

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

EXPLOITATION ASYMÉTRIQUE D'UN CORRIDOR THT

CARLO TODDE

**DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET DE GÉNIE INFORMATIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)
DÉCEMBRE 1998**

©Carlo Todde, 1998.



National Library
of Canada

Acquisitions and
Bibliographic Services

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque nationale
du Canada

Acquisitions et
services bibliographiques

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence

Our file Notre référence

The author has granted a non-exclusive licence allowing the National Library of Canada to reproduce, loan, distribute or sell copies of this thesis in microform, paper or electronic formats.

The author retains ownership of the copyright in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque nationale du Canada de reproduire, prêter, distribuer ou vendre des copies de cette thèse sous la forme de microfiche/film, de reproduction sur papier ou sur format électronique.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

0-612-38713-5

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:

EXPLOITATION ASYMÉTRIQUE D'UN CORRIDOR THT

présenté par: TODDE Carlo

en vue de l'obtention du diplôme de: Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de:

M. Do Xuan Dai, Ph.D., président

M. MARCEAU Richard, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. MCGILLIS Donald, B.Eng., membre et codirecteur de recherche

M. LEFÈBVRE Serge, Ph.D., membre et codirecteur de recherche

M. QAKO Niko, Ph.D., membre

Ai miei amici.

REMERCIEMENTS

Avant tout, j'aimerais exprimer toute ma gratitude aux personnes qui m'ont dirigé. Richard Marceau, directeur de recherche, m'a toujours témoigné de sa confiance et de son soutien qu'il soit scientifique ou moral. Donald McGillis, codirecteur, m'a guidé dans le monde pratique avec sa patience, sa sagesse et grâce à sa disponibilité, il contribue grandement à ce travail. Serge Lefebvre, codirecteur, m'a soutenu tout au long de ma maîtrise et son expérience a contribué à la réalisation de ce mémoire.

Une note d'appréciation particulière à Cristin Paun, Abdou Sana, Hamid Azani et Manuela Dobrescu, étudiants gradués du laboratoire, pour leur soutien, leur aide, pour les propos scientifiques échangés et leur chaleureuse amitié.

Enfin, ma reconnaissance à tous ceux qui ont apporté une contribution, de près ou de loin. Je pense particulièrement à mes amis ici au Canada, et surtout à ma mère, mon frère et mes amis en Suisse qui m'ont régulièrement encouragé et soutenu.

RÉSUMÉ

Depuis plus d'un siècle, les réseaux d'énergie électrique ont été conçus sur la base d'un système triphasé équilibré, malgré la présence de tensions et de courants déformés, qui sont inévitables en exploitation quotidienne. Découlant de cette manière de penser, le critère pour la création d'une topologie de réseau très haute tension (THT) est le défaut triphasé suivi de la perte d'une ligne. Dans ce mémoire, on étudie une autre approche, pas encore considérée, qui voit le système triphasé comme un ensemble de trois circuits monophasés indépendants et on prend en considération le défaut monophasé suivi de la perte d'une phase. Ce choix s'appuie sur le fait que la plupart des défauts sur les lignes de transmission sont des défauts monophasés à terre. Des mécanismes de contrôle peuvent alors être introduits pour compenser uniquement les phases en défaut, en sachant que la plupart des réseaux d'énergie électrique peuvent être conçus pour éliminer les défauts monophasés.

Pour analyser ce genre de situation, la méthode est directe. Trois systèmes de base sont étudiés, à savoir 735 kV, 500 kV, 400 kV pour des corridors comprenant deux, trois et quatre lignes en parallèle. Pour chaque cas, la quantité totale de puissance réactive est établie en fonction du nombre maximal de faisceaux hors service.

On admet que les lignes de transport sont sans pertes, d'une longueur de 300 kilomètres et qu'elles transitent leur puissance naturelle. Pour assurer l'équilibre et la symétrie entre tensions triphasées aux barres de génération et de charge, des compensateurs statiques vont injecter de la puissance réactive dès qu'un ou plusieurs faisceaux seront

hors service. En même temps, la compensation série agit directement sur la valeur de l'impédance de la phase perturbée.

Les coûts relatifs dépendent directement de la quantité de puissance réactive série et de puissance réactive shunt. Pour l'estimation des coûts, on admet que les condensateurs série, placés sur chaque faisceau, attendent d'être mis en service au moment opportun. Une analyse économique nous prouve que sous certains aspects, le fonctionnement asymétrique s'avère très avantageux par rapport au système d'exploitation actuel, la seule limite étant d'ordre thermique.

Le fonctionnement asymétrique utilise un système hybride simple, exploitant les stratégies de compensation série et de compensation shunt. Il peut être flexible et compétitif sur un grand éventail d'applications, comprenant aussi le fonctionnement symétrique. Aujourd'hui, le fonctionnement asymétrique peut devenir une solution très attractive pour les réseaux de transport actuels pour améliorer la capacité de transport d'énergie, car il est devenu de plus en plus difficile de construire de nouvelles lignes.

ABSTRACT

For over a century now, electric power networks have evolved on the basis of a three-phase balanced system, even in the presence of voltage and current distortions which are inevitable in daily operation. As a result of this philosophy, the design criterion for extra-high voltage (EHV) systems is a three-phase fault with the loss of one three-phase line. In this thesis, a new approach considers regarding a three-phase transmission line as consisting of three independent circuits and assumes as a design criterion a single-phase fault followed by the loss of one phase. This assumption is based on the fact that most faults on transmission lines are line-to-ground faults. Based on this assumption, control mechanisms can be introduced to compensate for the absence of the faulted phase since most high-voltage systems can be designed to have single-phase fault clearing facilities.

The methodology selected for this exercise is quite straightforward. Three basic systems are solved, namely 735 kV, 500 kV and 400 kV, for the cases of two, three and four parallel circuits. In each case, the total rating of the compensation equipment is established as a function of the maximum number of open phases.

It is assumed that the transmission lines are lossless, 300 km long and loaded to their surge-impedance loading. In order to preserve a voltage balance on the three phases at both ends of the transmission system, reactive power must be supplied by static compensators when one or several phases are lost. At the same time, series compensation must be provided to the sound phases to maintain the original impedance.

The costs involved are associated with the series compensation and the static compensators. For purposes of cost estimation, it is assumed that the series capacitors are in every phase waiting to be switched when required. An economic analysis shows that this mode, namely asymmetric operation, is very competitive with respect to the current operating standards. Operating limits are only influenced by thermal constraints.

Asymmetric operation employs a simple hybrid system including series and shunt compensation devices. It can be flexible and competitive in a very large number of situations including operation in the symmetrical mode. Today, asymmetric operation can become a very attractive solution for existing transmission systems to improve transmission capability, since it is more and more difficult to build new lines.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE.....	iv
REMERCIEMENTS.....	v
RÉSUMÉ.....	vi
ABSTRACT.....	viii
TABLE DES MATIÈRES.....	x
LISTE DES TABLEAUX.....	xv
LISTE DES FIGURES.....	xvi
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS.....	xviii
LISTE DES SYMBOLES.....	xx
LISTE DES ANNEXES.....	xxvi

INTRODUCTION

I.1	Réseaux électriques de transport.....	1
I.2	Objectifs de la recherche et suivi du présent travail.....	3
I.2.1	Objectifs et contributions.....	3
I.2.2	Contenu du présent mémoire.....	3

CHAPITRE I PRINCIPES D'EXPLOITATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.1	Introduction.....	4
1.2	Exploitation du réseau électrique de transport.....	4
1.2.1	Bilan de puissance.....	4
1.2.2	Puissance naturelle.....	5
1.2.3	Contingences.....	6
1.3	Stratégies de compensation.....	9
1.3.1	Compensation shunt.....	9
1.3.2	Compensation série.....	10
1.4	Fonctionnement asymétrique.....	11
1.5	Conclusion.....	13

CHAPITRE II LE FONCTIONNEMENT ASYMÉTRIQUE

2.1	Introduction.....	14
2.2	Principe d'opération.....	15
2.3	Combinaisons de faisceaux ouverts.....	19
2.3.1	Cas d'un faisceau ouvert $L=1$ avec $N=1$	19

2.3.2	Cas d'un faisceau ouvert $L=1$ avec $N \geq 2$	20
2.3.3	Cas d'un faisceau ouvert $L \geq 2$ avec $N \geq 2$	21
2.4	Spécifications des corridors étudiés.....	23
2.4.1	Paramètres d'études.....	23
2.4.2	Hypothèses.....	24
2.5	Résumé.....	26

CHAPITRE III BESOINS EN PUISSANCE RÉACTIVE

3.1	Introduction.....	27
3.2	Compensation shunt.....	27
3.2.1	Choix du dispositif de commutation.....	27
3.2.2	Puissance réactive shunt.....	29
3.2.3	Dimensionnement des bancs de condensateurs shunt.....	30
3.3	Compensation série.....	32
3.3.1	Choix du dispositif de commutation.....	32
3.3.2	Puissance réactive série.....	33
3.3.3	Dimensionnement des bancs de condensateurs série.....	35
3.3	Résumé.....	37

CHAPITRE IV LIMITES DU FONCTIONNEMENT ASYMÉTRIQUE

4.1	Introduction.....	39
4.2	Limite thermique.....	39
4.3	Contrainte économique.....	41
4.4	Stabilité du système.....	43
4.4.1	Stabilité transitoire.....	43
4.4.2	Stabilité long terme.....	44
4.4.3	Stabilité dynamique.....	44
4.5	Priorité des contraintes.....	45
4.6	Résumé.....	46

CHAPITRE IV SOLUTION DU FONCTIONNEMENT ASYMÉTRIQUE

5.1	Introduction.....	47
5.2	Paramètres et méthode de résolution.....	47
5.3	Résultats numériques.....	48
5.4	Analyse des résultats.....	53
5.5	Résumé.....	55

CHAPITRE VI**PERSPECTIVES FUTURES**

6.1	Introduction.....	57
6.2	Qualité du transport d'énergie électrique.....	57
6.3	Capacité de transport.....	58
6.4	Résumé.....	60
 CONCLUSIONS.....		61
 BIBLIOGRAPHIE.....		63
 ANNEXES.....		68

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	Page
2.1	Caractéristiques des faisceaux de phase.....	26
5.1	Données 735 kV.....	51
5.2	Données 500 kV.....	52
5.3	Données 400 kV.....	52
5.4	Valeurs de L_{max}	53
C.1	Tension aux bornes des condensateurs série 735 kV.....	78
C.2	Tension aux bornes des condensateurs série 500 kV.....	79
C.3	Tension aux bornes des condensateurs série 400 kV.....	79
D.1	Résistance de ligne 735 kV.....	81
D.2	Résistance de ligne 500 kV.....	81
D.3	Résistance de ligne 400 kV.....	82

LISTE DES FIGURES

Figure	Titre	Page
1.1	Régions hypothétiques de sécurité et de faisabilité - réseau imaginaire comportant deux injections de puissance.....	8
1.2	Compensation shunt - représentation monophasée.....	10
1.3	Compensation série - représentation monophasée.....	11
1.4	Equilibre des susceptances transversales - représentation monophasée.....	12
1.5	Equilibre des impédances de ligne - représentation monophasée.....	12
2.1	Corridor symétrique - représentation monophasée.....	15
2.2	Corridor asymétrique - représentation monophasée.....	16
2.3	Corridor asymétrique compensé - représentation monophasée.....	17
2.4	Cas d'un faisceau ouvert $L=1$ avec $N=1$	19
2.5	Combinaisons de faisceaux ouverts pour le cas $L=1$ avec $N \geq 2$	20
2.6	Combinaisons de faisceaux ouverts pour le cas $L \geq 2$ avec $N \geq 2$	21
3.1	Compensateur statique - représentation monophasée.....	28
3.2	Bancs de condensateurs shunt - représentation triphasée.....	30
3.3	Module de compensation série ($L=1$) - représentation monophasée.....	32
3.4	Modules de compensation série ($L=1, \dots, N-1$) - représentation monophasée.....	34

3.5	Bancs de condensateurs série - représentation triphasée.....	36
3.6	Diagramme synoptique pour le calcul des coûts de puissance réactive.....	38
5.1	Diagramme synoptique pour la résolution de $L_{m\alpha}$	49
6.1	Coordination des disjoncteurs à l'ouverture - compensation série.....	59
A.1	Convention générateur et récepteur.....	68
A.2	Exemples de représentation d'impédances.....	70
A.3	Exemples de représentation des puissances.....	70
B.1	Modèle de ligne en π - schéma monophasé.....	72
B.2	Caractéristique P- δ	73
B.3	Ecoulement de puissance entre deux barres - schéma monophasé.....	74
B.4	Diagrammes vectoriels de tensions et de puissances.....	75
C.1	Représentation des bancs de condensateurs série.....	77

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

$1\phi + (N-1)$	Défaut monophasé (1ϕ) suivi de la perte d'une ligne ($N-1$)
$3\phi + (3N-1)$	Défaut triphasé (3ϕ) suivi de la perte d'une phase ($3N-1$)
$3\phi + (N-1)$	Défaut triphasé (3ϕ) suivi de la perte d'une ligne ($N-1$)
$3\phi + (N-2)$	Défaut triphasé (3ϕ) suivi de la perte de deux lignes ($N-2$)
A,B,C	Désignation des phases du système triphasé
ABB	Asea Brown Boveri
CAS	Dollar canadien
CEA	Canadian Electrical Association
D	Disjoncteur
EHV	Extra-High Voltage
EMTP	ElectroMagnetic Transient Program
IREQ	Institut de Recherche d'Hydro-Québec
km	Kilomètre
kV	Kilo Volt
kVAr	Kilo Volt Ampère réactif
M.CAS	Million de dollars canadiens
mm	Millimètre
mm ²	Millimètre carré
MVA	Méga Volt Ampère
MVAr	Méga Volt Ampère réactif

MW	Méga Watt
(N-1)	Perte d'une ligne
(N-2)	Perte de deux lignes
(N-3)	Perte de trois lignes
p.u.	per unit (par unité)
ST600	Logiciel d'étude de stabilité, d'Hydro-Québec
TCR	Thyristor Controlled Reactor
THT	Très Haute Tension
TSC	Thyristor Switched Capacitor

LISTE DES SYMBOLES

α	Facteur de compensation de la puissance réactive du transformateur
δ	Angle de tension entre deux barres du réseau [°]
δ_1	Angle de tension à la barre de source [°]
δ_2	Angle de tension à la barre de charge [°]
φ_C	Angle entre tension et courant capacitif [°]
φ_L	Angle entre tension et courant inductif [°]
ω	Pulsation à fréquence industrielle [rad/s]
A	Surface de conduction d'un faisceau [mm ²]
A_{735kV}	Surface de conduction d'un faisceau 735 kV [mm ²]
b_o	Susceptance d'une ligne [p.u.]
B_o	Susceptance d'une ligne [S]
B_p	Susceptance de compensation shunt [S]
c	Capacité linéique de la ligne [F/km]
C_1	Banc de condensateurs shunt pour le cas d'un faisceau ouvert
C_{n-1}	Banc de condensateurs shunt pour le cas de $N-1$ faisceaux ouverts
CL_{735kV}	Coût d'une ligne 735 kV [mio.\$]
CL_{500kV}	Coût d'une ligne 500 kV [mio.\$]
CL_{400kV}	Coût d'une ligne 400 kV [mio.\$]

CL_u	Coût d'une ligne en fonction de son niveau de tension [mio.\$]
$\text{coût}_{735\text{kV}}$	Coût par kilomètre d'une ligne 735 kV [mio.\$/km]
coût Q	Coût total de compensation [mio.\$]
coût Q_p	Coût de la compensation shunt [mio.\$]
coût Q_s	Coût de la compensation série [mio.\$]
coût(Q/ligne)	Rapport entre coût de compensation et coût de ligne
C_{s1}	Banc de condensateurs série pour le cas d'un faisceau ouvert
C_{sn}	Banc de condensateurs série pour le cas de N -1 faisceaux ouverts
d	Longueur de la ligne [km]
f	Fréquence industrielle [Hz]
i_F	Courant circulant à travers un faisceau de phase [p.u.]
I_F	Courant circulant à travers un faisceau de phase [kA]
I_j	Courant imaginaire à la barre j
I_k	Courant imaginaire à la barre k
$I_{\max}$	Courant maximal admissible d'un faisceau [A]
I_{ph}	Courant de phase [kA]
I_{th}	Courant de limite thermique [kA]
j	Opérateur complexe $j = \sqrt{-1}$
l	Inductance linéique de la ligne [H/km]
L	Nombre de faisceaux ouverts par phase

L_1	Faisceau de la première ligne
L_2	Faisceau de la deuxième ligne
L_N	Faisceau de la $n^{\text{ième}}$ ligne
L_e	Nombre de faisceaux ouverts par phase sous contrainte économique
$L_{\max}$	Nombre maximal de faisceaux ouvrables par phase
L_{th}	Nombre de faisceaux ouverts par phase sous contrainte thermique
L_{Vs}	Nombre de faisceaux ouverts par phase sous contrainte de tension
m_p	Nombre d'unités de compensation shunt disposées en parallèle
m_s	Nombre d'unités de compensation série disposées en parallèle
n_p	Nombre d'unités de compensation shunt disposées en série
n_s	Nombre d'unités de compensation série disposées en série
N	Nombre de ligne en parallèle sur le corridor
N_{bp}	Nombre de bancs de compensation shunt
P	Puissance transitée sur une ligne [MVA]
P_{ch}	Puissance fournie à la charge [MW]
P_j	Puissance imaginaire à la barre j
P_k	Puissance imaginaire à la barre k
$P_{\max}$	Puissance maximale [MVA]
$P_{\max_ph}$	Puissance maximale par phase [MVA]
P_o	Puissance naturelle [MVA]

P_{o_ph}	Puissance naturelle par phase [MVA]
P_{tr}	Puissance transitée sur une phase du corridor [MVA]
P_x	Puissance transitée sur une ligne [MVA]
q	Puissance réactive totale de compensation [p.u.]
Q	Puissance réactive totale de compensation [MVar]
Q_C	Puissance réactive capacitive [MVar]
Q_L	Puissance réactive inductive [MVar]
q_p	Puissance partielle de compensation shunt [p.u.]
Q_p	Puissance totale de compensation shunt [MVar]
Q_{p_ph}	Puissance de compensation shunt par phase [MVar]
q_s	Puissance partielle de compensation série [p.u.]
Q_s	Puissance totale de compensation série [MVar]
Q_{s_ph}	Puissance de compensation shunt par phase [MVar]
Q_{up}	Puissance nominale d'une unité de compensation shunt [MVar]
Q_{us}	Puissance nominale d'une unité de compensation série [MVar]
r_{735kV}	Résistance linéique d'un faisceau 735 kV [Ω /km]
R	Résistance [Ω]
R_{eq}	Résistance équivalente de phase du corridor [Ω]
S_C	Puissance apparente capacitive [MVA]
S_L	Puissance apparente inductive [MVA]

u_p	Nombre total d'unités de compensation shunt
u_s	Nombre total d'unités de compensation série
U	Niveau de tension [kV]
V	Tension composée [kV]
V_1	Tension composée à la barre de source [kV]
V_2	Tension composée à la barre de charge [kV]
V_j	Tension imaginaire à la barre j
V_k	Tension imaginaire à la barre k
v_{ph}	Tension de phase [p.u.]
V_{ph}	Tension de phase [kV]
V_{ph2}	Tension de phase au secondaire du transformateur du compensateur [kV]
V_{1_ph}	Tension de phase à la barre de source [kV]
V_{2_ph}	Tension de phase à la barre de charge [kV]
V_S	Tension aux bornes du banc de condensateurs série [kV]
V_{up}	Tension admissible aux bornes d'une unité de compensation shunt [kV]
V_{us}	Tension admissible aux bornes d'une unité de compensation série [kV]
X	Réactance inductive de la ligne [Ω]
X_a	Réactance série limitant les transitoires [Ω]
X_{a1}	Réactance série limitant les transitoires pour un faisceau ouvert [Ω]
X_{aN-1}	Réactance série limitant les transitoires pour $N-1$ faisceaux ouverts [Ω]

X_{eq}	Réactance équivalente de phase du corridor [Ω]
XI^2	Pertes inductives d'une ligne [MVar]
x_s	Réactance de compensation série par faisceau [p.u.]
X_S	Réactance de compensation série par faisceau [Ω]
X_{S_ph}	Réactance de compensation série équivalente par phase [Ω]
X_{S1}	Réactance de compensation série pour un faisceau ouvert [Ω]
X_{SN-1}	Réactance de compensation série pour $N-1$ faisceaux ouverts [Ω]
Z_C	Impédance capacitive [Ω]
Z_L	Impédance inductive [Ω]
Z_o	Impédance caractéristique [Ω]

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A CONVENTIONS ÉLECTRIQUES ADOPTÉES

A.1	Convention générateur et récepteur.....	68
A.2	Notation complexe.....	69
A.3	Représentation des impédances et des puissances.....	70

ANNEXE B ECOULEMENT DE PUISSANCE ENTRE DEUX BARRES

B.1	Paramètres du modèle de ligne en π	72
B.2	Puissance maximale et puissance naturelle.....	73
B.3	Angle de tension entre deux barres.....	74

ANNEXE C TENSION AUX BORNES DES CONDENSATEURS SÉRIE.....77

ANNEXE D RÉSISTANCE DE LA LIGNE.....80

INTRODUCTION

I.1 Réseaux électriques de transport

Dans un réseau électrique de transport en courant alternatif, où les centres de consommation dépendent de sites de production éloignés, on a dû recourir à la très haute tension (THT) pour le transport d'énergie. On crée ainsi un réseau à caractère radial, composé de sources et de charges reliées par des corridors comportant plusieurs lignes en parallèle.

