REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Électrotechnique
Spécialité : Réseau électrique.

Thème : Étude l'écoulement de puissance dans le réseau HVDC

Présenté par:

Mr. Kechidi Mohamed Adnane

Mr. Guedmani Nasreddine

Proposé et Dirigé par :

Pr. Sebaa Karim

Année universitaire 2020-2021

Dédicaces

J*e rends grâce, à mon Dieu de m'avoir donnée la force, la volonté, l'intelligence et la sagesse d'être patiente dans mes études.*

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents qui m'ont beaucoup aidé et qui se sont sacrifiés pour mon bien et qui m'ont encouragé et soutenu le long de ma vie et durant mon cursus.

A *mes chers frères abdeldjalil et yacine*

A *ma chère sœur futur Dr en médecine*

A ma famille

A mon binôme et mon frère nasreddine guedmani

A *mes amis mohamed, abderrahim, abderrahman, rafik, abdelhak, tarek, khaled, karim, iheb, chamsou, aymen*

A mes camarades promo électrotechnique 2021

A *mes camarades, et amis, ainsi que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

A *tous ceux qui nous sont chères.*

Mohamed Adnane

Dédicaces

J*e rends grâce, à mon Dieu de m'avoir donnée la force, la volonté, l'intelligence et la sagesse d'être patiente dans mes études.*

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents qui m'ont beaucoup aidé et qui se sont sacrifiés pour mon bien et qui m'ont encouragé et soutenu le long de ma vie etdurant mon cursus.

A *mon cher frère menouar*

A *mes chères sœurs*

A ma famille

A mon binôme et mon frère Kechidi Mohamed Adnane

A *mes amis mohamed, ahcen, abderrahim, abderrahman, omar, tarek, yacine, oussama, abdelhak, khaled, iheb, fateh,*

A mes camarades promo électrotechnique 2021

A *mes camarades, et amis, ainsi que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

A *tous ceux qui nous sont chères.*

Nasreddine

Remerciement

Nous rendons grâce à dieu de nous avoir donné le

Courage et la patience afin de mener ce travail à terme.

Arrivé au terme de notre travail, nous tenons à exprimer

vivement notre profonde gratitude à notre promotrice Mr ***Sbaa Karim,*** *pour l'aide, le suivi et l'intérêt qu'il n'a*

Cessé de nous apporter jusqu'à l'achèvement de notre travail.

Et pour son aide et ses conseils utiles.

Nous tenons également à remercier l'ensemble des

Membres du jury qui ont fait l'honneur de juger notre travail.

Enfin, nos chaleureux remerciements vont également à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à notre formation.

ملخص

في هذا العمل قمنا بدراسة نظام تحويل التوتر العالي للتيار المستمرومحطات التحويل (محول مصادر التوتر). و قمنا ببرمجة خوارزمية لتدفق الطاقة لشبكة التوتر العالي للتيار المستمر في تطبيق MATLAB.

وقمنا بمقارنة النتائج بتطبيق MatACDC

كلمات مفتاحية :

(محول ; شبكة ;التيارالمتناوب;التيار المستر ;محول مصادر التيار ;محول مصادر التوتر ;التوتر العالي للتيار المستمر)

Résumé

Dans ce travail on a étudié système de transmission HVDC et les stations de conversion MTDC-VSC. On a programmé un algorithme d'écoulement de puissance d'un réseau HVDC par MATLAB, on a comparé les résultats de la simulation avec résultats de simulation de logiciel MATACDC.

Mots clés : (CCHT ; CST ; CSC ; DC ; AC ; Réseau ; Convertisseur)

Abstract

In this work HVDC transmission system and MTDC-VSC conversion stations werestudied. A power flow algorithm of an HVDC network has been programmed by MATLAB, we have compared the results of the simulation with results of MATACDC software simulation.

