									
G1	GIC 2 ternes									
H1	HVDC aérien									
M1	HVDC sous-marin									
CS1	Compensation série + 1 terne aérien									