En fonctionnement symétrique équilibré, on exploite une topologie donnée avec N lignes. C'est le réseau noble. A partir du moment où l'on perd un élément du réseau (ligne, phase complète, transformateur, etc.) on parle de réseau, ou de topologie, dégradé.

Dans le contexte actuel de l'exploitation de réseaux, on opère toujours des déclenchements triphasés pour les lignes et ce, notamment pour l'entretien ou lors d'un défaut permanent quel qu'il soit (tri-, bi- ou monophasé). Sur un tel réseau, l'apparition d'une contingence $3\phi+(N-1)$, où N est le nombre de lignes triphasées avant la contingence, entraîne automatiquement la coupure d'une ligne triphasée, ce qui réduit la puissance transitée et, selon le critère de conception, abaisse les limites de sécurité. La perte d'une ligne triphasée ($N-1$) est un critère sévère, puisque la probabilité qu'un défaut touchant les trois phases en même temps est très faible (Blyakov et al., 1990). Dès lors, il serait utile d'avoir une vision non plus triphasée, mais phase par phase et accepter, dans certains contextes, un fonctionnement asymétrique du réseau en opérant une mise hors service des faisceaux de phase en défaut uniquement (Sana et al., 1998).

Du point de vue système, on cherche à transformer une topologie dégradée d'une phase en défaut en une topologie compensée équivalente à celle du réseau pré-contin-gence, afin de transiter toujours la même puissance. Pour cela, on agit principalement sur le bilan de puissance réactive à l'aide des stratégies de compensation.

Grâce à la compensation shunt, on arrive à maintenir une puissance transitée égale à celle du régime symétrique, mais l'angle δ augmente aux bornes de la phase com-pensée. En même temps, la puissance maximale de transit, sur laquelle on a aucun con-trôle, sera inférieure (CEA, 1984). En introduisant donc une compensation série en complément, on aura la capacité de garder constantes les valeurs de l'angle δ et la puis-sance de transit maximale du régime symétrique (Anderson et Farmer, 1996).

On doit donc additionner à notre corridor un système hybride composé de ces deux stratégies de compensation (Hingorani, 1993) afin de continuer à exploiter le corri-dor avec ses caractéristiques originales, à savoir le même angle δ et le même niveau de transit. La quantification et le contrôle de la puissance réactive nécessaire au fonctionne-ment asymétrique constituent les piliers essentiels pour le maintien de la qualité du trans-port et de la distribution d'énergie, spécialement lors de déséquilibres affectant la stabilité en tension (Grebe, 1996; Miller, 1982). De plus, lors de la mise en projet de nou-velles lignes, on se heurte de plus en plus à des difficultés écologiques et logistiques, qui renforcent l'adoption du fonctionnement asymétrique dans le contexte actuel.

I.2 Objectifs de la recherche et suivi du présent mémoire

I.2.1 Objectifs et contributions

Avec le fonctionnement asymétrique, on veut tout d'abord proposer une nouvelle méthode pour exploiter les réseaux de transport d'énergie qui améliore grandement la capacité de transport ainsi que la flexibilité d'exploitation d'un réseau. Le but poursuivi est une étude de faisabilité du fonctionnement asymétrique appliqué aux réseaux de transport.

A notre connaissance, par notre recherche bibliographique et nos propos échangés avec d'autres chercheurs, aucune compagnie d'électricité dans le monde n'exploite son réseau de manière asymétrique. Notre contribution à la communauté scientifique se distingue par le caractère unique du sujet traité et son impact sur les choix futurs d'approvisionnement en énergie électrique.

I.2.2 Contenu du présent mémoire

Le Chapitre 1 décrit quelques points essentiels de l'exploitation des réseaux électriques, tandis que le Chapitre 2 traite de manière plus détaillée la définition du fonctionnement asymétrique et les hypothèses avancées pour les cas que nous allons étudier. Ensuite au Chapitre 3, nous déterminons la puissance réactive totale nécessaire au fonctionnement asymétrique ainsi que son coût relatif, en fonction du niveau de tension, du nombre de faisceaux hors service et du degré de charge. Les limites de ce mode de fonctionnement, essentiellement d'ordre thermique et économique, sont définies au Chapitre 4. Suivent alors des exemples numériques au Chapitre 5 pour illustrer la méthode proposée, avant de terminer avec les perspectives futures (Chapitre 6) et les conclusions.

CHAPITRE I

PRINCIPES D'EXPLOITATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.1 Introduction

Dans cette partie, nous exposons quelques importants principes de l'exploitation des réseaux électriques, qui sont utilisés par la suite comme référence pour notre analyse. On traite notamment les bilans de puissance active et réactive, la sécurité du réseau à travers les contingences, les stratégies de compensation et un aperçu du fonctionnement asymétrique.

1.2 Exploitation du réseau électrique de transport

1.2.1 Bilan de puissance

Le réseau électrique de transport correspond à un ensemble de lignes triphasées aériennes et souterraines et de transformateurs triphasés. Les extrémités des lignes et des transformateurs sont connectées entre elles par des jeux de barres qui constituent les accès au réseau électrique de transport (Aguet et Morf, 1987).

Les deux grandes règles qui régissent les principes d'exploitation d'un réseau de transport sont définies par:

- *La somme des puissances actives produites par les générateurs est égale à la somme des puissances actives consommées par les charges, les lignes et les transformateurs. Ceci assure une fréquence du réseau constante.*

Toute différence momentanée dans l'égalité des puissances actives entraîne une variation de fréquence sur l'ensemble du réseau.

- *La somme des puissances réactives produites par les générateurs et les compensateurs est égale à la somme des puissances réactives consommées par les charges, les lignes et les transformateurs. Ceci assure un maintien de la tension à toutes les barres du réseau.*

Toute différence momentanée dans l'égalité des puissances réactives entraîne une variation locale de tension.

Etant donnés les grandeurs des puissances échangées, l'accumulation directe d'énergie électrique est actuellement irréalisable. Il faut donc respecter ces deux règles afin de continuer à exploiter le réseau électrique de transport de manière optimale.

1.2.2 Puissance naturelle

En exploitation de réseaux électriques comprenant de longues lignes, la puissance de transit est souvent associée à la puissance naturelle. La première raison est économique, puisqu'à sa puissance naturelle, la ligne ne nécessite d'aucun apport de puissance réactive externe (Miller, 1982). La deuxième relève du domaine technique. Selon la théorie des circuits, plus une ligne est longue, plus la puissance maximale de transit approche la puissance naturelle. La puissance naturelle d'une ligne est définie comme étant la puissance que l'on peut transiter en maintenant un profil de tension plat tout au long de la ligne et en ayant un facteur de puissance unitaire aux deux extrémités de la ligne. On dit puissance *naturelle* de la ligne dans le sens où l'échange *naturel* de

puissance réactive, avec des éléments externes à la ligne, est nul. La puissance des capacités de la ligne est totalement absorbée par l'inductance de la ligne (Miller, 1982). La puissance naturelle P_o en MVA est définie par l'expression suivante (Annexe B):

$$P_o = \frac{V_1 \cdot V_2}{\sqrt{\frac{l}{c}}} = \frac{V^2}{Z_o} \quad (1.1)$$

où

- $V_1 = V$ = module de la tension composée à la barre de source [kV]
- $V_2 = V$ = module de la tension composée à la barre de charge [kV]
- Z_o = impédance caractéristique de la ligne [Ω]
- l = inductance linéique de la ligne [H/km]
- c = capacité linéique de la ligne [F/km]

1.2.3 Contingences

En exploitation des réseaux électriques, on a dû définir des limites de sécurité afin de pouvoir faire face à un grand éventail de situations aléatoires pouvant causer de graves perturbations au transport et à la distribution d'énergie. Ces limites de sécurité peuvent être définies comme les lignes de défense du réseau, tandis que les causes et les effets de ces situations aléatoires sont définis comme des *contingences* (Marceau, Endrenyi et al., 1997). La cause de la contingence est généralement un défaut monophasé ou triphasé, pendant que l'effet est la perte d'un élément important du réseau, tel qu'une ligne, un transformateur, etc. On distingue principalement deux catégories de contingences:

- Les contingences dites *normales*, qui constituent la première ligne de défense, se caractérisent par le critère de la perte d'une ligne (N-1). Le plus utilisé reste sans doute le défaut triphasé suivi d'une perte de ligne $3\phi+(N-1)$, car il sert de para-

pluie pour un grand nombre de contingences de sévérité égale ou moindre. Cependant, un autre critère connu dans cette catégorie est le défaut monophasé suivi d'une perte de ligne $1\phi+(N-1)$, de sévérité moindre, qui sert à la conception des réseaux moins coûteux, mais aussi moins fiables. Rappelons qu'un réseau doit pouvoir survivre à une contingence normale *sans perte de charge*.

- Les contingences *extrêmes*, qui constituent la deuxième ligne de défense du réseau en admettant le critère de la perte de plus d'une ligne $(N-2)$, $(N-3)$, etc, sont causées par des situations simultanées ou multiples. Pour cette catégorie, on peut citer le défaut triphasé suivi de la perte de deux lignes $3\phi+(N-2)$ consécutivement. Ce cas apparaît, entre autres, sur des lignes en disposition biterne sur le pylône. La première contingence est suivie de la perte d'une ligne $(3\phi+(N-1))$ qui va entraîner la perte d'une seconde ligne $(N-2)$. Enfin, nous rappelons que dans certains réseaux, comprenant des lignes biternes, une telle contingence est considérée comme une contingence normale (Marceau, Endrenyi et al., 1997).

La Figure 1.1a représente un réseau imaginaire comportant deux injections de puissance. Pour illustrer l'action des lignes de défense permettant de surmonter une contingence dans un réseau, on va se référer au graphique ci-dessus (Figure 1.1b). La limite de faisabilité d'écoulement définit l'extrême frontière des solutions d'écoulement, mais la limite thermique définit la plus haute priorité d'exploitation. Une fois dépassée cette limite, on ne dispose que de quelques heures (i.e. constante de temps thermique du matériel) pour ramener la puissance en zone sûre ou pour arrêter l'exploitation, faute de quoi, on s'exposera à d'importants dégâts matériels.

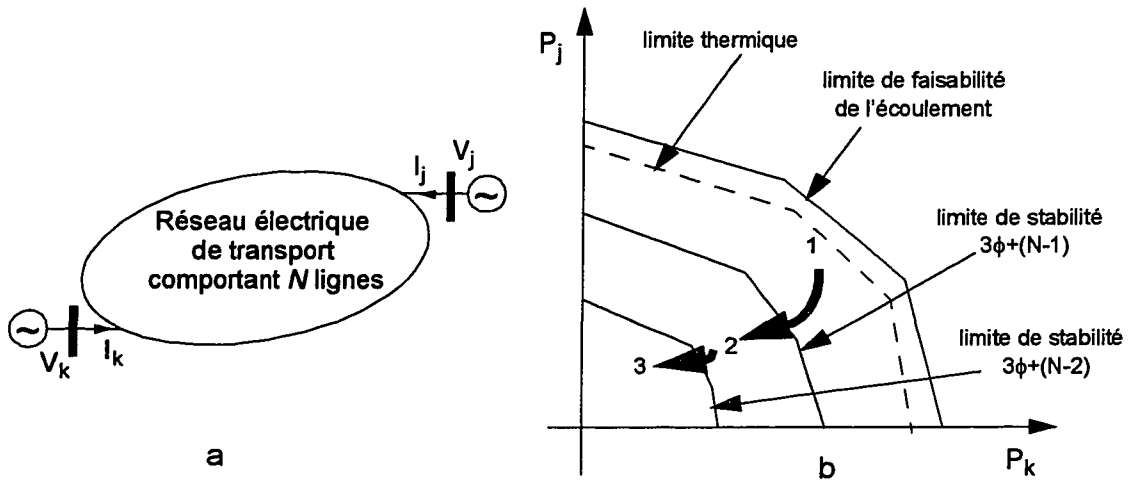


FIGURE 1.1: Régions hypothétiques de sécurité et de faisabilité - réseau imaginaire comportant deux injections de puissance

Considérons une topologie donnée comportant N lignes. En exploitation normale, c'est-à-dire avec les N lignes en service, on exploite le réseau au pt(1) (Figure 1.1b). A l'apparition d'une contingence normale $3\phi+(N-1)$, la topologie change puisqu'on perd une ligne et on se retrouve avec $N-1$ lignes. On se replie alors sous la nouvelle limite de stabilité pour atteindre le pt(2), en diminuant les puissances injectées. En agissant de cette manière, on se retrouve à un point d'exploitation stable et sûr. En présence d'une contingence multiple $3\phi+(N-2)$, la topologie reste avec $N-2$ lignes et on se replie sous la limite de stabilité correspondante jusqu'au pt(3), toujours en agissant sur les puissances d'injection. De manière générale, à la suite d'une contingence et de la perte d'une ligne, on est en présence d'une topologie dégradée, ce qui a pour effet de diminuer les limites de sécurité en rendant le réseau vulnérable à d'autres perturbations. Pour continuer une exploitation sûre, on abaisse virtuellement les limites de sécurité, en agissant sur les puis-

sances aux injections, de façon à se retrouver sous la limite de stabilité correspondante (Marceau, Endrenyi et al., 1997; Marceau, 1998). Après une contingence, $3\phi+(N-1)$ par exemple, il est peut-être possible d'exploiter le réseau au pt(1) sans se replier au pt(2). Cependant, on ne respecte pas les critères de sécurité, car on se trouve dans une zone d'exploitation vulnérable pour le réseau. Suite à une autre perturbation, la principale conséquence de cette situation peut aboutir à la perte du réseau. Il est donc très important de toujours respecter les critères de sécurité et de se replier sous la limite de stabilité définie.

1.3 Stratégies de compensation

1.3.1 Compensation shunt

Conçu pour le contrôle de la tension à une barre, le compensateur statique TCR-TSC est composé de bancs de condensateurs, d'inductances shunt et d'un système de commutation (Figure 1.2a). Il est placé aux extrémités d'une longue ligne et il peut agir sur l'échange de puissance réactive sur une, deux ou trois phases.

Il est capable d'augmenter la puissance maximale de transit (Figure 1.2b) en agissant principalement sur la tension V_2 , selon l'équation (1.2):

$$P = P_{max} \cdot \sin(\delta) = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \cdot \sin(\delta) \quad (1.2)$$

où V_1 = module de la tension composée à la barre de source [kV]
 V_2 = module de la tension composée à la barre de charge [kV]
 δ = angle de tension entre la barre de source et de charge [°]
 X = réactance inductive de la ligne [Ω]

Suite à une contingence, l'impédance de ligne X augmente à cause de la perte de ligne. On exploite de manière à garder la tension constante et équilibrée sur les trois phases (Kimbark, 1983; Miller, 1982). On peut assurer ainsi toujours le même transit de

puissance P_{tr} . Par contre, l'angle de la tension δ va augmenter et il n'est contrôlable que si un compensateur statique est présent au milieu de la ligne (CEA, 1984). Comme ce n'est pas le cas dans notre situation, on aura recours à la compensation série.

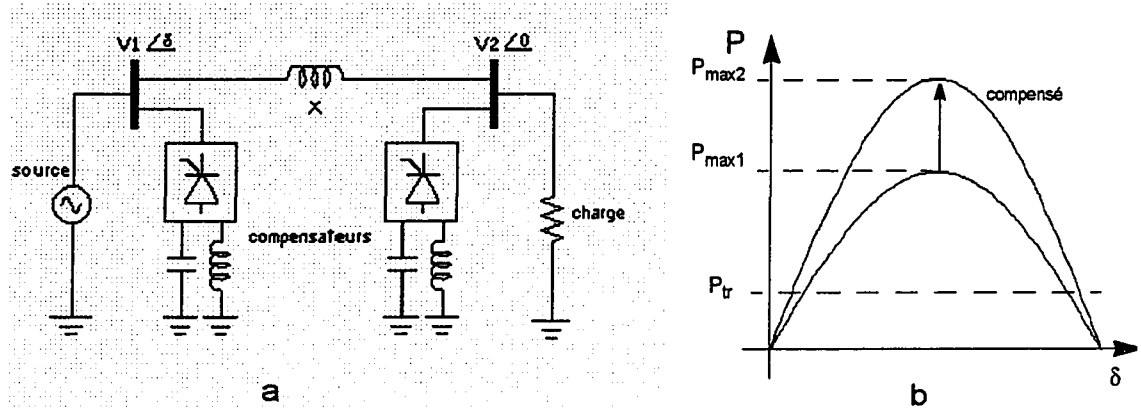


FIGURE 1.2: Compensation shunt - représentation monophasée

1.3.2 Compensation série

La compensation série agit directement sur la variation de l'impédance de ligne, par l'insertion d'un élément capacitif en série avec celle-ci (Figure 1.3a). Pour varier la valeur de l'élément de compensation, un dispositif de commutation électronique, ou mécanique, lui est associé.

Avec cette stratégie de compensation, on augmente la puissance maximale de transfert (Figure 1.3b) en variant l'impédance équivalente série de la ligne selon:

$$P = P_{max} \cdot \sin(\delta) = \frac{V_1 \cdot V_2}{X - X_s} \cdot \sin(\delta) \quad (1.3)$$

où

- V_1 = module de la tension composée à la barre de source [kV]
- V_2 = module de la tension composée à la barre de charge [kV]
- δ = angle de tension entre la barre de source et de charge [°]
- X = réactance inductive de la ligne [Ω]
- X_s = réactance de compensation série [Ω]

En se référant à l'équation (1.3), on remarque que tout en gardant le même transit de puissance, on bénéficie d'un contrôle direct de l'angle de la tension δ sur une large plage (Anderson et Farmer, 1995; Breuer et al., 1964). C'est un avantage essentiel, puisque la variation de puissance active que l'on peut transiter sur la ligne nécessite généralement une différence entre les angles de la tension à la barre de source et de la tension à la barre de charge.