Keywords : (HVDC ; VSC ; LCC ; DC ; AC ; Reseau ; Converter)

Table des matières

Introduction générale 1

CHAPITREI : La technologie de HVDC

I.1 Introduction 2

I.2 Système de transmission DC 2

I.2.1 Transmission DC/AC 2

I.2.2 Configurations du système HVDC 4

I.3 Convertisseurs de source de courant commuté en ligne (LCC) 5

I.4 Convertisseur de source de tension à commutation forcée 8

I.4.1 Technologie VSC 11

I.4.2 Commande VSC 17

I.4.3 Applications HVDC VSC 21

I.5 Technique de comparaison 23

I.5.1 Comparaison entre LCC et VSC base sur HVDC 24

I.6 Conclusion 24

CHAPITRE II : Modélisation de convertisseur VSC

II.1 Introduction : 25

II.2 VSC convertisseur station : 25

II.2.1 Convertisseur station modèle : 25

II.2.2 Modes de commande du convertisseur 27

II.2.3 Pertes de convertisseur station 29

II.2.4 Limites du convertisseur 30

II.3 Modèle de grille DC 30

II.4 AC/DC flux de puissance 32

II.4.1 Flux de puissance réseau AC 34

II.4.2 Calcul du convertisseur et flux de puissance de réseau DC 35

II.4.3 Itération du slack bus DC 36

II.5 Réseau d'étude 38

II.6 Conclusion 40

CHAPITRE III : Résultats de simulation

III.1 Introduction 41

III.2 Réseau AC 5 bus 41

III.2.1 Résultat de simulation MatACDC 42

III.2.2 Résultat de simulation de programme MATLAB 42

III.3 Réseau AC cinq bus avec deux bus MTDC VSC 42
III.3.1 Résultats sans les pertes 42
III.3.1.1 Résultats de simulation MatACDC 44
III.3.1.2 Résultats de simulation de programme MATLAB 45
III.3.2 Résultats avec les pertes 46
III.3.2.1 Résultats de simulation MatACDC 47
III.3.2.2 Résultats de simulation de programme MATLAB 48
III.4 Réseau AC cinq bus avec trois bus MTDC VSC 49
III.4.1 Résultats sans les pertes 50
III.4.1.1 Résultats de simulation MatACDC 51
III.4.1.2 Résultats de simulation de programme MATLAB 52
III.4.2 Résultats avec les pertes 53
III.4.2.1 Simulation MatACDC 54
III.4.2.2 Simulation de programme MATLAB 55
III.5 Conclusion 56
Conclusion générale 57

Liste des figures

CHAPITRE 1

N° de figure	Titre de figure	Page
1.1	HVDC system configurations.	**4**
1.2	CSC HVDC pont de Graetz.	**6**
1.3	Module IGBT 1200 A, 3300 V (IGBT et IGBTdiodes à roues libres)	**8**
1.4	Modèle IGBT circuite	**8**
1.5	Système de transmission HVDC basé sur VSC	**9**
1.6	Puissance active et réactiveplage de fonctionnement des VCS	**9**
1.7	Schéma de VSC HVDC.	**10**
1.8	Convertisseur de source de tension à deux niveaux.	**11**
1.9	Convertisseur de source de tension à point neutre à trois niveaux.	**12**
1.10	Schéma modulaire de convertisseur multi niveau.	**13**
1.11	Éléments constitutifs de MMC : (a) demi-point et (b) sous-module de pont complet.	**14**
1.12	Schéma de commutation pour convertisseur à deux niveaux	**14**
1.13	Schéma de commutation pour convertisseur à trois niveaux	**14**
1.14	Schéma de commutation pour convertisseur modulaire multi niveau (6 sous-modules par bras).	**14**
1.15	Câble en polyéthylène réticulé	**16**
1.16	Schéma VSC simplifié (côté AC).	**17**
1.17	Puissance réactive (a) et (b) absorption à zéro actif échange de puissance	**18**
1.18	Convertisseur en mode onduleur, générant une puissance active et réactive.	**18**
1.19	Système de coordonnées dq.	**19**
1.20	Parc éolien de mer	**22**
1.21	Comparaison des pertes par rapport à la longueur des câbles	**23**

CHAPITRE 2

N° de figure	Titre de figure	Page
2.1	VSC HVDC convertisseur station.	26
2.2	Modèle de flux de puissance monophasé équivalent pour plusieurs stations de conversion connectées au réseau AC.	27
2.3	Caractéristiques de fonctionnement du convertisseur en régime permanent.	28
2.4	PQ-tableau des capacités –Limitent de courant et de tension de la station de conversion.	30
2.5	Modèle de flux de puissance monophasé équivalent d'un réseau DC à 4 bus.	31
2.6	Aperçu schématique de l'approche séquentielle du flux de puissance.	32
2.7	Organigramme séquentiel du flux de puissance AC/DC VSC séquentielAlgorithme.	33
2.8	Flux de puissance de réseau en courant alternatif avec stations de conversion traitées comme constantes Charges négatives et bus contrôlés par	34
2.9	Organigramme de l'itération du bus Slack DC.	36
2.10	Ligne du réseau AC à 5 bus sans le MTDC VSCsystème.	38