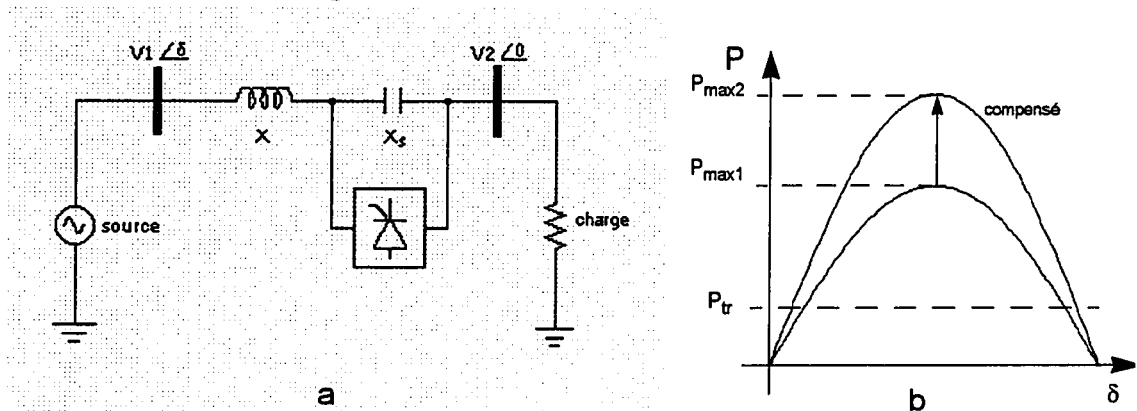


FIGURE 1.3: Compensation série - représentation monophasée

1.4 Fonctionnement asymétrique

Par rapport au mode d'opération symétrique, le fonctionnement asymétrique se caractérise par un certain nombre de phases ouvertes sur un corridor à lignes multiples. Le système étant déséquilibré au niveau de la ligne, des composantes de séquences inverse et homopolaire se superposent à la séquence directe (Kimbark, 1995). Ce déséquilibre est inacceptable quelle que soit sa durée, car il pourrait causer des interactions avec le système de protection, conduisant à l'ouverture des protections et isolant ainsi une partie de la génération. Par conséquent, il est important d'éliminer les composantes inverse et homopolaire qui sont nuisibles tant pour les transformateurs que pour

les machines tournantes et le système de protection. Pour cela, on équilibre la susceptance de ligne B_o de chaque phase perturbée, avec l'adjonction d'éléments transversaux B_p (Figure 1.4).

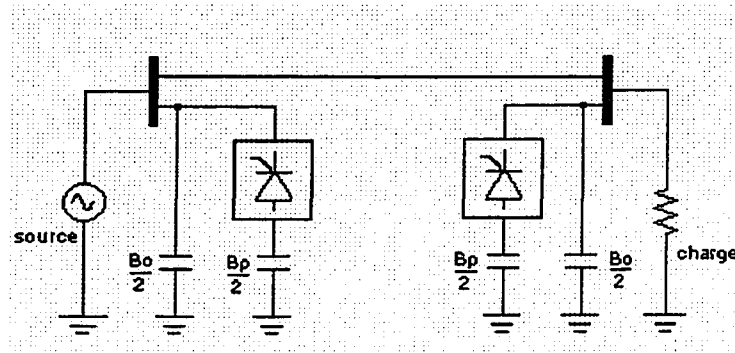


FIGURE 1.4: Équilibre des susceptances transversales - représentation monophasée

D'autre part, à cause de l'inégalité entre les impédances équivalentes de phase, des asymétries vont apparaître dans le système. Il est important de garantir la symétrie entre les impédances globales de chaque phase d'un corridor pour pouvoir toujours transiter la même de puissance. On agit directement sur l'impédance de ligne de la phase en défaut, pour la ramener à la valeur requise pour un circuit symétrique (Figure 1.5).

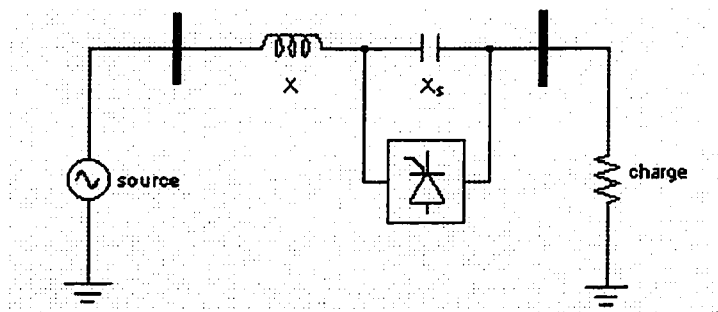


FIGURE 1.5: Équilibre des impédances de ligne - représentation monophasée

1.5 Conclusion

Avec cette brève introduction au fonctionnement asymétrique, on s'aperçoit que les moyens nécessaires à la résolution de ce problème sont disponibles: on a recours à des stratégies de compensation existantes, à savoir la compensation série et la compensation shunt qui ont fait leurs preuves depuis des années. Grâce à ces stratégies, on respecte également le bilan de puissance réactive du réseau, lequel est essentiel pour maintenir la qualité du transport et de la distribution d'énergie.

CHAPITRE II

LE FONCTIONNEMENT ASYMÉTRIQUE

2.1 Introduction

Avec l'évolution technologique et la croissance actuelle, la demande d'énergie ne cesse de grandir et les puissances à gérer sont considérables. En même temps, les exigences concernant la qualité d'exploitation se sont accrues. En transport d'énergie haute tension, l'apparition d'une contingence sur une travée triphasée, quelle qu'elle soit, entraîne automatiquement la coupure d'une ligne triphasée au complet (critère N-1), ce qui réduit la puissance transitée et abaisse les limites de sécurité. On comprend facilement qu'aujourd'hui un manque d'approvisionnement en énergie devient inadmissible pour le consommateur. De plus, des facteurs écologiques et logistiques limitent la construction de nouvelles lignes de transport pour augmenter la qualité et la capacité de transport, priorités de la philosophie actuelle d'exploitation des réseaux électriques.

Une solution à ce problème consiste à voir le système triphasé comme un ensemble de trois circuits monophasés indépendants. Les stratégies de compensation, sur lesquelles l'impact écologique et logistique est faible, s'ajoutent à cet ensemble de circuits monophasés afin de pouvoir transiter toujours la même puissance et assurer, voire améliorer, la sécurité de transport. Le but recherché avec ce mode de fonctionnement est donc économique tout d'abord, qu'il s'agisse du choix des techniques de compensation ou des quantités de puissances réactives livrables, mais il peut servir aussi à améliorer la fiabilité des réseaux électriques de transport.

2.2 Principe d'opération

Le réseau à caractère radial composé de sources et de charges reliées par des corridors avec N lignes en parallèle se retrouve dans une topologie comportant des centres de consommation éloignés des sites de production, comme celles que nous allons étudier. Le fonctionnement asymétrique peut alors être défini de la manière suivante:

- *On exploite un corridor de manière asymétrique dès que celui-ci fonctionne avec un ou plusieurs faisceaux ouverts par phase équivalente. On compense les faisceaux manquants pour maintenir le transit de puissance pré-contingence dans ce mode d'exploitation. Ni les sources, ni les charges, exploitées en mode symétrique, ne se rendent compte des asymétries du réseau.*

où un faisceau constitue un ensemble indissociable de conducteurs et est associé à une phase de ligne.

Considérons un corridor de transport exploité en fonctionnement symétrique équilibré et caractérisé par une topologie donnée de N lignes (Figure 2.1). On fait tous les développements en représentation monophasé équivalente du corridor, puisqu'on considère les trois phases équivalentes du corridor comme étant indépendantes entre elles.

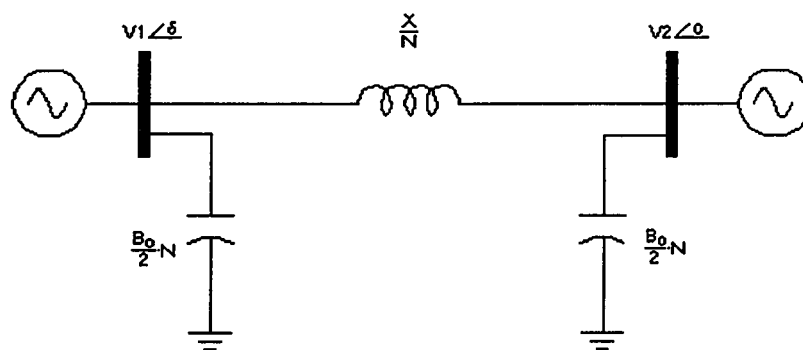


FIGURE 2.1: Corridor symétrique - représentation monophasée

Dans le cas symétrique comme asymétrique compensé, les trois phases sont parfaitement équilibrées et par conséquent, il n'y a pas de courant de neutre. La puissance maximale transmissible par phase en MVA et la puissance transmise par phase en MVA (Annexe B) sont respectivement exprimées par:

$$P_{max_ph} = \frac{V_{1_ph} \cdot V_{2_ph}}{X} \cdot N \quad (2.1)$$

$$P_{tr} = P_{o_ph} = \frac{V_{1_ph} \cdot V_{2_ph}}{Z_o} \cdot N = P_{max_ph} \cdot \sin(\delta) \quad (2.2)$$

où P_{o_ph} est la puissance naturelle par phase [MVA]

A l'ouverture d'un ou plusieurs faisceaux sur une phase (Figure 2.2), on est en présence de réseau, ou de topologie, dégradé.

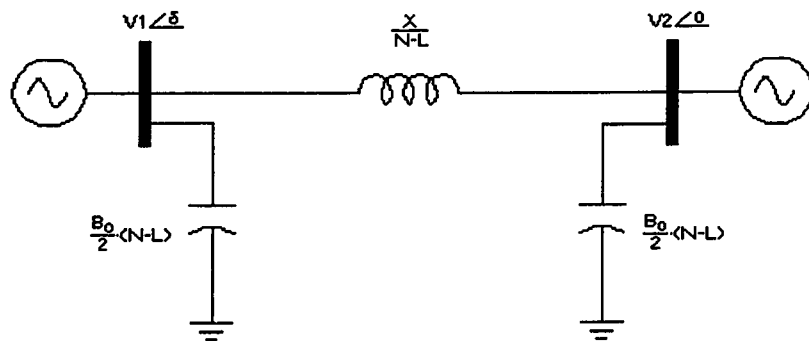


FIGURE 2.2: Corridor asymétrique - représentation monophasée

Aux extrémités du corridor, sur la phase ayant perdu L faisceaux à cause de défauts permanents, on ne peut plus fournir la puissance réactive nécessaire à l'équilibre et au contrôle des tensions triphasées (§ 1.3.1) à cause de la diminution de la susceptance équivalente de phase:

$$B_o \cdot N \rightarrow B_o \cdot (N-L) \quad (2.3)$$

où B_o est la susceptance de ligne et L le nombre de faisceaux hors service

tandis qu'on crée un déséquilibre des courants de phase parce que l'impédance équivalente de cette phase, vue des barres 1 et 2, augmente de la manière suivante:

$$\frac{X}{N} \rightarrow \frac{X}{N-L} \quad (2.4)$$

La puissance maximale transmissible diminue et l'on n'arrive plus à garder la même puissance de transit; par conséquent, on opère un délestage. La principale conséquence est donc la réduction de la capacité de transport, suivie par un déséquilibre des courants et des tensions de phase dans les machines tournantes et la charge.

On peut agir de deux manières pour rétablir la situation. La première consiste à opérer une ouverture triphasée de la ligne dont la phase est perturbée, mais la puissance transitée va baisser davantage. La deuxième nous amène vers une compensation série et shunt de la phase perturbée, donc vers un fonctionnement asymétrique compensé.

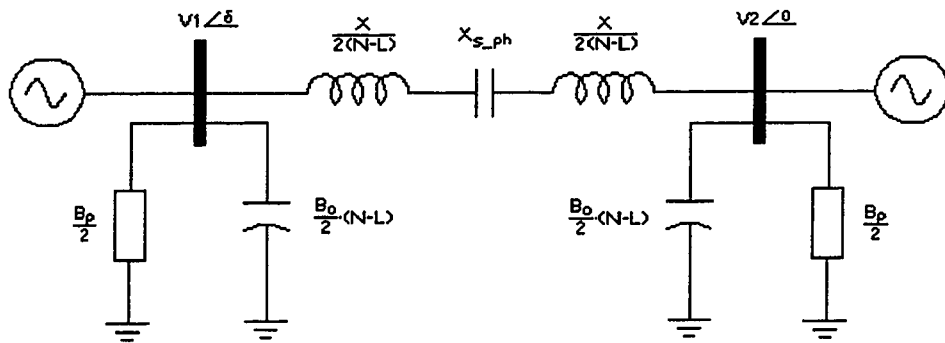


FIGURE 2.3: Corridor asymétrique compensé - représentation monphasée

Le corridor asymétrique doit nécessairement posséder les mêmes caractéristiques que le corridor fonctionnant en régime symétrique et équilibré, si l'on veut garder le

même transit de puissance. Ce but est atteint avec l'insertion de la compensation série et de la compensation shunt dans le circuit asymétrique (Figure 2.3).

Pour assurer la tenue en tension, un des objectifs principaux de l'exploitation des réseaux (§ 1.2.1), la compensation shunt permet de modifier la susceptance asymétrique de la ligne avec l'addition d'une susceptance de compensation B_p équivalente à:

$$B_p = B_o \cdot L \quad (2.5)$$

et l'on retrouve alors la susceptance du régime symétrique:

$$B_o \cdot (N-L) + B_o \cdot L \rightarrow B_o \cdot N \quad (2.6)$$

Avec la compensation série, on agit ponctuellement sur l'impédance de la phase perturbée pour que l'impédance de chaque phase soit égale à celle du régime symétrique et en aucun cas supérieure. Sinon, on risque d'affaiblir les critères de stabilité (Kundur, 1994; Kimbark, 1995). La valeur de la réactance capacitive de compensation X_S à installer sur chaque faisceau sain de la phase perturbée correspond à:

$$X_S = -X \cdot \frac{L}{N} \quad (2.7)$$

L'élément capacitif de compensation équivalent par phase X_{S_ph} est obtenu par la mise en parallèle de tous les éléments de compensation X_S :

$$X_{S_ph} = -\frac{X}{N-L} \cdot \frac{L}{N} \quad (2.8)$$

L'impédance de ligne équivalente pour une phase redevient ainsi égale à la valeur du régime symétrique en ajoutant l'élément de compensation série:

$$\frac{X}{N-L} - \frac{X}{N-L} \cdot \frac{L}{N} \rightarrow \frac{X}{N} \quad (2.9)$$

2.3 Combinaisons de faisceaux ouverts

Pour un nombre donné de faisceaux ouverts, on peut avoir différentes combinaisons, ce qui va modifier la quantité de puissance réactive à installer et les coûts relatifs. Il devient alors nécessaire de déterminer les différents cas qui se présentent et de choisir celui qui couvre le plus grand nombre de contingences.

2.3.1 Cas d'un faisceau ouvert $L=1$ avec $N=1$

Dans cette situation, si un faisceau est hors service, c'est une phase complète qui est perdue (Figure 2.4).

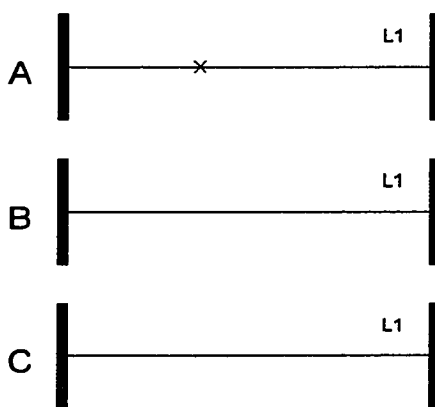


FIGURE 2.4: Cas d'un faisceau ouvert $L=1$ avec $N=1$

Pour continuer à transiter de la puissance sur deux phases tout en continuant à assurer l'équilibre des courants et des tensions triphasés, la seule solution possible réside dans la stratégie de compensation shunt, en installant des compensateurs statiques à commande asymétrique à chaque extrémité de la ligne (Ciniglio et Carroll, 1993).

2.3.2 Cas d'un faisceau ouvert $L=1$ avec $N \geq 2$

Cette situation peut être interprétée de trois manières différentes:

- un faisceau ouvert sur A (Figure 2.5a) ou B ou C
- un faisceau ouvert sur A et B (Figure 2.5b) ou B et C ou C et A
- un faisceau ouvert sur A et B et C (Figure 2.5c)

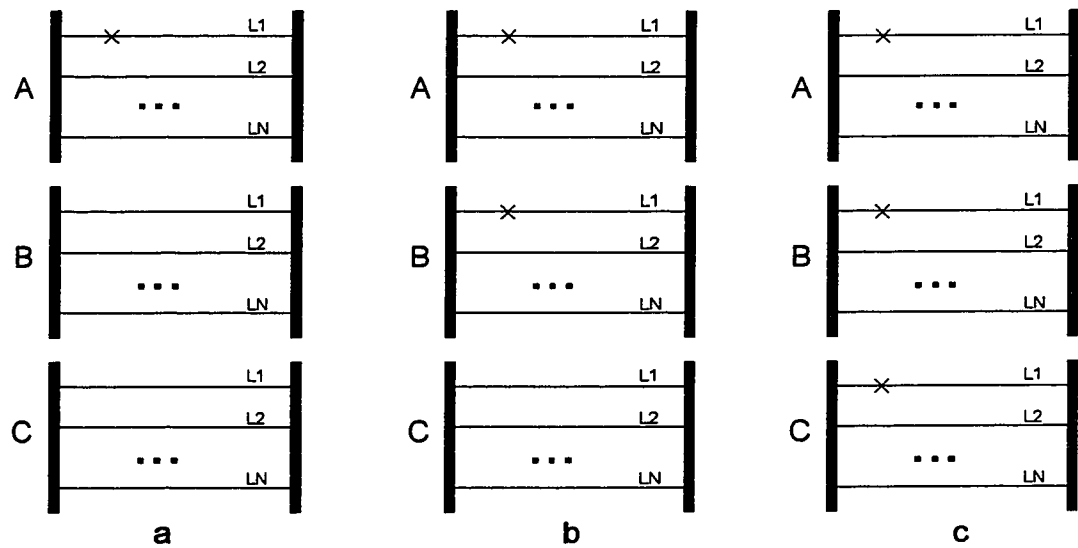


FIGURE 2.5: Combinaisons de faisceaux ouverts pour le cas $L=1$ avec $N \geq 2$

Un faisceau ouvert sur A ou sur A et B ou sur A et B et C requiert toujours la même quantité de puissance réactive par phase. Ceci indépendamment du fait qu'il soit ouvert sur la même ligne (Figure 2.5b) ou sur une ligne différente (Figure 2.6b), puisqu'on impose un faisceau ouvert par phase. On remarque que si le faisceau ouvert par phase se trouve toujours sur la même ligne (Figure 2.5c), on comble la perte d'une ligne triphasée, qui est le critère $(N-1)$.

2.3.3 Cas de plus d'un faisceau ouvert $L \geq 2$ avec $N \geq 2$

Comme dans le cas précédent, plusieurs combinaisons peuvent se présenter. En voici les possibilités:

- a. *deux faisceaux ouverts sur A ou B ou C* (Figure 2.6a)
- b. *un faisceau ouvert sur A et un sur B* (Figure 2.6b) ou
un faisceau ouvert sur B et un sur C ou
un faisceau ouvert sur C et un sur A
- c. *deux faisceaux ouverts sur A et B ou B et C ou C et A* (Figure 2. c)
- d. *deux faisceaux ouverts sur A et B et C* (Figure 2.6d)

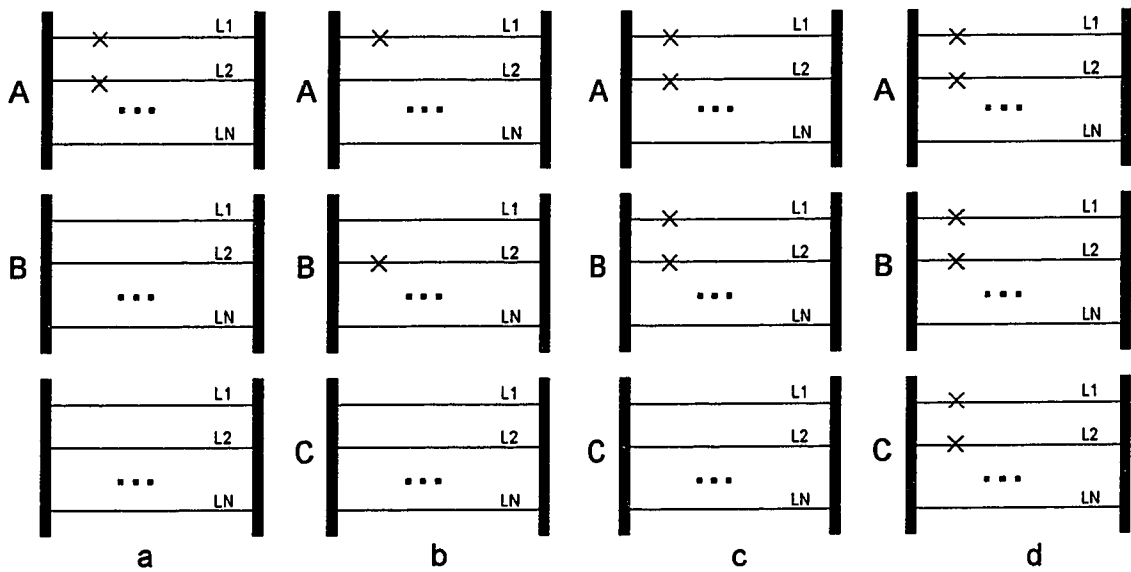


FIGURE 2.6: Combinaisons de faisceaux ouverts pour le cas $L \geq 2$ avec $N \geq 2$

Se référant à la Figure 2.6, la combinaison *a* englobe les combinaisons *c* et *d* en ce qui concerne l'apport réactif par phase, puisqu'il y a le même nombre de faisceaux ouverts sur chaque phase, comme il était le cas dans le paragraphe précédent.

Prenons maintenant comme exemple le cas de $L=2$ et $N=4$. Dans ce paragraphe, on traite le cas de deux faisceaux ouverts et plus ($L \geq 2$). Ceci peut être interprété de deux manières différentes.

La première interprétation peut être *deux faisceaux ouverts sur la même phase* (Figure 2.6a). La puissance réactive partielle en p.u. requise pour compenser le corridor devient dans ce cas:

$$q = q_s + q_p = \left(x_s \cdot i_F^2 \cdot (N-L) + v_{ph}^2 \cdot b_o \cdot L \right) = \left(\frac{1}{2} \cdot 2^2 \cdot 2 + 1^2 \cdot 1 \cdot 2 \right) = 6 \quad (2.10)$$

où

- q_s = puissance partielle de compensation série en p.u.
- q_p = puissance partielle de compensation shunt en p.u.
- x_s = réactance de compensation série par faisceau en p.u.
- i_F = courant circulant à travers un faisceau de phase en p.u.
- v_{ph} = tension de phase en p.u.
- b_o = susceptance de ligne en p.u.

v_{ph} ainsi que b_o étant constantes, leurs valeurs en p.u. demeurent les valeurs nominales. Puisqu'on a admis deux faisceaux ouverts ($L=2$) sur quatre ($N=4$), i_F sera le double de sa valeur en régime symétrique et x_s sera la moitié de l'impédance du faisceau.

La deuxième interprétation peut être *un faisceau ouvert par phase* (Figure 2.6b). Dans ce cas la puissance partielle requise pour compenser le corridor est égale à:

$$q = 2 \cdot \left(x_s \cdot i_F^2 \cdot (N-L) + v_{ph}^2 \cdot b_o \cdot L \right) = 2 \cdot \left(\frac{1}{4} \cdot \left(\frac{4}{3} \right)^2 \cdot 3 + 1^2 \cdot 1 \cdot 1 \right) = 4, \bar{6} \quad (2.11)$$

v_{ph} ainsi que b_o restent constantes. Par contre, avec un faisceau ouvert ($L=1$) sur quatre ($N=4$) sur deux phases différentes, i_F est multiplié par $\frac{4}{3}$ et x_s sera le quart de l'impédance du faisceau.

On note que la configuration la plus contraignante est celle où les faisceaux sont ouverts sur la même phase. La puissance de compensation shunt demeurant constante, seule la puissance de compensation série varie. On peut généraliser le phénomène en disant que plus le nombre de faisceaux ouverts va croître, plus la différence deviendra grande entre les puissances réactives issues des équations (2.10) et (2.11).

Pour couvrir les cas plus défavorables de fonctionnement, nous considérons seulement la configuration où L faisceaux sont ouverts sur la même phase.

2.4 Spécifications des corridors étudiés

Le corridor est défini comme l'élément de liaison entre les groupes producteurs et les consommateurs. Il possède des paramètres techniques et physiques qu'il faut fixer pour pouvoir recueillir les données relatives aux besoins en puissance réactive. Nous allons également poser les hypothèses nécessaires pour circonscrire le domaine d'étude.

2.4.1 Paramètres d'étude

- **Nombre de lignes en parallèle:** Le nombre de lignes en parallèle a été choisi ainsi à la suite d'une brève analyse, qui représente un compromis par rapport aux cas existants dans les réseaux de transport d'énergie. Il peut varier entre *deux, trois ou quatre lignes*.
- **Paramètres distribués d'un faisceau:** Quel que soit le niveau de tension, les valeurs linéiques de l'inductance et de la capacité d'un faisceau correspondent respectivement à $0.867 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$ et $13.41 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$ pour une configuration de

quatre conducteurs par faisceau. L'impédance caractéristique résultante correspond à 254Ω (Aguet et Morf, 1996).

- **Longueur du corridor:** Le corridor a une longueur de *300 kilomètres*. Au dessus d'une valeur de cet ordre de grandeur, il est difficile de transiter plus que la puissance naturelle (Miller, 1982).
- **Puissance de transit:** Pour des raisons essentiellement économiques (§ 1.2.2), la puissance transitée sur le corridor correspond à *sa puissance naturelle*.
- **Niveau de tension:** Nous avons défini trois niveaux de tension qui sont les plus répandus dans le monde pour le transport d'énergie en bloc. Il s'agit du *735 kV, du 500 kV et du 400 kV*.
- **Nombre de faisceaux ouverts:** C'est la variable en fonction de laquelle on définira les besoins en puissance réactive. *Quand on parlera de L faisceaux ouverts, ceci signifie L faisceaux ouverts sur une même phase* (§ 2.3).

2.4.2 Hypothèses

- **H1:** Après l'ouverture d'un faisceau et l'insertion des éléments de compensation, le corridor atteint un nouveau point de fonctionnement stable. *On étudie le comportement du réseau de transport uniquement en régime établi.*
- **H2:** Etant en régime établi et en fonctionnement asymétrique compensé, on exploite le réseau sans délestage. *On transite toujours la même puissance sur le*

corridor, indépendamment du nombre de faisceaux ouverts, pour un nombre de lignes en parallèle et un niveau de tension donnés.

- **H3**: On choisit un modèle de ligne en π , composé d'une réactance inductive et de deux demi-susceptances (Figure 2.1). Par contre, on ne tiendra pas compte de la résistance de ligne R , si celle-ci n'excède pas plus de 10% de la réactance inductive de ligne. Implicitement, *on néglige les pertes Joule de la ligne*, qui sont directement proportionnelles à R , si l'on considère que la puissance transitée reste constante (voir **H2**).
- **H4**: La puissance réactive requise par le fonctionnement asymétrique ne participe en aucun cas et à aucun moment au contrôle de la tension. On admet que d'autres dispositifs implantés sur le réseau assurent la tenue en tension et que les modules des tensions aux barres de génération et de charge sont égaux.
- **H5**: Pour le dimensionnement du dispositif de sécurité, on admet que la tension aux bornes des condensateurs de compensation série ne dépasse pas 50% de la valeur de tension de phase correspondante (Anderson et Farmer, 1996).
- **H6**: Les phases des lignes sont régulièrement transposées pour éviter des asymétries (Aguet et Morf, 1996). Cela implique que les valeurs entre les éléments électriques respectifs des trois phases sont identiques.
- **H7**: Quel que soit le niveau de tension, on adoptera *le même faisceau de quatre conducteurs* (Tableau 2.1). Par contre, le diamètre des conducteurs variera selon la tension appliquée pour respecter les normes concernant les perturbations électromagnétiques dues à l'effet de couronne (Trinh et al., 1974).

FIGURE 2.1: Caractéristiques des faisceaux de phase

Tension	Configuration faisceau	$I_{\max}$ par faisceau	Puissance naturelle
735 kV	4 x 35 mm	5000 A	2124 MW
500 kV	4 x 25 mm	3400 A	983 MW
400 kV	4 x 20 mm	2700 A	629 MW

2.5 Résumé

Dans ce chapitre, nous avons défini le fonctionnement asymétrique en considérant le réseau de transport (corridor) comme un ensemble de trois phases indépendantes. Nous avons également exprimé les équations représentant la réactance série X_s et la susceptance shunt B_p , servant à compenser les éléments passifs du corridor asymétrique. Ensuite, nous avons défini les spécifications pour les corridors étudiés, en énumérant leurs paramètres et en posant un certain nombre d'hypothèses. Dans le chapitre suivant, on choisit les stratégies de compensation et on quantifie les besoins en puissance réactive pour un fonctionnement asymétrique compensé.

CHAPITRE III

BESOINS EN PUISSANCE RÉACTIVE

3.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons définir le dimensionnement pour chacune des stratégies de compensation. D'abord, on choisit le dispositif de commutation et on en fait une brève description. Ensuite, on développe les expressions nécessaires pour quantifier exactement les besoins en puissance réactive. Enfin, on discute de la configuration des condensateurs composant les unités.

3.2 Compensation shunt

3.2.1 Choix du dispositif de commutation

Nous travaillons avec des compensateurs statiques à réglage par thyristors qui sont aptes à fournir un contrôle dynamique et une réponse rapide. Ce choix se justifie par l'importance d'éliminer le plus rapidement possible les déséquilibres affectant les tensions triphasées et ce, afin d'éviter l'échauffement et les surtensions dans les transformateurs et les machines tournantes. Cependant, si le temps d'intervention ne requiert pas autant de rapidité, des commutateurs tels des disjoncteurs suffiraient.

Le compensateur statique est placé à chaque extrémité du corridor, sur les trois phases. Il est relié à la barre THT (Très Haute Tension) par un disjoncteur en série avec un transformateur abaisseur de tension (Figure 3.1). Le couplage du transformateur favorise le compromis entre l'efficacité et les coûts. L'enroulement étoile réduit le niveau

d'isolation, tandis que l'enroulement triangle arrête les courants homopolaires et élimine le troisième harmonique. On admet également que l'impédance du transformateur est estimée 0,15 p.u. sur la base de la puissance réactive nominale du compensateur (Franklin et Franklin, 1988).

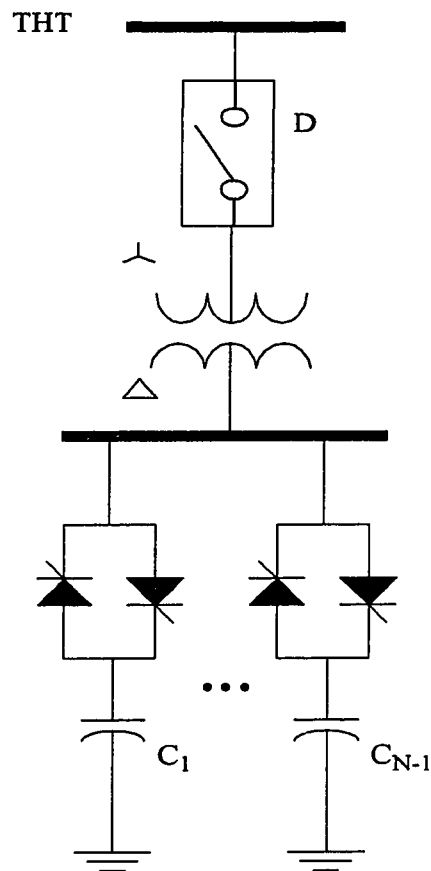


FIGURE 3.1: Compensateur statique - représentation monophasée

Le corps du compensateur est composé de la commande à thyristors et des bancs de condensateurs. La nature de la commutation TSC (Thyristor Switched Capacitor) fait que le courant de compensation ne peut pas varier de façon continue, mais seulement par pas discrets et la conduction est présente pour un nombre entier de demi-cycles (Miller,

1982). Ce type de contrôle, appelé *conduction totale*, génère un faible taux des premiers harmoniques impaires. Dans certains cas, on peut avoir besoin de filtres appropriés (pas représentés sur la Figure 3.1) pour réduire le contenu harmonique.

3.2.2 Puissance réactive shunt

Nous avons déterminé que la susceptance shunt (§ 2.2, éq.(2.5)), nécessaire pour compenser les éléments transversaux de la ligne et pour corriger les déséquilibres de tension sur une phase, avait pour expression:

$$B_p = B_o \cdot L$$

La puissance réactive shunt à injecter sur une phase doit couvrir les besoins du fonctionnement asymétrique et l'absorption de puissance réactive du transformateur à chaque extrémité du corridor:

$$Q_{p_ph} = -\alpha \cdot V_{ph}^2 \cdot B_p \quad (3.1)$$

où α = facteur de compensation de puissance réactive du transformateur ($\alpha > 1$)
 V_{ph} = tension de phase

Considérant que la mise hors service d'un faisceau est un événement aléatoire pouvant apparaître sur n'importe quelle phase, la puissance totale de compensation shunt à installer sur le corridor devra être disposée sur les trois phases, ce qui donne:

$$Q_p = 3 \cdot Q_{p_ph} = -3 \cdot \alpha \cdot V_{ph}^2 \cdot B_o \cdot L \quad (3.2)$$

Il est intéressant de remarquer que la puissance réactive de compensation shunt est directement proportionnelle au nombre de faisceaux ouverts par phase et indépendante de la puissance transitée sur le corridor.

3.2.3 Dimensionnement des bancs de condensateurs shunt

La puissance réactive shunt étant purement capacitive (§ 3.2.2, éq.(3.2)), le dimensionnement des éléments passifs se limite à celui des bancs de condensateurs uniquement. L'installation de réactances shunt n'est pas nécessaire, puisqu'on doit toujours fournir une puissance réactive qui permette de compenser les pertes inductives XI^2 de phase. Le nombre de bancs de condensateurs à installer varie linéairement en fonction du nombre de faisceaux hors service et chaque banc présente la même configuration:

$$N_{bp} = L \quad (3.3)$$

avec $L = 1, \dots, N-1$

La Figure 3.2 illustre la configuration triphasée en double étoile d'un banc de condensateurs shunt. Pour une phase, on divise le banc en deux batteries (demi-phases).

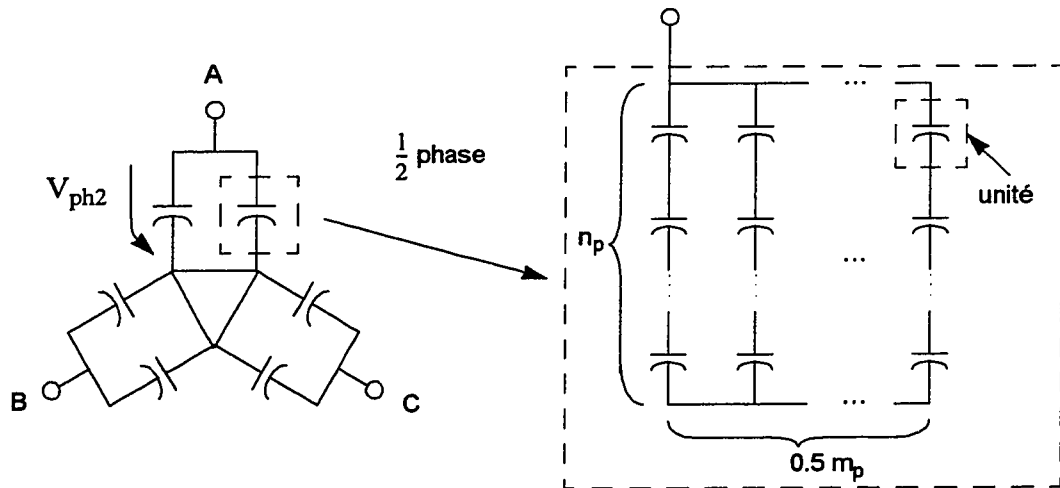


FIGURE 3.2: Banc de condensateurs shunt - représentation triphasée

A son tour, une batterie est composée de n_p unités en série et m_p unités en parallèle. Cette disposition des éléments, ainsi que la configuration double-étoile, permettent une meilleure répartition du courant et de la tension de compensation.

Les unités ont les caractéristiques suivantes (Miller, 1982):

$$Q_{up} = 200 \text{ kVAR} \qquad V_{up} = 6,93 \text{ kV}$$

Le nombre total d'unités par demi-phase est défini par:

$$u_p = \frac{|Q_{p_ph}|}{Q_{up}} \quad (3.4)$$

Reliée au secondaire du transformateur par l'intermédiaire des thyristors, la connexion étoile réduit la tension aux bornes des unités en série V_{ph2} , ce qui permet une économie du nombre de celles-ci:

$$n_p = \frac{V_{ph2}}{V_{up}} \quad (3.5)$$

Le nombre total d'unités en parallèle est alors déterminé par:

$$m_p = \frac{u_p}{n_p} \quad (3.6)$$

Remarque: Les valeurs de u_p , n_p et m_p doivent être des nombres entiers. Si ce n'est pas le cas, on arrondira à la valeur d'entier supérieur, dans l'ordre n_p puis m_p et on multipliera ces deux facteurs pour retrouver le nombre total d'unités u_p .

Enfin, le prix du kVAr de la puissance de compensation shunt équivaut à 70CA\$. Dans ce montant, on englobe le coût des éléments passifs, de la commande, des transformateurs et des disjoncteurs, ainsi que celui des filtres (McGillis, 1998).

3.3 Compensation série

3.3.1 Choix du dispositif de commutation

Pour ce type de compensation, nous avons choisi une commande par disjoncteur pour varier la réactance de compensation de la ligne. Ce choix est conditionné par le niveau de technologie actuelle en compensation série. Le dispositif possède une rapidité d'opération qui est normalement suffisante (McGillis, 1998) et un contrôle dynamique n'est pas requis dans ce cas. Mais, la raison principale de ce choix reste économique.

Le module (Figure 3.3) est composée d'un disjoncteur D , de la réactance de compensation X_S et d'une réactance auxiliaire X_a (quelques pourcents de X_S), servant à limiter les transitoires lors de la commutation (Anderson et Farmer, 1996). Il est utile de préciser que le module sera toujours inséré au milieu de la ligne (Ooi et al., 1997).

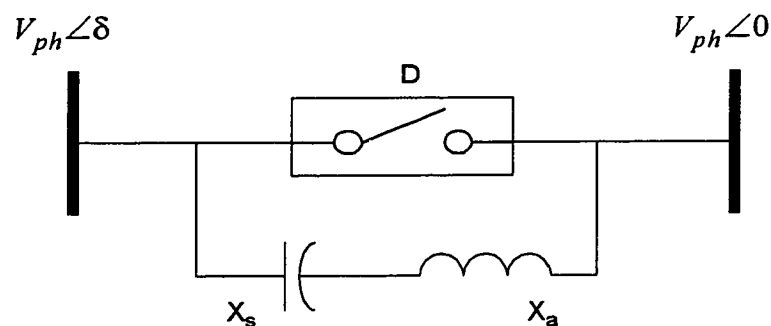


FIGURE 3.3: Module de compensation série (L=1) - représentation monophasée

Avec cette configuration, on peut avoir uniquement un contrôle en *conduction totale* (§ 3.2.1). Le contenu harmonique se résume pratiquement au fondamental, car notre circuit série ne possède aucun interrupteur électronique pouvant créer des harmoniques d'ordre supérieur.

3.3.2 Puissance réactive série

Installé en série avec le faisceau, le banc de condensateurs est dimensionné pour un courant I_F traversant le faisceau qui varie selon le nombre de faisceaux ouverts:

$$I_F = \frac{I_{ph}}{N-L} \quad (3.7)$$

en admettant que I_{ph} est le courant de phase équivalent traversant l'impédance de ligne.

Sa valeur est déduite à partir de la puissance transitée sur une phase:

$$I_{ph} = \frac{P_{tr}}{V_{ph}} = \frac{P_o}{3 \cdot V_{ph}} \quad (3.8)$$

où

N = nombre de lignes en parallèle du corridor

P_o = puissance naturelle

B_o = susceptance de ligne

V_{ph} = tension de phase

En introduisant la puissance naturelle (§ 1.2.2, éq.(1.1)) dans (3.8) et en tenant compte que le module de tension est identique aux barres de génération et de charge, on obtient:

$$I_{ph} = \frac{P_o}{3 \cdot V_{ph}} = N \cdot \frac{V_{ph}^2}{Z_o \cdot V_{ph}} = N \cdot \frac{V_{ph}}{Z_o} \quad (3.9)$$

où

Z_o = impédance caractéristique de la ligne

Le courant de faisceau I_F varie selon le nombre de faisceau ouverts (éq.(3.7)). Donc, un banc de condensateurs bien spécifique (Figure 3.4) correspond à chaque nombre de faisceaux ouverts L , allant de 1 à $N-1$ au maximum (si $L=N$, on a perdu une phase complète; voir § 2.3.1). Chaque banc entre en fonction individuellement, pendant que les autres sont court-circuités.