CHAPITRE 3

N° de figure	Titre de figure	Page
3.1	Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus sans le MTDC VSCsystème.	41
3.2.a	Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec deux bus MTDC VSC système entre 2 ,3 sans les pertes.	43
3.2.b	Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC deux bus VSC sans les pertes.	43
3.3.a	Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec 2 bus MTDC VSC système entre 2 et 3 avec les pertes.	46
3.3.b	Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC deux bus VSC avec les pertes.	46
3.4.a	Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec 3 bus MTDC VSC système entre 2,3 et 5 sans les pertes.	50
3.4.b	Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC 3 bus VSC sans les pertes.	50
3.5.a	Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec 3 bus MTDC VSC système entre 2,3 et 5 avec les pertes.	53
3.5.b	Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC 3 bus VSC avec les pertes.	53

Liste des tableaux

CHAPITRE 1

N° de tableau	Titre de tableau	Page
1.1	Systèmes HVDC existants basés sur VSC (2005)	8
1.2	Nombre de câbles requis pour différentes configurations	23
1.3	Comparaison entre HVDC VSC et LCC	24

CHAPITRE 2

N° de tableau	Titre de tableau	Page
2.1	Constantes nommées convdc**.**	29
2.2	Coefficients de perte du convertisseur par unité.	29
2.3	Donnée de la ligne AC	38
2.4	Donnée de convertisseur	39
2.5	Donnée de ligne DC	39

CHAPITRE 3

N° de tableau	Titre de tableau	Page
3.1	Tension du bus ACMatACDC.	42
3.2	Tension du bus AC simulation MATLAB.	42
3.3	Ligne AC avec deux bus VSC MTDC sans pertes MatACDC.	44
3.4	Donnée de bus DC MTDC sans pertes MatACDC.	44
3.5	Donnée de convertisseur VSC MTDC sans pertes MatACDC.	44
3.6	Donnée de VSC puissance MTDC sans pertes MatACDC.	44
3.7	Donnée de branche DC MTDC sans pertes MatACDC.	44
3.8	Ligne AC avec 2 bus VSC MTDCMTDC sans pertes simulation MATLAB.	45

3.9	Donnée de bus DC sans pertes simulation MATLAB.	45
3.10	Donnée de convertisseur VSC sans pertes simulation MATLAB.	45
3.11	Donnée de VSC puissance sans pertes simulation MATLAB.	45
3.12	Donnée de branche DC sans pertes simulation MATLAB.	45
3.13	Ligne AC avec 2 bus VSC MTDC avec pertes MatACDC.	47
3.14	Donnée de bus DC avec pertes MatACDC.	47
3.15	Donnée de convertisseur VSC avec pertes MatACDC.	47
3.16	Donnée de VSC puissance avec pertes MatACDC.	47
3.17	Donnée de branche DC avec pertes MatACDC.	48
3.18	Ligne AC avec 2 bus VSC MTDC avec pertes simulation MATLAB.	48
3.19	Donnée de bus DC avec pertes simulation MATLAB.	48
3.20	Donnée de convertisseur VSC avec pertes simulation MATLAB.	48
3.21	Donnée de VSC puissance avec pertes simulation MATLAB.	48
3.22	Donnée de branche DC avec pertes simulation MATLAB.	49
3.23	Ligne AC avec 3 bus VSC MTDC sans pertes MatACDC.	51
3.24	Donnée de bus DC sans pertes MatACDC.	51
3.25	Donnée de convertisseur VSC sans pertes MatACDC.	51
3.26	Donnée de VSC puissance sans pertes MatACDC.	51
3.27	Ligne AC avec 3 bus VSC MTDC sans pertes simulation MATLAB.	52
3.28	Donnée de bus DC sans pertes simulation MATLAB.	52
3.29	Donnée de convertisseur VSC sans pertes simulation MATLAB.	52
3.30	Donnée de VSC puissance sans pertes simulation MATLAB.	52
3.31	Ligne AC avec un bus VSC MTDC avec pertes MatACDC.	54
3.32	Donnée de bus DC avec pertes MatACDC.	54