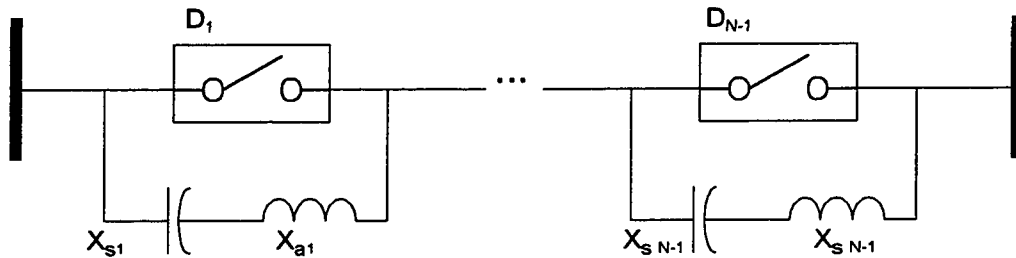


FIGURE 3.4: Modules de compensation série ($L=1, \dots, N-1$) - représentation monophasée

Pour définir la puissance réactive par phase Q_{S_ph} nécessaire à la compensation série, il faut tenir compte de tous les bancs de condensateurs installés sur une phase pour faire face aux situations allant de 1 à L faisceaux ouverts. Ensuite, on additionne les puissances réactives correspondantes:

$$Q_{S_ph} = - \sum_{i=1}^L N \cdot I_{F_i}^2 \cdot X_{S_i} \quad (3.10)$$

où

- N = nombre de lignes en parallèle du corridor
- I_F = courant traversant un faisceau de phase
- X_S = réactance de compensation série par faisceau
- L = nombre de faisceaux ouverts

En introduisant les expressions du courant de phase (3.9) et de la réactance de compensation série (§ 2.2, éq.(2.8)) dans l'expression précédente, on trouve:

$$Q_{s_ph} = -N^2 \cdot V_{ph}^2 \cdot \frac{X}{Z_o^2} \cdot \sum_{i=1}^L \frac{i}{(N-i)^2} \quad (3.11)$$

où V_{ph} = tension de phase
 X = réactance inductive de la ligne
 Z_o = impédance caractéristique de la ligne

Comme pour la compensation shunt, on considère la mise hors service d'un faisceau comme un événement aléatoire pouvant apparaître sur n'importe quelle phase et donc chacun d'entre eux devra être muni d'un élément de compensation. La puissance totale à installer pour la compensation série devient alors:

$$Q_s = 3 \cdot Q_{s_ph} = -3 \cdot N^2 \cdot V_{ph}^2 \cdot \frac{X}{Z_o^2} \cdot \sum_{i=1}^L \frac{i}{(N-i)^2} \quad (3.12)$$

La puissance réactive nécessaire pour opérer une compensation série s'exprime par une fonction non linéaire, qui dépend directement du carré de la tension de phase V_{ph} et de la réactance de compensation série à travers le nombre de faisceaux ouverts L .

3.3.3 Dimensionnement des bancs de condensateurs série

Les bancs de condensateurs sont placés en série avec chaque faisceau. La tension à leurs bornes V_s est décrite par la relation (Annexe C):

$$V_s = |X_s| \cdot I_F = X \cdot I_{ph} \cdot \frac{L}{N \cdot (N-L)} \quad (3.13)$$

La réactance équivalente du banc de condensateurs et le courant qui le tranverse étant différents pour chaque nombre de faisceaux ouverts, tous les bancs n'auront pas la même configuration. Néanmoins, ils seront toujours composés d'un certain nombre

d'unités en série et en parallèle (Figure 3.5). A noter que le courant I_{ph} est constant pour un cas de charge donné; seul le courant traversant un faisceau I_F varie en fonction du nombre de faisceaux ouverts.

Les caractéristiques des unités de compensation série sont les suivantes:

$$Q_{us} = 200 \text{ kVAR}$$

$$V_{us} = 4,16 \text{ kV}$$

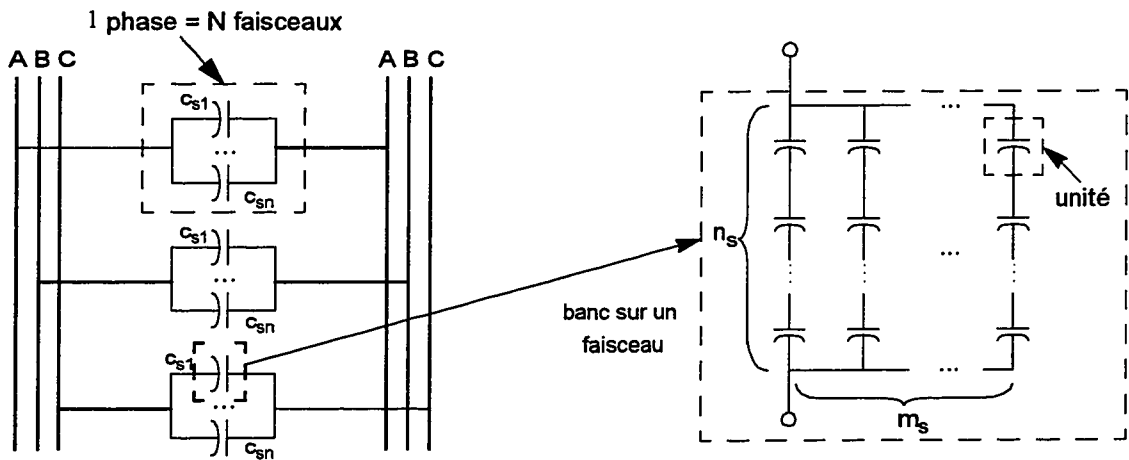


FIGURE 3.5: Banc de condensateurs série - représentation triphasée

Le nombre total d'unités composant un banc associé à un faisceau sera de:

$$u_s = \frac{|Q_{s\ ph}|}{N \cdot Q_{us}} \quad (3.14)$$

Pour chaque cas de figure, c'est-à-dire pour chaque nombre de faisceaux ouverts, on doit connaître la valeur de la tension aux bornes du banc, afin de déterminer le nombre d'unités à disposer en série assurant la tenue diélectrique:

$$n_s = \frac{V_s}{V_{us}} \quad (3.15)$$

Le nombre d'unités en parallèle pour la répartition du courant de compensation est alors exprimé par:

$$m_s = \frac{u_s}{n_s} \quad (3.16)$$

Remarque: Les valeurs de u_s , n_s et m_s doivent être des nombres entiers. Si ce n'est pas le cas, on arrondira à la valeur d'entier supérieur, dans l'ordre, n_s puis m_s et on multipliera ces deux facteurs pour retrouver le nombre total d'unités u_s .

Le prix de ce type de compensation série est évalué à 40CA\$ par kVar. Il comprend le coût des bancs de condensateurs, du dispositif de commutation et de protection, des connexions et de la commande (McGillis, 1998).

3.4 Résumé

Après avoir défini la structure des compensateurs pour les stratégies série et shunt, on a pu quantifier les besoins en puissance réactive pour assurer un fonctionnement asymétrique. La puissance réactive série est fortement conditionnée par la puissance transitée et devient une fonction non-linéaire du nombre de faisceaux ouverts, tandis que la puissance réactive shunt varie linéairement avec le nombre de faisceaux ouverts et est indépendante du transit de puissance sur le corridor. On a également présenté de manière globale le dimensionnement des bancs de condensateurs qui font partie des compensateurs. Finalement, à la Figure 3.6, on représente le diagramme synoptique qui illustre le développement amenant au coût total de compensation statique.

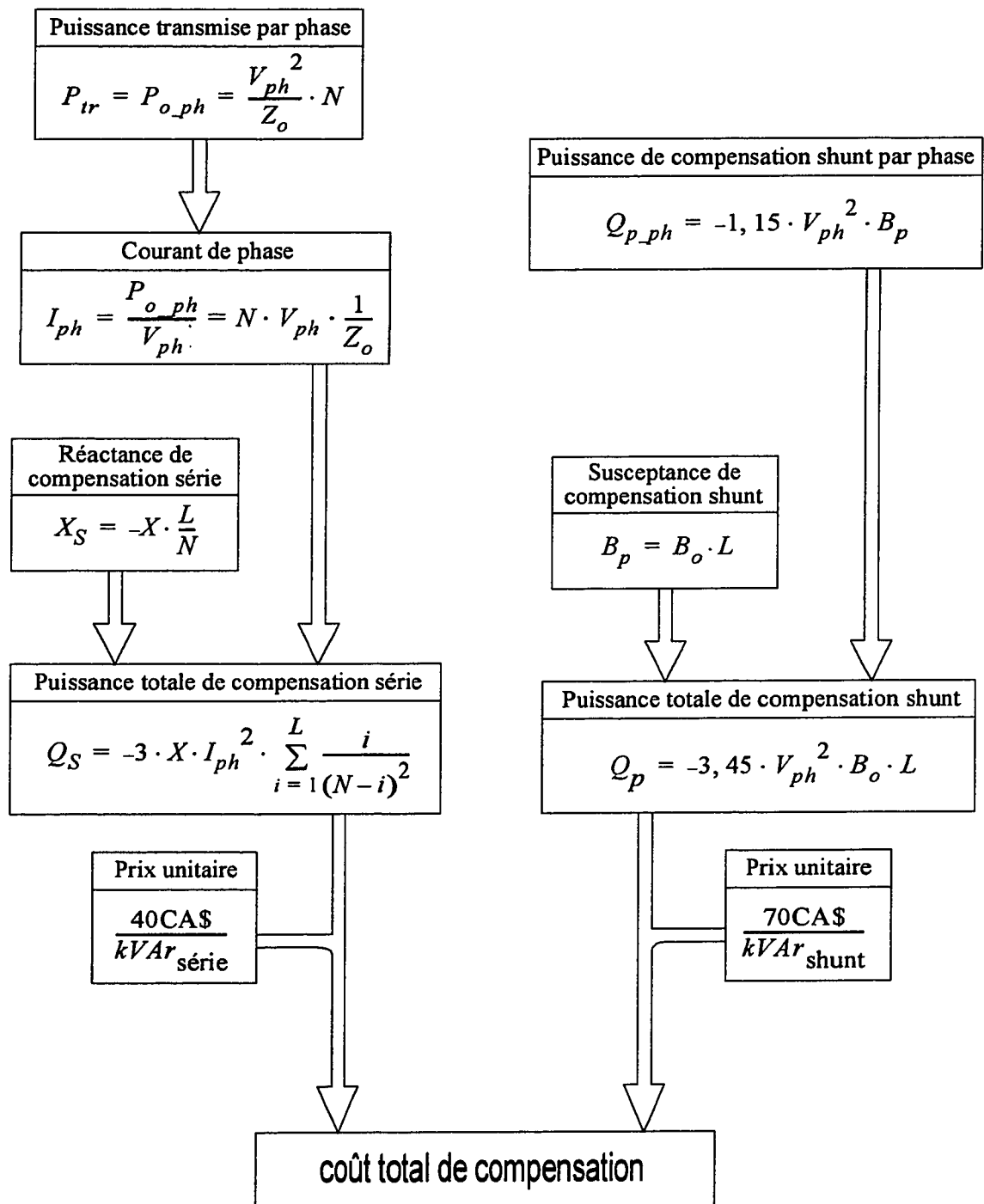


FIGURE 3.6: Diagramme synoptique pour le calcul des coûts de puissance réactive

CHAPITRE IV

LIMITES DU FONCTIONNEMENT ASYMÉTRIQUE

4.1 Introduction

Le limite thermique et la contrainte économique constituent les principaux facteurs pouvant limiter le nombre de faisceaux que l'on peut ouvrir par phase. Par la suite, nous analysons ces facteurs dans l'ordre, à partir du plus prioritaire, afin de pouvoir déterminer une limite pour chacun d'entre-eux, laquelle définira les besoins globaux en puissance réactive pour assurer un fonctionnement asymétrique.

4.2 Limite thermique

La limite thermique nous est imposée par le système. Le dimensionnement des transformateurs ainsi que des conducteurs dépend des prévisions qui ont été faites au moment de construire la ligne (i.e. croissance des besoins, surdimensionnement,...) et il dépend également du niveau de transit de la ligne. Si cette limite est dépassée, on se retrouve en surcharge thermique. A partir de ce moment-là, on ne dispose que de quelques heures selon la constante de temps thermique du matériel, qui est variable selon les cas, pour revenir en-dessous de cette limite ou pour arrêter l'exploitation. Dans le cas contraire, on pourrait assister à de graves dommages matériels (Wilson et Zarakas, 1978), conduisant à un réel danger pour les personnes.

On peut affirmer que typiquement, le courant d'exploitation optimal est le tiers de la limite thermique (Clerici, 1992). En admettant que l'on transite la puissance naturelle sur le corridor en fonctionnement symétrique équilibré, la limite thermique sera atteinte

quand il circulera à travers le faisceau un courant I_{th} trois fois supérieur au courant d'exploitation I_{ph} :

$$I_{th} = \frac{3 \cdot I_{ph}}{N} \quad (4.1)$$

En fonctionnement asymétrique compensé, on transite également la puissance naturelle. Le courant circulant à travers un faisceau I_F varie selon le nombre de faisceaux ouverts L sur une phase. Ce courant I_F est donné par l'expression suivante, dans laquelle on a introduit le nombre de lignes en parallèle N et le courant de phase I_{ph} :

$$I_F = \frac{I_{ph}}{N - L} \quad (4.2)$$

A la limite thermique en fonctionnement asymétrique, le courant traversant un faisceau I_F doit être plus petit ou égal au courant I_{th} atteignant cette limite en fonctionnement symétrique. C'est-à-dire que la condition $I_F \leq I_{th}$ doit être respectée. En résolvant cette inéquation, on trouve l'expression satisfaisant le nombre maximal de faisceaux que l'on peut ouvrir sous contrainte thermique L_{th} :

$$L_{th} \leq \frac{2}{3} \cdot N \quad (4.3)$$

L'expression (4.3) montre que le nombre maximal de faisceaux L_{th} que l'on peut ouvrir est une fonction qui dépend de la configuration du corridor avec N lignes, tout en étant indépendant du niveau de tension.

4.3 Contrainte économique

La contrainte économique reste un point important du fonctionnement asymétrique. Au Chapitre 1, on mentionne que la construction de nouvelles lignes de transport devient de plus en plus difficile, voire impossible dans les réseaux des grandes densités urbaines. Mais pour continuer à assurer la sécurité du corridor lors de la perte d'une ligne, l'alternative serait justement la construction de nouvelles lignes. Pour comparer la compétitivité du fonctionnement asymétrique, on va considérer le coût d'une nouvelle ligne (CL_u), comprenant conducteurs, pylônes, dispositifs de sécurité et de détection, transformateurs, compensateurs, etc. Comme base de calcul, nous estimons le coût pour une ligne 735 kV (coût_{735kV}) à 1 M.CA\$/km (McGillis, 1998) et la surface totale des conducteurs de faisceau A_{735kV} à 3848 mm² (§ 2.4). Pour une longueur de ligne donnée, le coût de la nouvelle ligne CL_u varie avec la surface totale des conducteurs de faisceaux A , puisque le diamètre des conducteurs varie avec le niveau de tension (§ 2.4). Le coût de la nouvelle ligne CL_u est donné par l'expression suivante:

$$CL_u = \left(75\% \cdot \text{coût}_{735kV} \cdot \frac{A}{A_{735kV}} + 25\% \cdot \text{coût}_{735kV} \right) \cdot d \quad (4.4)$$

Il se divise principalement en deux parties: 25% pour les droits de passage et la recherche, 75% pour le matériel. Le coût de la recherche et droits de passage étant fixe, celui du matériel est une fonction de la surface totale des conducteurs A . Pour trouver le coût d'une ligne ayant un autre niveau de tension ou une autre configuration des conducteurs, il suffit de remplacer dans (4.4) la variable A avec la valeur correspondant au cas étudié.

Pour rester compétitifs, le coût total de la puissance de compensation ne devra pas excéder le coût des lignes à construire. On devra donc satisfaire l'inéquation suivante:

$$40 \text{ CA\$ / kVAR} \cdot |Q_S| + 70 \text{ CA\$ / kVAR} \cdot |Q_P| \leq CL_u \cdot L \quad (4.5)$$

où Q_S = puissance totale de compensation série
 Q_P = puissance totale de compensation shunt
 CL_u = coût total d'une ligne

et en développant (4.5), on arrive à l'expression suivante:

$$0.12 \cdot X \cdot I_{ph}^2 \cdot \sum_{i=1}^{L_e} \frac{i}{(N-i)^2} + 0.21 \cdot \alpha \cdot V_{ph}^2 \cdot B_o \cdot L_e \leq CL_u \cdot L_e \quad (4.6)$$

où X = réactance inductive de la ligne
 I_{ph} = courant de phase
 L_e = nombre de faisceaux ouverts sous contrainte économique
 N = nombre de lignes en parallèle
 α = facteur de compensation des pertes réactives du transformateur
 V_{ph} = tension de phase
 B_o = susceptance de ligne

En introduisant l'expression du courant de phase (3.9) dans l'équation (4.6), on aboutit à:

$$0.12 \cdot N^2 \cdot V_{ph}^2 \cdot \frac{X}{Z_o^2} \cdot \sum_{i=1}^{L_e} \frac{i}{(N-i)^2} \leq L_e \cdot \left(CL_u - \left(0.242 \cdot V_{ph}^2 \cdot B_o \right) \right) \quad (4.7)$$

où Z_o = impédance caractéristique de la ligne

Etant donné qu'un terme de sommation est présent dans l'équation (4.7), la résolution du nombre maximal de faisceaux ouvrables L_e ne peut se faire que par itération. Comparé au cas de limite thermique, on voit que L_e dépend en plus du niveau de tension et devient une fonction non-linéaire.

4.4 Stabilité du système

Pour le fonctionnement asymétrique, nous avons défini dans les hypothèses de départ que nous étions en régime permanent stable. Dans ces conditions, une analyse de la stabilité du système n'est pas requise. Elle pourra faire l'objet de travaux futurs et c'est pourquoi nous introduisons brièvement le sujet. On doit considérer trois types de stabilité, dans l'ordre: la stabilité transitoire, la stabilité long terme et la stabilité dynamique. La stabilité transitoire définit la capacité de maintenir un réseau dans un état acceptable (i.e. stable) pendant la période transitoire suivant une contingence. La deuxième, aussi appelée *stabilité en tension*, s'avère nécessaire pour le contrôle et la sécurité du maintien de la tension à long terme. Et la troisième, définie parfois *stabilité petit signal*, décrit le comportement du système pendant des interactions électromécaniques (entre générateurs et réseau) ou inter-réseaux, pour le cas de réseaux interconnectés.

4.4.1 Stabilité transitoire

A la suite d'une perturbation majeure sur le réseau (i.e. défaut ou perte de ligne), le réseau se retrouve dans un état transitoire, où les machines tournantes n'arrivent plus à garder constant leur angle interne et elles s'écartent de leur état stable en oscillant autour de leur vitesse de synchronisme. Un réseau électrique doit être capable d'amortir ces oscillations pendant cette période transitoire, faute de quoi, on peut assister au décrochage des groupes générateurs et être amené à isoler une partie de ces derniers du reste du réseau. D'habitude, dans les grands réseaux électriques, l'inertie des masses tournantes est suffisamment grande pour amortir les oscillations et empêcher la vitesse des groupes générateurs de s'éloigner de la vitesse de synchronisme. Pour l'étude de la sta-

bilité transitoire, on peut avoir recours à la méthode des aires égales (Xue et al., 1989) ou à des logiciels de stabilité transitoire, tel ST600 de Hydro-Québec.

4.4.2 Stabilité long terme

Après le régime transitoire, le réseau est compensé après ouverture d'un ou plusieurs faisceaux et on a ramené son schéma équivalent à celui du régime symétrique. A long terme, l'objectif doit être le maintien de la tension.

Suite à une perturbation (défaut suivi d'une coupure de ligne, ré-enclenchement de ligne, etc) ou à une manoeuvre (enclenchement ou déclenchement d'élément de réseau) et après avoir passé le régime transitoire, on analyse le signal de tension dans le temps (18000 cycles et plus). Si on assiste à une effondrement de la tension, on a une instabilité de celle-ci, dont la cause relève uniquement du domaine électrique. Pour étudier la stabilité long terme, on peut avoir recours à des logiciels spécialisés (comme ST600 de l'IREQ). On peut également définir la réponse temporelle de la tension en appliquant une excitation sinusoidale à l'entrée de la fonction de transfert du modèle du réseau (Ogata, 1970; Neirynck et Boite, 1983).