3.33 Donnée de convertisseur VSC avec pertes MatACDC. 54

3.34 Donnée de VSC puissance avec pertes MatACDC. 54

3.35 Ligne AC avec un bus VSC MTDC avec pertes simulation MATLAB. 55

3.36 Donnée de bus DCavec pertes simulation MATLAB. 55

3.37 Donnée de convertisseur VSC avec pertes simulation MATLAB. 55

3.38 Donnée de VSC puissance avec pertes simulation MATLAB. 55

Liste des abréviations

Abréviations	Description
AC	Courant alternatif
AWU	Anti-WindUp
CCC	Convertisseur commuté condensateur
CSC	Convertisseurdesourcedecourant
DC	Courant continue
DDSG	Générateur synchrone à entraînement direct
DFIG	Générateur à induction à double alimentation
EC	Commission européenne
EMTP	Programme de transitoires électromagnétiques
ENTSO-E	Réseau européen de gestionnaires de réseau de transport électricité
EU	Union Européenne
FSIG	Générateur à induction à vitesse fixe
HVDC	High voltage direct curent
CCHT	Courant continu haute tension
IGBT	Transistor bipolaire à porte isolée
LCC	Convertisseur commuté en ligne
MI	Imprégné en masse
MIMO	Multi-entrées multi-sorties
MMC	Convertisseur multi-niveaux modulaire
MOSFET	Transistor à effet de champ à semi-conducteur à oxyde métallique
MTDC	Courant continu haute tension à terminaux multiples
NPC	Serrage du point neutre
NR	Newton-Raphson
MLIO	Modulation optimale de la largeur d'impulsion
PCC	Point de couplage commun
PI	Proportionnelle-Intégral
BVP	Boucle à verrouillage de phase
PSAT	Boîte à outils Power System Analysis
PV	Photo voltaïque
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
SCR	Rapport de court-circuit
SM	Sous-module
SPWM	Modulation sélective d'élimination harmonique
STATCOM	Compensateur synchrone statique
SVC	Compensateur statique de var
SVD	Décomposition en valeurs singulières
TSO	Gestionnaire de réseau de transport
TYNDP	Plan décennal de développement du réseau
VSC	Convertisseur de source de tension
XLPE	Polyéthylène réticulé

Liste des indices

Indice	Description
0	Valeur de référence du contrôle d'affaissement
a,b,c	Composants de phase
b	Valeur de base par unité
d	d-component
i	Nœud i
ij	Ligne entre les nœuds i et j
I	Base de contrôle du courant
I0	Intersection de la caractéristique de l'affaissement avec l'axe Udc
Lim	Valeur limite
max	Valeur maximale
min	Valeur minimale
N	Valeur nominale
out	Matrice valide en cas de panne
P	Base de commande de puissance
PF	Résultat du flux de puissance
Q	q-component
CC	Court-circuit
SM	Sou-module

Indices supérieurs

Indice supérieur	Description
dem	Demande
gen	Générateur
H	Matrice conjuguée transposer
hi	Valeur seuil supérieure
i	Panne de convertisseur i
(i)	i-th itération
lo	Valeur seuil inférieure
ptg	Valeur pôle-sol
*	1) Valeur de contrôle modifiée 2) Conjugué complexe (phasors stationnaires) 3) Valeur de référence (variables dynamiques)
/	1) Variable, vecteur ou matrice modifiée 2) Valeur avant limitation (variables dynamiques)
+	1) Valeur de référence du contrôle de l'affaissement supérieur 2) Signal de rétroaction commun
-	Valeur de référence du contrôle de l'affaissement inférieur

Liste des symboles

Symbole	Description
A, B, C, D	Matrices de représentation état-espace
Bdc	Bande morte de tension DC
Cdc,c_i	Capacité du convertisseur DC
Cdc_i	Capacité DC regroupé
Cdc_{ij}	Capacité de la branche DC
c_i	Composant de l'onduleur (inverter)
c_r	Composant de redresseur (rectifier)
d	Direction de perturbation
dq	Cadre de référence de rotation synchrone
f	Fonction d'objectif d'optimisation
g	Gain d'affaissement du convertisseur
h	Fonction de contrainte d'optimisation
Gd	Modèle de perturbation
G	Matrice de gain du convertisseur diagonal
$\underline{I}c$	Convertisseur de phasor d'espace variable dans le temps
ic	Courant de convertisseur
idc_i	Convertisseur courant DC (nœud DC i)
idc_{ij}	Courant de ligne DC (entre les nœuds DC i et j)
$\underline{I}c$	Phasor de courant de convertisseur
$\underline{Is}$	Phasor actuel du système
Idc	Courant continu stationnaire
Lc	Inductance du convertisseur
Ldc	Inductance de la branche DC
L	Matrice diagonale avec des termes linéarisés de puissance constante
m	Modulation factor
N	Rapport de tension du convertisseur DC/DC
p	Facteur de polarité du système DC
Pc	Injection de puissance active VSC au niveau du bus convertisseur
Pdc	Puissance DC
Pdcl	Puissance DC avant commande de tension secondaire
Ps	Injection de puissance active VSC dans le système AC
P_{loss}	Pertes de puissance du convertisseur
Qc	Injection de puissance réactive VSC au bus convertisseur
Qs	Injection de puissance réactive VSC dans le système AC
$\underline{S}_c$	Injection de puissance VSC au bus convertisseur
$\underline{S}_0$	Point central de limite de tension/courant VSC
r	Tension VSC/rayon de limite de courant
$\underline{S}_s$	Injection de puissance VSC dans le système AC
R_c	Résistance de convertisseur
R_{dc}	Résistance de la branche DC
t	Temps
$\underline{U}_c$	Phasor spatial variable dans le temps de la tension du convertisseur
$\underline{U}_s$	Phasor spatial variable en fonction de la tension du système AC
U_c	Tension de convertisseur

U_s	Tension du système AC
U_{dc}	Tension DC
$\underline{U}_c$	Phasor de tension du convertisseur
$\underline{U}_s$	Phasor de tension du système
U_{dc}	Tension continue à l'état stationnaire
X_{dc}	Vecteur généralisé avec puissances DC et références à l'affaissement
Y_{dc}	Matrice d'admission du bus DC
$\underline{Z}_c$	Impédance complexe du convertisseur
$\underline{Z}_{tf}$	Impédance complexe du transformateur de convertisseur
ΔI_{dc}	Écart de courant continu
ΔP_{dc}	Écart de puissance DC
ΔU_c	Termes de découplage de la tension du convertisseur
ΔU_c^+	Termes de découplage de la tension du convertisseur modifiés
ΔU_{dc}	Écart de tension DC
α	Rapport constant pour la limitation du courant
α_d	Vecteur de perturbation du coefficient
$\alpha\beta$	Cadre de référence orthogonal fixe
γ	Facteur d'échelle de longueur de ligne
δ	Angle de phasor
ζ	Variable de priorité de distribution
σ	Valeur singulière
ξ	Facteur de pondération
τ	Constante de temps
τ_{dc}	Constante de temps du contrôleur de tension DC
τ_i	Constante de temps du contrôleur actuel
τ_P	Active power controller time constant
τ_Q	Constante de temps du contrôleur de puissance réactif
τ_σ	Constante de temps de conversion
δ_c	Angle entre le courant du convertisseur et le phasor de tension
ω	(Grille) pulsation

Introduction générale

L'énergie est aujourd'hui produite et distribuée essentiellement en courant alternatif (HVAC : High Voltage Alternante Curent). Ce choix tient à quelques raisons majeures, simplicité de production, facilité de passer d'une tension à une autre à l'aide de transformateurs, la facilité de couper le courant, qui s'annule naturellement deux fois par période, au moyen de disjoncteurs [88]. Cependant, la maitrise des transferts d'énergie en courant alternatif pose dans les réseaux électriques des problèmes de plus en plus ardus à résoudre, la consommation de la puissance réactive doit être compensée afin de limiter les pertes et les chutes de tension, le réglage de la fréquence et celui de la phase des différents alternateurs interconnectés doivent être coordonnées. Dans d'autre cas, pour des raisons de valorisation de ressources naturelles disponibles, les centres de production et de consommation sont éloignés. Les distances de transport de l'énergie électrique accroissent alors d'autant le besoin de compensation de la puissance réactive et la marche en synchronisme des alternateurs. Leur stabilité devient particulièrement difficile à assurer [88].

Les quelques considérations qui précèdent permettent de bien situer les domaines d'application du courant continu. Ces domaines concernent le transport mais pas la production, ni la distribution. Le courant continu est surtout utilisé pour le transport d'énergie à haute tension ou cette tension est conservée pratiquement constante sur de grandes distances [88]. La première ligne de transport en courant continu a été réalisée en 1954 entre la péninsule scandinave et l'ile de Gotland, transportant une puissance de 20MW [89].