4.4.3 Stabilité dynamique

Dans des réseaux comportant une compensation série, on modifie le contenu harmonique en créant des fréquences de résonnance électriques autour de la fréquence fondamentale. Du côté mécanique, par la nature des turbines (hydraulique ou thermique), les machines tournantes ont typiquement plusieurs modes oscillatoires entre 0 et 60 Hz. Dès qu'il y a une interaction entre une fréquence de résonnance électrique se trouvant entre

deux modes oscillatoires mécaniques, on entre en résonance subsynchrone communément appelée *mode d'interaction* (Anderson et Farmer, 1996). On assiste alors à un échange d'énergie considérable entre le système électrique compensé série et les masses tournantes du système mécanique. Si l'amortissement est faible, le phénomène d'interaction peut devenir très dangereux à court terme, car il peut agir en qualité de source pour amplifier les oscillations qui deviennent ainsi instables, et l'on peut assister à la rupture de l'arbre de la machine (Anderson et Farmer, 1996; Kilgore, 1971). Pour analyser la stabilité petit signal, on a recours à des logiciels tels que EMTP, dans lesquels on peut définir des modèles de machines tournantes, pour ainsi créer une interaction entre la partie mécanique de celles-ci et le réseau de transport.

4.5 Priorité des contraintes

Maintenant que les limites principales du fonctionnement asymétrique ont été développées, il est important de définir un ordre de priorité entre ces limites pour pouvoir définir un algorithme de calcul qui satisfasse les conditions de faisabilité du fonctionnement asymétrique. Voilà l'ordre prioritaire des limites:

- La *limite thermique* a la priorité sur la contrainte économique. La limitation se pose du côté matériel, car on dépend du dimensionnement du système existant. Même si la compétitivité reste acceptable, on ne peut pas se permettre de passer en surcharge thermique parce qu'on expose le matériel haute tension (i.e. conducteurs, éléments de compensation) à une détérioration pouvant aller jusqu'à sa destruction (Wilson et Zarakas, 1978). Cette priorité se justifie par la maintien de la sécurité du système.

- La *contrainte économique* devient ainsi la moins contraignante, de toutes les limites. Comparativement à la précédente, qui était liée au réseau par un critère matériel ou technique les rendant absolues, la contrainte économique est plutôt une mesure de compétitivité du fonctionnement asymétrique. Certes, il est important de demeurer en dessous du coût des lignes à construire, mais si le réseau se trouve dans un état stable et sous la limite thermique, on peut admettre des coûts supérieurs dans certains cas. Par contre, il faudra justifier cette augmentation des coûts de compensation et prévoir un amortissement à moyen terme.
- Si on considère la *limite de stabilité*, elle va prévaloir à la contrainte économique. Dans ce cas, on chercherait à préserver le profil et la stabilité de tension, en plus de respecter les bilans de puissance active et réactive. La faisabilité de l'écoulement de puissance imposerait cette priorité.

4.6 Résumé

Dans les paragraphes précédents, nous avons parlé des principales limites pouvant limiter le fonctionnement asymétrique et établi la priorité des limites entre elles. Comme déjà mentionné, par la suite nous ne tiendrons compte que de la limite thermique et de la contrainte économique pour calculer les besoins en puissance réactive.

CHAPITRE V

SOLUTION DU FONCTIONNEMENT ASYMÉTRIQUE

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, on décrit la méthode employée pour la résolution du nombre maximal de faisceaux ouverts et des coûts engendrés. Ensuite, on expose les résultats obtenus pour les différentes configurations de corridor qui ont été définies précédemment au Chapitre 2. Enfin, on conclut en analysant des résultats et l'on en fait ressortir les caractéristiques principales.

5.2 Paramètres et méthode de résolution

Avant de présenter les résultats, on illustre les paramètres et les différentes étapes nécessaires pour la résolution du nombre maximal de faisceaux que l'on peut ouvrir par phase. Définis à la section § 2.3.1, les principaux paramètres d'étude se résument ainsi :

- **Puissance transitée P_{tr}** , étant équivalente à la puissance naturelle pour des raisons économiques (§ 1.1.2), et pour pouvoir déterminer les besoins maximaux en puissance réactive série. Par contre, la valeur de la puissance fournie à la charge est légèrement inférieure à la puissance naturelle (Annexe B) et correspond à la partie réelle de la puissance transitée.
- **Nombre de lignes en parallèle N** , étant de *deux, trois ou quatre lignes*.
- **Niveau de tension U** , variant entre *735 kV, 500 kV et 400 kV*.

- **Nombre de faisceaux ouverts L :** C'est la variable principale, en fonction de laquelle on définira les besoins en puissance réactive .

La Figure 5.1 illustre les différentes étapes pour la résolution du nombre maximal de faisceaux L_{max} que l'on peut ouvrir sur une phase. En accord avec § 4.4, on détermine le nombre de faisceaux ouvrables sous contrainte thermique L_{th} (équ. 4.3), en utilisant le paramètre N (nombre de lignes parallèle). Ensuite, on teste la tension sur le condensateur série en utilisant N et V_{ph} (nombre de lignes parallèle et niveau de tension) comme paramètres (équ. C.3). Si elle est plus grande que 50 % de la tension de phase, on décrémente la valeur de L_{th} , ou dans le cas contraire, on teste la compétitivité, à l'aide des paramètres N et V_{ph} (équ. 4.7). Si le prix total de compensation est supérieur au coût des lignes à construire, on décrémente la valeur de L_{th} , autrement obtient directement L_{max} lorsque on satisfait toutes ces conditions.

Pour automatiser ce processus, on a conçu un programme sur le logiciel Matlab qui permet soit de résoudre le nombre maximal de faisceaux ouvrables sur une phase L_{max} soit de déterminer les coûts relatifs de compensation pour un nombre de faisceaux ouverts donné L .

5.3 Résultats numériques

Les résultats obtenus pour les paramètres définis dans la section précédente sont représentés dans trois tableaux ci-après (Tableaux 5.1, 5.2, 5.3) et sont basées sur les combinaisons de N - L qui sont réalisables (Annexe C).

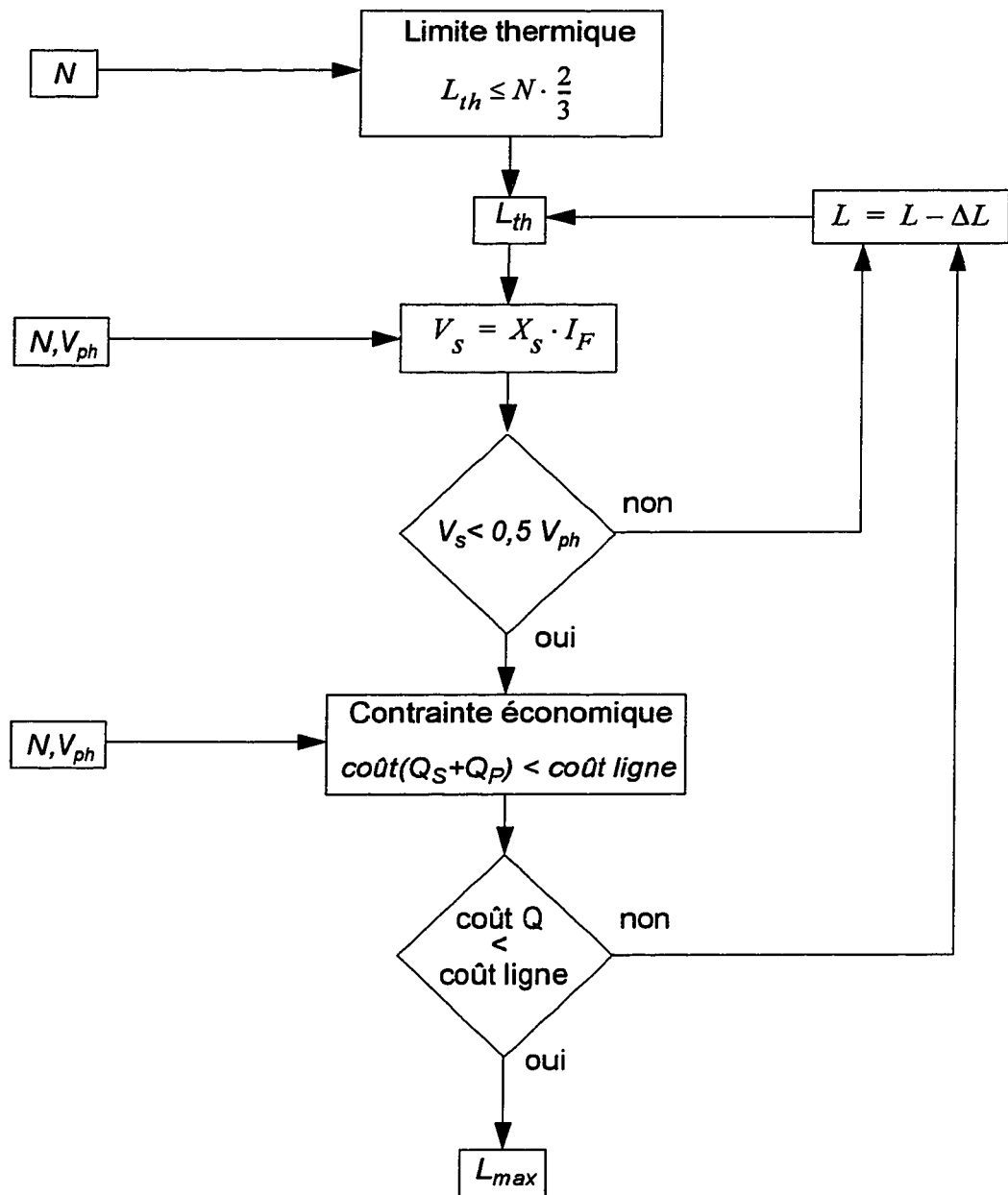


FIGURE 5.1: Diagramme synoptique pour la résolution de L_{max}

Après avoir obtenu la valeur L_{max} , on calcule les besoins en puissance réactive, les coûts et les autres facteurs de la manière suivante:

Puissance fournie à la charge

$$P_{ch} = P_o \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) = 3 \cdot N \cdot \frac{V_{ph}^2}{254\Omega} \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (5.1)$$

Puissance de compensation série totale

$$Q_s = -3 \cdot N^2 \cdot V_{ph}^2 \cdot \frac{98,1\Omega}{(254\Omega)^2} \cdot \sum_{i=1}^L \frac{i}{(N-i)^2} \quad (5.2)$$

Coût de la compensation série

$$\text{coût } Q_s = |Q_s| \cdot \frac{40\text{CA\$}}{1 \text{ kVAr}} \quad (5.3)$$

Puissance de compensation shunt totale

$$Q_p = -3 \cdot \alpha \cdot V_{ph}^2 \cdot B_o \cdot L = -3,45 \cdot V_{ph}^2 \cdot 1,5\text{mS} \cdot L \quad (5.4)$$

Coût de la compensation shunt

$$\text{coût } Q_p = |Q_p| \cdot \frac{70\text{CA\$}}{1 \text{ kVAr}} \quad (5.5)$$

Coût total de compensation

$$\text{coût } Q = \text{coût } Q_s + \text{coût } Q_p \quad (5.6)$$

Rapport entre coût de compensation et coût de ligne

$$\text{coût } (Q/\text{ligne}) = \frac{\text{coût } Q_s + \text{coût } Q_p}{L \cdot CL_u} \quad (5.7)$$

où CL_u est le coût d'une ligne de 300 km en fonction de son niveau de tension.

En accord avec l'équation (4.4), on obtient $CL_{735kV} = 300 \text{ M.CA\$}$, $CL_{500kV} = 189 \text{ M.CA\$}$
et $CL_{400kV} = 148 \text{ M.CA\$}$.

TABLEAU 5.1: Données 735 kV

N	2	3	4	4
L	1	1	1	2
P_{ch}	4168 MW	6252 MW	8336 MW	8336 MW
Q_s	-3399 MVar	-1912 MVar	-1511 MVar	-8309 MVar
coût Q_s	136 M.CA\$	76 M.CA\$	60 M.CA\$	332 M.CA\$
Q_p	-942 MVar	-942 MVar	-942 MVar	-1884 MVar
coût Q_p	66 M.CA\$	66 M.CA\$	66 M.CA\$	132 M.CA\$
coût Q	202 M.CA\$	142 M.CA\$	126 M.CA\$	464 M.CA\$
coût(Q/ligne)	67 %	47 %	42 %	77 %

TABLEAU 5.2: Données 500 kV

N	2	3	4	4
L	1	1	1	2
P _{ch}	1931 MW	2897 MW	3862 MW	3862 MW
Q _s	-1573 MVar	-885 MVar	-699 MVar	-3845 MVar
coût Q _s	63 M.CA\$	35 M.CA\$	28 M.CA\$	154 M.CA\$
Q _p	-436 MVar	-436 MVar	-436 MVar	-872 MVar
coût Q _p	31 M.CA\$	31 M.CA\$	31 M.CA\$	62 M.CA\$
coût Q	94 M.CA\$	66 M.CA\$	59 M.CA\$	216 M.CA\$
coût(Q/ligne)	49 %	35 %	31 %	56 %

TABLEAU 5.3: Données 400 kV

N	2	3	4	4
L	1	1	1	2
P _{ch}	1234 MW	1851 MW	2468 MW	2468 MW
Q _s	-1007 MVar	-566 MVar	-447 MVar	-2461 MVar
coût Q _s	40 M.CA\$	23 M.CA\$	18 M.CA\$	98 M.CA\$
Q _p	-279 MVar	-279 MVar	-279 MVar	-558 MVar
coût Q _p	19 M.CA\$	19 M.CA\$	19 M.CA\$	39 M.CA\$
coût Q	59 M.CA\$	42 M.CA\$	37 M.CA\$	137 M.CA\$
coût(Q/ligne)	40 %	28 %	25 %	46 %

5.4 Analyse des résultats

Les résultats obtenus dans les Tableaux 5.1, 5.2 et 5.3 représentent tous les cas de combinaisons N - L réalisables. La tension imposée aux bornes des condensateurs en série définit la première limite pour l'ouverture des faisceaux (Annexe C, Tableaux C.1, C.2 et C.3), la deuxième limite étant la contrainte économique. Quant à la résistance de la ligne, sa valeur demeure toujours inférieure à 10% de l'impédance de ligne (Annexe D). Plusieurs observations, tirées des tableaux de résultats, font l'objet d'une analyse ci-après.

- Nombre maximal de faisceaux ouverts. Pour une configuration donnée de corridor, sur lequel on transite sa puissance naturelle, on obtient la même valeur de L_{max} quel que soit le niveau de tension (Tableau 5.4).

TABLEAU 5.4: Valeurs de L_{max}

Configuration du corridor	Nombre max. de faisceaux ouverts
2 lignes	1 faisceau
3 lignes	1 faisceau
4 lignes	2 faisceaux

Dans chaque cas de configuration, le nombre maximal de faisceaux que l'on peut ouvrir correspond à $0.5N$. Sauf dans le cas $N=3$, où on réduit logiquement L_{max} à sa valeur entière inférieure. Ceci permet de couvrir la perte de une ou deux lignes complètes (selon la configuration), donc de faire face aux contingences $(N-1)$ et $(N-2)$, si l'on prend en considération le fait que la puissance réactive est installée sur les trois phases.

• Concernant la quantité de puissance réactive. La quantité de puissance de compensation série Q_s dépasse largement la quantité de puissance de compensation shunt Q_p , dans un rapport allant de 2:1 à 4:1. Le courant circulant dans un faisceau I_F et la réactance de compensation série X_s , facteurs dont Q_s dépend, varient non-linéairement en fonction de L (équ.(3.7) et (2.7)). En tenant compte encore du fait d'assigner un banc de compensation à chaque valeur de L et de sommer les puissances réactives correspondantes, on augmente considérablement la puissance de compensation série installée (voir Tableau 5.1, 5.2, 5.3; $N=4$ avec $L=1,2$). Au contraire, la puissance de compensation shunt est directement proportionnelle au nombre de faisceaux ouverts (équ.(3.2)). Si le niveau de tension est fixe, mais que la configuration change (N variable), on a besoin toujours de la même puissance de compensation shunt pour un nombre de faisceaux ouverts fixé (voir Tableau 5.1, 5.2, 5.3; $N=2, N=3$). *On peut en déduire qu'avec $L_{\max}$ petit, on sera plus performant avec des configurations de corridors ayant un nombre de lignes en parallèle qui est élevé.*

• Une autre considération sur la puissance réactive. Pour un degré de charge et un nombre de faisceaux ouverts donnés, les puissances réactives shunt et série sont directement proportionnelles à V_{ph}^2 , en se référant aux équations (3.2) et (3.12). *Le facteur coût(Q/ligne) nous démontre que plus le niveau tension diminue, plus la compétitivité augmente.* Ce qui peut nous amène à la conclusion que le fonc-

tionnement asymétrique possède une plus grande affinité pour des réseaux fonctionnant à un niveau de tension inférieur (400 kV).

• Coûts et nombre de faisceaux ouverts. Au tableau 5.4, on représente le nombre maximal de faisceaux ouverts pour chaque configuration. Dans le cas de $N=4$ (Tableau 5.1, 5.2, 5.3), on voit qu'au passage d'un à deux faisceaux ouverts par phase, les coûts augmentent de façon considérable (plus de trois fois), surtout à cause de la forte augmentation de la puissance réactive série. Pour des lignes 500 kV et 400 kV, où on trouve souvent des configurations de lignes biternes et à cause de la distance réduite entre deux phases de lignes différentes (par rapport à celles de 735 kV), la probabilité de défaut biphasé est élevée. L'accroissement des coûts se justifie alors pour ce type de lignes et on pourra installer la puissance réactive nécessaire pour compenser l'ouverture de deux faisceaux. Pour le niveau 735 kV, le corridor se compose d'une juxtaposition de lignes monoternes. La probabilité qu'un défaut biphasé se manifeste reste faible, à cause de la disposition monoterne et des grandes distances d'isolation entre phases. Dans ce cas, il est difficile de justifier l'augmentation des coûts et on pourrait être incité à revoir les conditions pour la configuration 735 kV- $N=4$ et à limiter le nombre maximal de faisceaux ouvrables à un (CEA, 1990).

5.5 Résumé

Suite de cette analyse, on démontre pour les exemples traités que le nombre maximal de faisceaux ouverts équivaut à $0.5N$, tout en restant compétitifs envers la construc-

tion de nouvelles lignes et sécuritaires en ce qui concerne la capacité de transport. Il en ressort également que le fonctionnement asymétrique est plus compétitif à un niveau de tension inférieur (400 kV), puisque la puissance réactive à installer est proportionnelle à V_{ph}^2 . Lorsqu'on est limité à l'ouverture d'un faisceau, on reste plus compétitif avec des configurations de corridors ayant un nombre de lignes en parallèle qui est élevé.

Le chapitre suivant proposera les perspectives futures du fonctionnement asymétrique en fonction de la théorie développée et des résultats obtenus dans ce mémoire.

CHAPITRE VI

PERSPECTIVES FUTURES

6.1 Introduction

Dans certaines situations, le fonctionnement asymétrique d'un réseau électrique de transport peut s'avérer plus efficace que le mode d'opération actuel. Pour mettre en évidence son potentiel et ses affinités, il faut orienter le fonctionnement asymétrique vers un contexte d'avant-garde. Comme prévisions actuelles et tendances futures, les gens des réseaux électriques privilégient l'amélioration de la qualité et de la capacité de transport. Et c'est dans ce contexte que l'on va proposer quelques points de vue intéressants .

6.2 Qualité du transport d'énergie électrique

Pour une compagnie d'électricité, le terme *qualité de transport* (ou de distribution) décrit généralement la fiabilité du réseau de transport, qui atteint en moyenne 99,95%, si on se réfère aux statistiques. A son tour, le problème de la qualité peut être interprété comme toute déviation de la tension, du courant ou de la fréquence causant une panne ou des dégâts aux installations des consommateurs. Ces dernières années, dans l'industrie de transformation (métallurgique, pétrolière, chimique, papetière, etc.), ainsi que chez les consommateurs domestiques, on a assisté à l'apparition croissante d'équipement électronique (convertisseurs statiques) dans les appareils ou pour le contrôle de grandes charges. D'importantes distortions de tension, de courant, ou de fréquence peuvent parfois apparaître et, en interaction avec les éléments passifs pour la compensation du fonctionnement asymétrique, elles sont susceptibles de créer des phénomènes telles

que la ferromésonance ou le papillotement de la tension (flicker). Les grandes charges (industrie) influencent évidemment de manière plus prononcée ces phénomènes, puisqu'elles sont reliées au réseau de transport par un unique seuil de transformation. Donc, les réseaux de transport seront concernés directement par ces problèmes et lors d'une coupure d'approvisionnement électrique, les secteurs industriel et domestique en seront affectés. A partir de ces considérations, on peut insister sur le fait qu'il faudra adapter le fonctionnement asymétrique aux problèmes de compatibilité électromagnétique, tout en améliorant sa conception en fonction des technologies et des tendances apparaissant chez les usagers en particulier dans le secteur industriel. Ces actions s'avèrent nécessaires si on veut maintenir, voire améliorer, le seuil de qualité actuelle (ABB, 1998; CEA, 1990; Grebe, 1996).

6.3 Capacité de transport

Un des aspects qui doit être pris en considération pour le maintien ou l'amélioration de la capacité de transport apparaît comme la rapidité d'action des dispositifs de compensation, soit la réponse dynamique. Pour la compensation shunt, on a choisi une commande à thyristors, avec laquelle on peut agir rapidement et de façon continue à l'encontre d'une perturbation. Par contre, avec la compensation série, la commutation est opérée par un disjoncteur, selon le niveau existant de technologie. Dans ce cas, on est limité par un temps de réponse variant entre cinq et six cycles pour l'ouverture (Figure 6.1). Dans certaines conditions, ce délai peut être suffisant pour être performant (économiquement), mais dans d'autres circonstances s'avérer trop long pour assurer la stabilité du système.

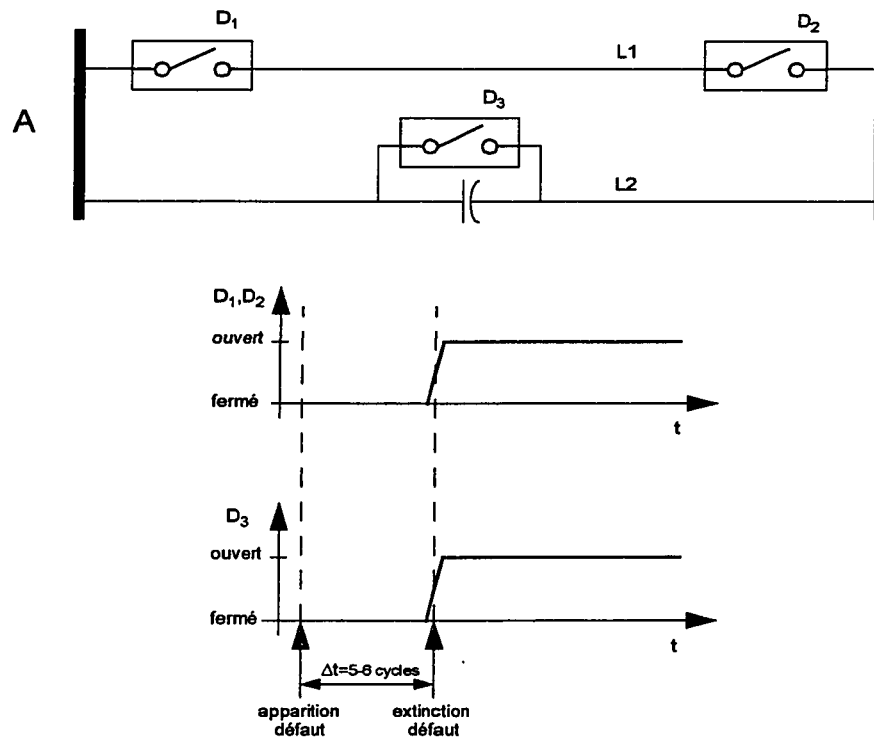


FIGURE 6.1: Coordination des disjoncteurs à l'ouverture - compensation série

Si le temps nécessaire à toutes les manoeuvres des disjoncteurs devient long, jusqu'au retour du régime permanent, alors on peut se poser la question: *pourquoi investir dans le fonctionnement asymétrique alors qu'on a atteint un état stable? Pourquoi on ne réenclenche pas simplement la ligne?* Les situations où la puissance totale ne peut pas être livrée aux consommateurs (réseau Hydro-Québec) équivaut en moyenne à 300 MW durant 40 heures par an. En estimant à 50 CA\$ le mégawatt par heure, on perd 600,000 CA\$ (Lefebvre, 1998). Et on n'investira pas pour le fonctionnement asymétrique dans ce cas.

Par contre, si l'on bénéficie d'un contrôle rapide pour les deux stratégies de compensation, on peut agir plus vite et, dans certaines situations, améliorer les limites de stabilité et de sécurité en choisissant un critère moins sévère avec uniquement perte de la phase en défaut, par exemple $3\phi + (3N-1)$ au lieu du standard $3\phi + (N-1)$. A ce moment, les pertes dues à l'impossibilité de transférer la puissance vers la charge vont augmenter et l'on pourra pleinement justifier le fonctionnement asymétrique.

Dans notre étude de faisabilité pour ce mode de fonctionnement, nous avons tenu compte seulement des coûts relatifs à la construction des lignes et à l'installation de la puissance réactive. En fonction du nouveau critère, la remise en question du système de détection et de protection actuel devra être prise en considération, de même que la limite de courant admissible dans le neutre, ainsi que la compensation des pertes Joules des lignes. Tous ces facteurs peuvent amener des modifications importantes et donc une augmentation des coûts du fonctionnement asymétrique (ABB, 1998; Anderson et Farmer, 1996; Clerici, 1992; Larsen, 1992).

6.4 Résumé

Dans ce chapitre, on développe deux aspects importants qui sont préconisés dans l'exploitation des réseaux électriques: la qualité du transport et la capacité de transport. Le qualité du transport reflète la justification de tous les choix entrepris dans les années précédentes. La capacité de transport impose des limites de stabilité et de sécurité, donc la robustesse du réseau.

CONCLUSIONS

Dans ce mémoire, il a été démontré théoriquement que le fonctionnement asymétrique reste plus compétitif que le mode d'exploitation actuel pour un large nombre de configurations de corridors. Son application aux réseaux de transport d'énergie et plus particulièrement aux corridors peut être une solution pour exploiter de manière plus intelligente les écoulements de puissance et de disposer de la capacité de réserve qui existe parce que les réseaux sont exploités de manière non-optimale, puisqu'actuellement les possibilités de construire de nouvelles lignes sont très faibles. On ne peut pas oublier qu'au plan logistique et écologique, l'installation de puissance réactive est souvent plus efficace et rencontre moins de problèmes que la construction d'une ligne de transport.

La compensation série et la compensation shunt, formant un ensemble hybride, permettent d'ouvrir jusqu'à la moitié du nombre de faisceaux par phase sur un corridor comportant N lignes en parallèle. Selon les configurations de corridors, on peut faire face à des contingences $(N-1)$ ou $(N-2)$, tout en satisfaisant l'exigence d'une *puissance transmise constante, indépendamment du nombre de faisceaux ouverts*, puisqu'on compense la perte de la ligne en rendant le corridor dégradé symétrique.

Les principales contraintes se résument à *la limite thermique*, qui dépend de la structure existante et à *la contrainte économique*, qui compare le coût total de la compensation au coût de nouvelles lignes à construire. Nous avons développé ces deux limites de manière générale pour les adapter à toutes les configurations étudiées.

Comme travaux futurs, nous conseillons que la stabilité dynamique et la limite thermique soient étudiées de manière plus approfondie. L'implantation et l'impact de cette stratégie de compensation sur l'exploitation des réseaux électriques devraient également être développées de manière détaillée.

En démontrant que le fonctionnement asymétrique s'avère une solution utile dans un grand éventail de situations, on espère avoir tracé une voie originale dans la philosophie de l'exploitation des grands réseaux d'énergie.

BIBLIOGRAPHIE

ASEA BROWN BOVERI (1998). Reactive Power Compensation, <http://www.abb.se/pow/ourtech.htm>.

AGUET M., IANOZ M. (1990). Haute Tension, Traité d'Electricité vol. XXII, Presses Polytechniques Romandes.

AGUET M., MORF J.J. (1987). Energie Electrique, Traité d'Electricité vol. XII, Presses Polytechniques Romandes.

ANDERSON P.M., FARMER R.G. (1996). Series Compensation in Power Systems, PBLSH!.

BLYAKOV N.N., VOLCHEK V.L., ILINICHIN V.V., LOSEV S.B., LYSKOV Y.I., NOVELLA V.N., RAHKES V.S., STRELKOV V.M., FOKIN G.G., KHOROSHEV M.I. (1990). Utilisation du réencenchement monophasé automatique dans un grand réseau UHT comportant des lignes à 1200 kV. CIGRE, Tome II 34-207.

BOWLER C.E.J., EWART D.N., CONCORDIA C. (1973). Self Torsional Frequency Oscillations With Series Capacitors. IEEE Trans. PAS, pp.1688-1695.

BREUER G.D., RUSTEBAKKE H.M., GIBLEY R.A., SIMMONS JR. H.O. (1964). The Use of Series Capacitors to Obtain Maximum EHV Transmission Capability. IEEE Trans. PAS, pp. 1090-1102 .

CANADIAN ELECTRICAL ASSOCIATION (1984). Static Compensator For Reactive Power Control, Mathur M., Editor, Cantext Publications.

CANADIAN ELECTRICAL ASSOCIATION (1990). Forced Outage Performance of Transmission Equipment-For the Period January 1, 1984 to December 31, 1988, Equipment Reliability Information System.

CINIGLIO O.A., CARROLL D.P. (1993). Improved Power Transfer During Single Pole Switching: A Symmetrical Sequence Filtering Approach. IEEE Trans. PWRD, Vol. 8, No. 1, pp. 454-460.

CLERICI A., DI MANICI G., TESTI G., VALFRE L., PARIS L. (1992). Moyens d'accroître les installations de transport existantes. CIGRE, 14/37/38-06, pp. 1-11.

FRANKLIN A.C., FRANKLIN D.P. (1988). The J&P Transformer Book, Butterworths Brothers.

FRIEDLANDER G.D. (1966). The Northeast Failure-A Blanket of Darkness. IEEE Spectrum, Vol. 3 NOS 1-6, pp. 54-73.

GREBE T.E. (1996). Application of Distribution System Capacitor Banks and Their Impact on Power Quality. IEEE Trans. On Industry Application, Vol. 32, No. 3, pp. 714-719.

HINGORANI N.G. (1993). Flexible AC Transmission. IEEE Spectrum, Vol. 30, pp. 40-45.

KILGORE L.A., ELLIOTT L.C., TAYLOR E.R. (1971). The Prediction And Control Of Self-Exited Oscillations Due To Series Capacitors In Power Systems. IEEE Trans. PAS, pp.1305-1311.

KIMBARK E.W. (1972). Formulas Of A Lossless Transmission Line In Terms Of Two Angles. Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, Cal., pp. 1-6.

KIMBARK E.W. (1983). A New Look At Shunt Compensation. IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-102, No.1, pp. 212-218.

KIMBARK E.W. (1995). Elements of Stability Calculations, Power System Stability vol. I, IEEE Press.

KUNDUR P. (1994). Power System Stability and Control, McGraw Hill.

LARSEN E., BOWLER C., DAMSKY B., NILSSON S. (1992). Avantages des condensateurs série à réglage par thyristors. CIGRE, Tome I, 14/37/38-04, pp. 1-10.

LEFEBVRE S. (1998). Conversations et propos échangés.

MARCEAU R.J., ENDRENYI J. ET AL. (1997). Power System Security Assessment: A Position Paper. CIGRE Task Force Report, 38.03.12.

MARCEAU R.J. (1998). Conversations et propos échangés.

MCGILLIS D.T. (1998). Conversations et propos échangés. Donald T. McGillis a obtenu son B.Sc de Loyola College (actuelle Université Concordia), Montréal, Canada et son B.Eng de l'Université McGill, Montréal, Canada, respectivement en 1949 et 1951. Depuis 1951, il a travaillé avec Hydro-Québec. Tout en étant conseiller du Vice-Président pour la planification des réseaux électriques, il a dirigé la Division *Etudes de Réseaux*, où il a compté parmi les concepteurs et planificateurs du premier réseau de transport 735 kV dans le monde. Comme membre de l'Association Canadienne de l'Electricité, il a assuré la charge de président pour différentes commissions dans les domaines de l'exploitation

des réseaux, de la compensation statique et des systèmes experts, où il est présentement actif. Mr D.T. McGillis est aussi professeur adjoint à l'Université McGill et à l'Université Concordia.

MILLER T.J.E. (1982). Reactive Power Control in Electric Systems, Wiley-Interscience.

NEIRYNCK J., BOITE R. (1983). Théorie Des Réseaux de Kirchhoff, Traité d'Electricité vol. IV, Presses Polytechniques Romandes.

OGATA K. (1970). Modern Control Engineering, Prentice-Hall Inc.

OOI B.T., KAZERANI M., MARCEAU R.J., WOLANSKI Z., GALIANA F.D., MCGILLIS D., JOOS G. (1997). Mid-Point Siting of FACTS Devices in Transmission Lines. IEEE Trans. PWRD, Vol.12 No.4, pp. 1717-1722.

SANA A.-R., MARCEAU R.J., TODDE C., DO D.X., MAHSEREDJIAN J., JOOS G. (1983). L'exploitation asymétrique des réseaux de transport d'énergie électrique. Proceedings of IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Waterloo, Ontario, May 24-28, pp. 485-488.

SANA A.-R., MCGILLIS D.T., MARCEAU R.J., TODDE C., DO D.X. (1998). On the Asymmetric Operation of Transmission Systems. Proceedings of CIGRE Symposium on Working Plant and Systems Harder, London, United Kingdom, June 7-9 1999.

TRINH G.N., MARUVADA S.P., POIRIER B. (1974). A Comparative Study Of The Corona Performance Of Conductors Bundles For 1200 kV Transmission Lines. IEEE Trans. PES, Vol.PAS-93, pp. 940-949.

WILSON G.L., ZARAKAS P. (1978). Anatomy of a Blackout. IEEE Spectrum, Vol. 15, pp. 39-46.

XUE Y., VAN CUTSEM T., RIBBENS-PAVELLA M. (1989). Extended Equal Area Criterion: Justifications, Generalizations, Applications. IEEE Trans. PES, Vol.4, No.1, pp.44-51.

ANNEXE A

CONVENTIONS ÉLECTRIQUES ADOPTÉES

Dans cet annexe, on expose les conventions utilisées dans le présent mémoire pour la représentation des différentes grandeurs électriques. On explique également la notation complexe qui est employée pour ces mêmes grandeurs.

A.1 Convention générateur et récepteur

Parmi les éléments électriques, on peut faire une distinction entre ceux qui sont fournisseurs d'énergie (générateurs) et ceux qui sont consommateurs (récepteurs). De manière générale, les sources fournissent l'énergie, mais peuvent aussi en absorber selon le type de source, les résistances en consomment uniquement, tandis que les inductances et les condensateurs peuvent en fournir ou en consommer selon le régime dans lequel ils fonctionnent. La représentation et le sens des courants et des tensions pour les conventions récepteur et générateur sont illustrées à la Figure (A.1).

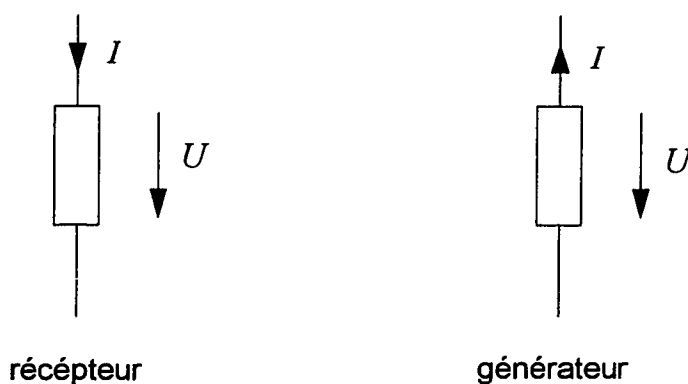


FIGURE A.1: Convention récepteur et générateur

En se référant à la figure précédente, on choisit la convention suivante:

- La **tension** aux bornes de l'élément est représentée par une **flèche dont l'orientation** va du point au **potentiel le plus élevé vers** le point au **potentiel le plus bas**.
- Le **courant** traversant l'élément est représenté par une **flèche** placée sur la ligne de liaison des éléments, dirigée dans le sens d'écoulement des charges positives quand le courant est positif.
- L'élément est **récepteur** (consommateur d'énergie) si les **flèches de courant** et de **tension** sont dans le **même sens**.
- L'élément est **générateur** (fournisseur d'énergie) si les **flèches de courant** et de **tension** sont **de sens opposé**.
- Les **valeurs absolues** de tous les courants et de toutes les tensions correspondent à leurs **valeurs efficaces** respectives.

A.2 Notation complexe

Comme nous travaillons en régime sinusoïdal permanent, on peut représenter les différentes grandeurs électriques en notation complexe. Voici un exemple pour la représentation d'une tension par exemple:

$$\underline{U}_1 = U_1 \angle \theta = \text{Re}(\underline{U}_1) + j \cdot \text{Im}(\underline{U}_1)$$

The diagram shows the equation $\underline{U}_1 = U_1 \angle \theta = \text{Re}(\underline{U}_1) + j \cdot \text{Im}(\underline{U}_1)$ at the top. Three arrows point downwards from the terms in the equation to their respective labels:

- An arrow from $\underline{U}_1$ points to the label "notation complexe".
- An arrow from $U_1 \angle \theta$ points to the label "représentation polaire".
- An arrow from $\text{Re}(\underline{U}_1) + j \cdot \text{Im}(\underline{U}_1)$ points to the label "représentation cartésienne".

où

U_1 = module du vecteur $\underline{U}_1$

θ = angle du vecteur $\underline{U}_1$

$\text{Re}(\underline{U}_1)$ = composante réelle du vecteur $\underline{U}_1$

$\text{Im}(\underline{U}_1)$ = composante imaginaire du vecteur $\underline{U}_1$

A.3 Représentation des impédances et des puissances

Les impédances peuvent être représentés dans un diagramme complexe (Figure A.2c). La résistance est purement réelle, tandis qu'une inductance ou un condensateur ont une impédance purement imaginaire.

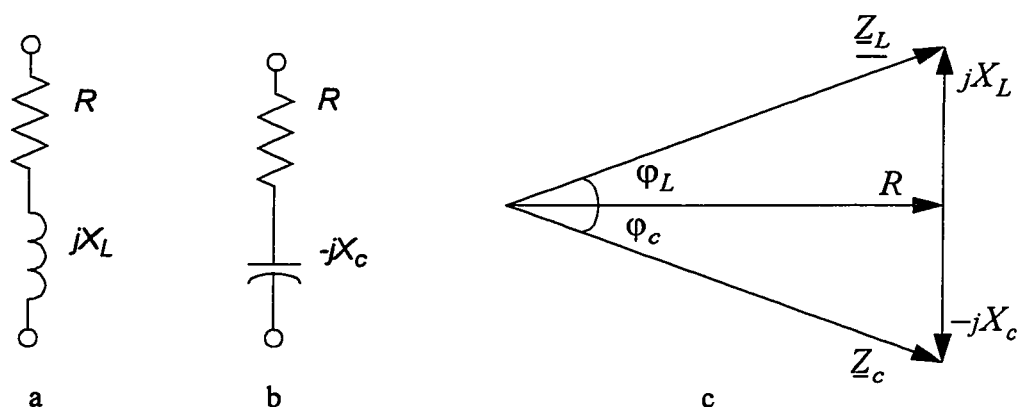


FIGURE A.2: Exemples de représentation d'impédances

Les puissances peuvent également être représentées dans un diagramme complexe (Figure A.3c). La puissance active est purement réelle, tandis que la puissance réactive est purement imaginaire, qu'elle soit inductive ou capacitive.

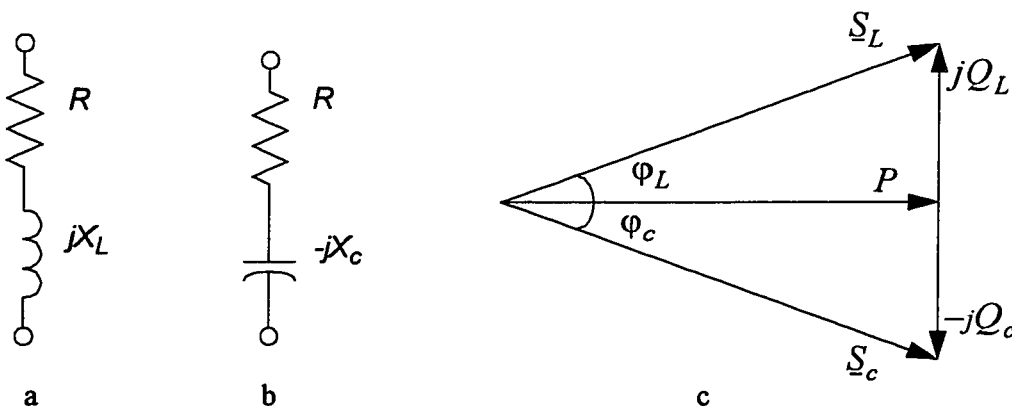


FIGURE A.3: Exemples de représentation des puissances

Si la puissance réactive est inductive, on définit alors sa réactance (Figure A.2a) comme positive sur l'axe imaginaire. Ce qui implique:

$$\underline{X}_L = X \angle 90^\circ \quad \underline{Q}_L = Q_L \angle 90^\circ \quad \varphi_L > 0 \quad (\text{A.1})$$

Par contre, si la puissance réactive est capacitive, on définit alors sa réactance (Figure A.2a) comme négative sur l'axe imaginaire. Ce qui implique:

$$\underline{X}_C = X_C \angle -90^\circ \quad \underline{Q}_C = Q_C \angle -90^\circ \quad \varphi_C < 0 \quad (\text{A.2})$$

On rappelle que la puissance moyenne réactive moyenne des éléments passifs (condensateurs, inductances) est nulle sur un cycle de fonctionnement, puisqu'on fonctionne en régime permanent établi.

ANNEXE B

ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ENTRE DEUX BARRES

B.1 Paramètres du modèle de ligne en π

Le modèle de ligne en π sans pertes est représenté à la Figure B.1. Il est composé d'une impédance (inductive) de ligne et de deux demi-susceptances (capacitive) de ligne.

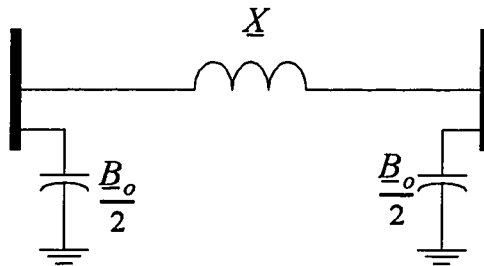


FIGURE B.1: Modèle de ligne en π – schéma monophasé

Généralement, on connaît les paramètres distribués de la ligne (§ 2.4.1; § 2.4.2), ainsi que sa longueur. Pour notre étude, nous avons:

$$l = 0,867 \cdot 10^{-3} \frac{H}{km}$$

$$c = 13,41 \cdot 10^{-9} \frac{F}{km}$$

$$d = 300km$$

En plus, nous admettons que les modules des tensions aux barres de génération et de charge sont égaux (§ 2.4.2, H4):

$$|V_1| = |V_2| = V \quad \text{tensions composées}$$

B.2 Puissance maximale et puissance naturelle

L'écoulement de puissance entre deux barres dépend de la valeur de l'angle de tension entre ces deux barres (Kimbark, 1972). La puissance active transmise sur la ligne devient alors une fonction de l'angle de la tension, représentée par la diagramme P- δ (Figure B.2).

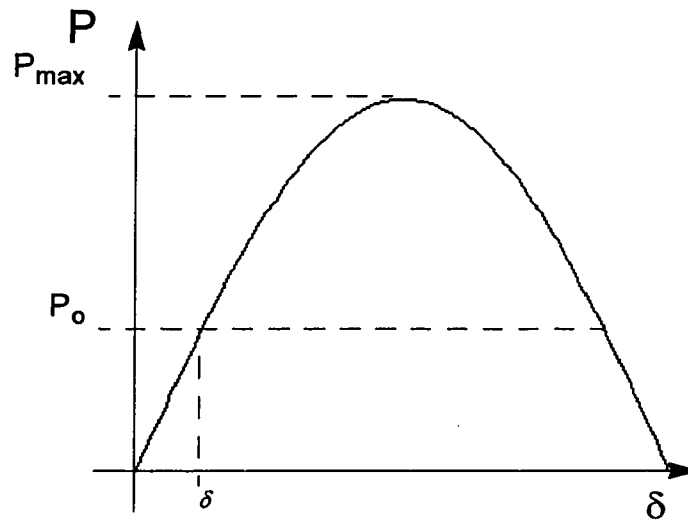


FIGURE B.2: Caractéristique P- δ

Cette puissance est représentée par l'équation (B.1).

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{d \cdot l \cdot \omega} \cdot \sin(\delta) = \frac{V^2}{X} \cdot \sin(\delta) \quad (\text{B.1})$$

où

d = longueur de la ligne [km]

l = inductance linéique d'un faisceau [H/km]

$\omega = 2\pi f$, pulsation à fréquence industrielle [rad/s]

X = impédance inductive de la ligne [Ω]

La valeur de la puissance maximale que l'on peut transmettre entre deux barres est atteinte lorsque $\delta=90^\circ$.

$$P_{max} = \frac{V^2}{X} \quad (\text{B.2})$$

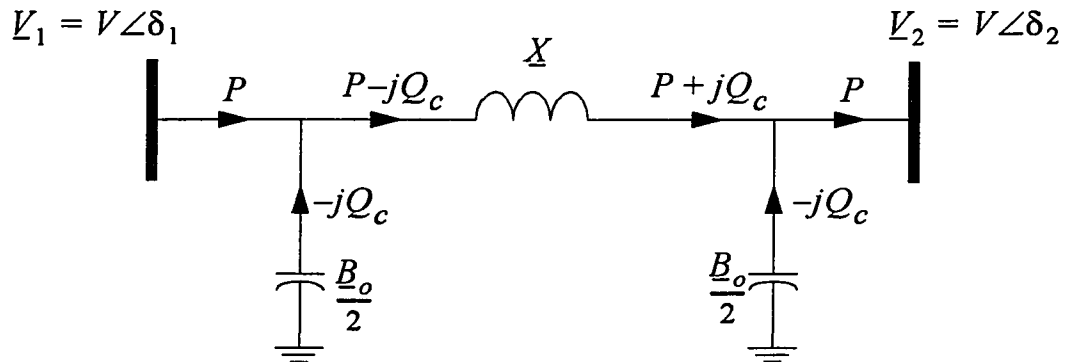


FIGURE B.3: Ecoulement de puissance entre deux barres – schéma monophasé

La puissance naturelle (en MVA) est transitée sur la ligne lorsque celle-ci se referme sur son impédance caractéristique. Dans cette situation, on a aucun besoin d'un apport de puissance réactive externe, puisque les susceptances des extrémités de ligne compensent exactement les pertes réactives de l'impédance de ligne (Figure B.3):

$$|jQ_x| = |-j2 \cdot Q_c| \equiv X \cdot I^2 = V^2 \cdot B_o$$

avec
$$X \cdot I^2 = X \cdot \left(\frac{P_x}{V}\right)^2$$

alors
$$P_x = \frac{V^2}{\sqrt{\frac{X}{B_o}}} = \frac{V^2}{\sqrt{\frac{l}{c}}} = \frac{V^2}{Z_o} = P_o \quad (\text{B.3})$$

où Z_o = impédance caractéristique de la ligne [Ω]
 P_o = puissance naturelle [MVA]

B.3 Angle de tension entre deux barres

L'angle de tension entre deux barres correspond à la différence angulaire entre l'angle de la barre 1 et celui de la barre 2:

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 \quad (\text{B.4})$$

Pour définir cet angle, nous nous référons à la Figure B.4 qui représente le diagramme vectoriel des tensions et des puissances à chaque barre.

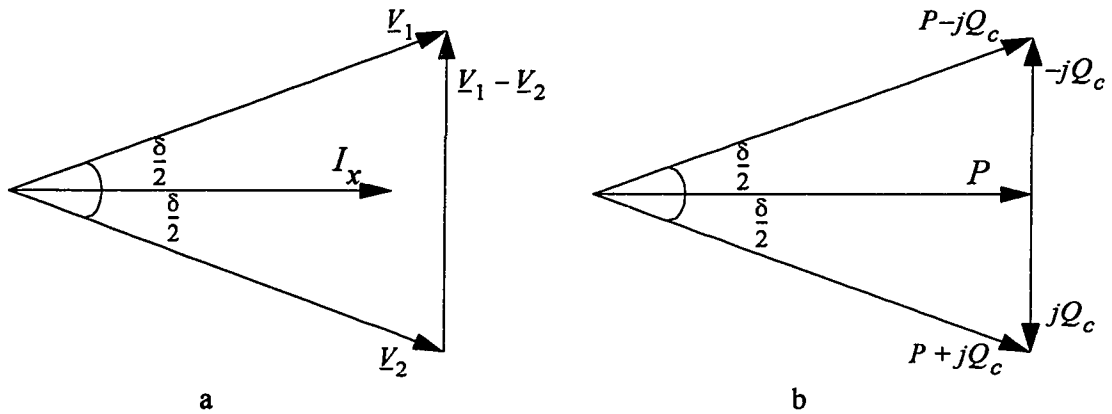


FIGURE B.4: Diagrammes vectoriels de tensions et de puissances

En se référant au diagramme vectoriel des puissances, on peut écrire:

$$\sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = \left| \frac{-jQ_c}{P - jQ_c} \right| = \frac{Q_c}{P_o} = \frac{\frac{1}{2} \cdot V^2 \cdot B_o}{\frac{V^2}{\sqrt{\frac{X}{B_o}}}} = \frac{\sqrt{X \cdot B_o}}{2} \quad (\text{B.5})$$

et

$$\delta = 2 \cdot \text{asin}\left(\frac{d \cdot \omega \cdot \sqrt{l \cdot c}}{2}\right) \quad (\text{B.6})$$

où

d = longueur de la ligne [km]
 l = inductance linéique d'un faisceau [H/km]
 c = susceptance linéique d'un faisceau [F/km]
 ω = $2\pi f$, pulsation à fréquence industrielle [rad/s]

Dans notre étude, on fixe l'angle de la tension à la barre de charge avec une valeur égale à zéro. L'angle de la tension à la barre de génération sera alors égal à:

$$\delta = \delta_1 \quad (\text{B.7})$$

Les valeurs numériques de δ_1 et δ_2 sont toujours les mêmes, indépendamment de la configuration des corridors (niveau de tension, nombre de lignes en parallèle). Elles sont déterminées en fonction des expressions (B.6) et (B.7) pour un degré de charge unitaire, puisqu'on transite la puissance naturelle, et pour un corridor long de 300 km:

$$\delta_1 = \delta = 2 \cdot \arcsin \left(\frac{300 \text{ km} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 60 \text{ Hz} \cdot \sqrt{0,867 \cdot 10^{-3} \frac{\text{H}}{\text{km}} \cdot 13,41 \cdot 10^{-9} \frac{\text{F}}{\text{km}}}}{2} \right) \quad (\text{B.8})$$

Numériquement, on obtient les valeurs suivantes:

$$\delta_1 = \delta = 22,24^\circ \quad \text{et} \quad \delta_2 = 0^\circ$$

Le courant I_L circulant à travers l'impédance de ligne peut alors être déterminé :

$$I_L = I_x = \left| \frac{V \angle \delta_1 - V \angle \delta_2}{Z} \right| \quad (\text{B.9})$$

ainsi que la puissance réelle P fournie à la charge en se référant à la Figure B.4b:

$$P_{ch} = P_o \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (\text{B.10})$$

ANNEXE C

TENSION AUX BORNES DES CONDENSATEURS SÉRIE

La tension en kV aux bornes du banc de condensateurs installé sur un faisceau (Figure C.1) est définie par l'expression suivante (éq. 3.13):

$$V_s = |X_s \cdot I_F| = X \cdot I_{ph} \cdot \frac{L}{N \cdot (N-L)} \quad (C.1)$$

où

I_{ph} = courant de phase [kA]

X = impédance inductive de ligne [Ω]

N = nombre de lignes en parallèle

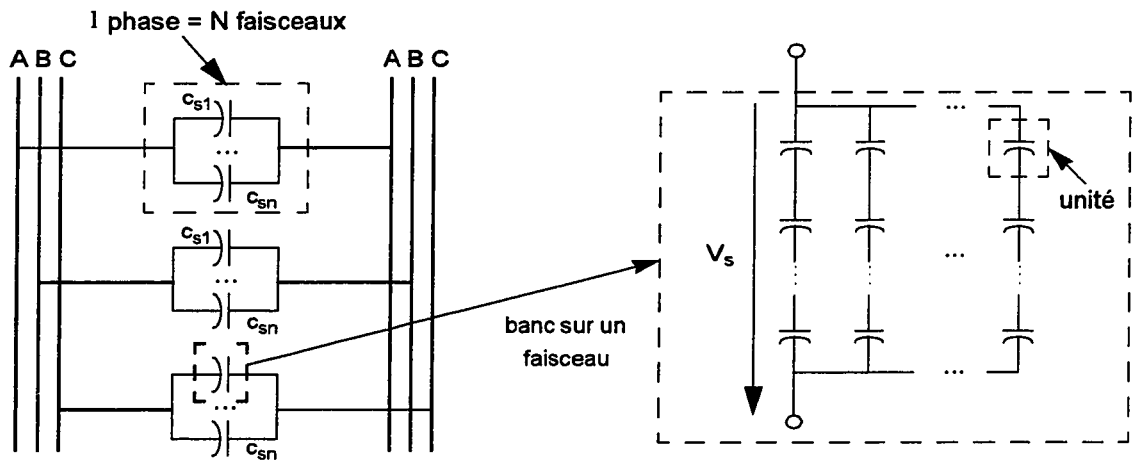


FIGURE C.1: Représentation des bancs de condensateurs série

En remplaçant I_{ph} (éq. 3.9) dans l'expression (C.1), on obtient:

$$V_s = X \cdot \frac{V_{ph}}{Z_o} \cdot \frac{L}{(N-L)} \quad (C.2)$$

où

X = impédance inductive de ligne [Ω]

Z_o = impédance caractéristique de la ligne [Ω]

La tension sur le banc de condensateurs V_s ne devrait pas dépasser la moitié de la valeur de tension de phase V_{ph} (§ 2.4.2, H5) et doit donc respecter l'inéquation suivante:

$$V_s \leq 0,5 \cdot V_{ph} \quad (C.3)$$

En introduisant l'expression (C.2) dans (C.3), on trouve:

$$X \cdot \frac{V_{ph}}{Z_o} \cdot \frac{L}{(N-L)} \leq 0,5 \cdot V_{ph} \quad (C.4)$$

Le nombre maximal de faisceaux L_{V_s} que l'on peut ouvrir par phase pour satisfaire l'inéquation (B.3) correspond à:

$$L_{V_s} \leq \frac{0,5 \cdot N}{0,5 + \frac{X}{Z_o}} \quad (C.5)$$

L_{V_s} doit être un nombre entier. Si ce n'est pas le cas, il sera arrondi à sa valeur entière inférieure. En outre, pour tous les exemples traités, l'impédance caractéristique et la susceptance de ligne sont invariables et L_{V_s} devient:

$$L_{V_s} \leq 0,56 \cdot N \quad (C.6)$$

TABLEAU C.1: Tension aux bornes des condensateurs série 735 kV

N	2	3	3	4	4	4
L	1	1	2	1	2	3
V_s	167 kV	84 kV	336 kV	55 kV	167 kV	500 kV
V_s/V_{ph}	39 %	20 %	79 %	13 %	39 %	118 %

$$U=735 \text{ kV} \quad V_{ph}=424 \text{ kV}$$

TABLEAU C.2: Tension aux bornes des condensateurs série 500 kV

N	2	3	3	4	4	4
L	1	1	2	1	2	3
V_s	113 kV	57 kV	228 kV	38 kV	113 kV	340 kV
V_s/V_{ph}	39 %	20 %	79 %	13 %	39 %	118 %

$$U=500 \text{ kV} \quad V_{ph}=289 \text{ kV}$$

TABLEAU C.3: Tension aux bornes des condensateurs série 400 kV

N	2	3	3	4	4	4
L	1	1	2	1	2	3
V_s	91 kV	45 kV	184 kV	30 kV	91 kV	272 kV
V_s/V_{ph}	39 %	20 %	79 %	13 %	39 %	118 %

$$U=400 \text{ kV} \quad V_{ph}=230 \text{ kV}$$

ANNEXE D

RÉSISTANCE DE LA LIGNE

Dans les hypothèse de départ (§ 2.4.2, H3), on néglige la résistance de la ligne si celle-ci n'exède pas 10 % de la valeur de l'impédance de ligne:

$$R \leq 10\% \cdot X \quad (\text{D.1})$$

L'expression définissant l'impédance de ligne globale par phase est décrite par:

$$X = l \cdot d \cdot \omega \cdot \frac{1}{N-L} \quad (\text{D.2})$$

où d = longueur de la ligne [km]
 l = inductance linéique du faisceau [H/km]
 N = nombre de lignes en parallèle
 L = nombre de faisceaux ouverts

La résistance de ligne globale par phase est définie par:

$$R = r_{735kV} \cdot \frac{A}{A_{735kV}} \cdot d \cdot \frac{1}{N-L} \quad (\text{D.3})$$

où r_{735kV} = résistance linéique d'un faisceau 735 kV [Ω /km]
 A = surface totale des conducteurs d'un faisceau [mm^2]
 A_{735kV} = surface totale des conducteurs d'un faisceau 735 kV [mm^2]

La résistance linéique r_{735kV} correspond à $0,01 \frac{\Omega}{\text{km}}$ pour un faisceau 735 kV composé de quatre conducteurs de 35mm (§ 2.4.2, H7) et A_{735kV} correspond à la surface totale de conduction des conducteurs du faisceau 735 kV. Pour trouver la résistance d'une autre configuration de conducteurs, il suffit de substituer dans (D.3) la valeur de A . Pour cela, en introduisant (D.2) et (D.3) dans (D.1), on obtient:

$$r_{735kV} \cdot \frac{A}{A_{735kV}} \leq 0,1 \cdot l \cdot \omega \quad (D.4)$$

On remarque que le rapport entre la résistance et l'impédance de ligne est indépendante de la longueur de la ligne et de la configuration du corridor. Numériquement, on arrive au résultat suivant:

$$A \leq 12,585 \cdot 10^3 \text{ mm}^2 \quad (D.5)$$

TABLEAU D.1: Résistance de ligne 735 kV

N	2	3	3	4	4	4
L _{max}	1	1	2	1	2	3
R _{eq}	3 Ω	1,5 Ω	3 Ω	1 Ω	1,5 Ω	3 Ω
X _{eq}	100 Ω	50 Ω	100 Ω	33,3 Ω	50 Ω	100 Ω
R _{eq} /X _{eq}	3%	3%	3%	3%	3%	3%

U=735 kV Configuration conducteurs: 4x35mm

TABLEAU D.2: Résistance de ligne 500 kV

N	2	3	3	4	4	4
L _{max}	1	1	2	1	2	3
R _{eq}	5,88 Ω	2,94 Ω	5,88 Ω	1,96 Ω	2,94 Ω	5,88 Ω
X _{eq}	100 Ω	50 Ω	100 Ω	33,3 Ω	50 Ω	100 Ω
R _{eq} /X _{eq}	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %

U=500 kV Configuration conducteurs: 4x25mm

TABLEAU D.3: Résistance de ligne 400 kV

N	2	3	3	4	4	4
$L_{\max}$	1	1	2	1	2	3
R_{eq}	9,18 Ω	4,59 Ω	9,18 Ω	3,06 Ω	4,59 Ω	9,18 Ω
X_{eq}	100 Ω	50 Ω	100 Ω	33,3 Ω	50 Ω	100 Ω
R_{eq}/X_{eq}	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %

U=400 kV Configuration conducteurs: 4x20mm