Dans la littérature, les chercheurs ont présenté plusieurs configurations du système HVDC (high voltage direct curent). Parmi celles-ci, on trouve la configuration LCC (LCC : Line Commutated Converter). Cependant, cette dernière souffre de la complexité du système de contrôle, l'encombrement de la station de conversion et la présence d'harmoniques. Ces problèmes ont été surmontés par le développement de l'électronique de puissance et l'apparition des systèmes VSC-HVDC (Voltage Source Converter-High Voltage Direct Curent). En outre, l'utilisation du système VSC-HVDC pourrait stabiliser le réseau alternatif aux points de connexion et prendre en charge la restauration du système en cas d'une défaillance [90].

L'idée derrière de ce travail est l'étude des systèmes HVDC. Les deux variantes de ce genre de système à savoir le LCC-HVDC et le VSC-HVDC et l'écoulement de puissance d'un réseau AC hybride avec lignes DC base sur MTDC VSC.

Le travail présenté dans ce mémoire est reparti en trois chapitres :

- Le premier chapitre sera dédié à une présentation générale des systèmes HVDC. Une attention particulière sera portée sur l'intérêt de la transmission HVDC et une voir générale sur les systèmes de convertisseur LCC et VSC.
- Le deuxième chapitre sera consacré de la modélisation de HVDC VSC système et leur algorithme séquentielle AC/DC flux de puissance.
- Le troisième chapitre sera dédié à des résultats de simulation avec logiciel MatACDC et notre simulation sur MATLAB et comparaison entre les deux simulations.

I.1 Introduction

Au cours des dernières années, le monde de la construction de centrales montre un intérêt croissant pour la Technologie de courant continu de tension (HVDC/CCHT) dans les configurations multi terminaux (MTDC). Cet intérêt s'explique par un besoin toujours croissant de capacité de transport. Des suggestions ont été faites pour construire un tout nouveau « super-grid » superposé de DC, afin de relier la part croissante des énergies renouvelables, qui est souvent située loin des centres de charge.

Le réseau de DC pourrait même être en mer, reliant divers parcs éoliens en mer et d'autres sources d'énergie renouvelable [1] [2]. Il est difficile de savoir si le super-grid verra un jour le jour. Ses précurseurs cependant, ont été construits et ne sont en service depuis longtemps : Les deux systèmes HVDC multi-terminaux Hydro Qu'Ebec – Nouvelle Angleterre et le Sardinia-mainlandItalie lien, mis en service respectivement en 1992 et 1989. L'application du MTDC a été précédée de nombreuses études depuis 1980 portant sur divers aspects du MTDC. L'un des sujets les plus importants était la solution du problème du débit d'électricité du réseau AC/DC intégré [3] [4].

I.2 Système de transmission DC

I.2.1 Transmission DC/AC

L'intérêt continu et renouvelé pour les systèmes à courant continu, même après l'industrie de l'électricité avait massivement opté pour la technologie AC, peut être attribuée à différents facteurs :

Coûts d'investissement : Une liaison HVDC comporte généralement deux stations de conversion reliée par un câble ou un raccordement aérien ou une combinaison de ceux-ci. Un des avantages de DC sur systèmes AC triphasés, est le besoin de seulement deux conducteurs au lieu de trois, ou un seul en cas de liaison monopolaire avec une trajectoire de retour au sol. Cela fait de la technologie solution réalisable, en particulier avec l'augmentation de la distance de transmission, lorsque le coût des stations de conversion coûteuses est compensé par le coût ligne de transmission.

Transmission à longue distance : Dans les systèmes à courant alternatif, un certain nombre de défis se posent lorsque la distance de transmission augmente. Dans systèmes de ligne, le contrôle de la tension devient un problème : avec les longues lignes, la compensation est nécessaire, ce qui peut donner lieu à de nouveaux problèmes, tels que résonances [5], un phénomène dans lequel la fréquence de résonance de la turbine arbres de génératrice coïncide avec une fréquence de résonance naturelle de la puissance système. Dans une connexion de câble haute tension, la distance de transmission est un facteur limitant en raison du courant de charge, qui augmente avec l'augmentation de la tension. À haute tension, ce courant de charge peut même empêcher le câble de porter la puissance active.

Connexions de câble : L'absence de ce courant de charge stationnaire fait que l'alimentation DC, contrairement à l'alimentation AC, permet facilement d'utiliser des câbles à haute tension. Ceci rend les connexions HVDC particulièrement réalisables pour les interconnexions. Il offre également des avantages du point de vue des permis, étant donné

qu'il faut s'attendre à moins de résistance de la part du public lors de l'installation systèmes de câbles au lieu de lignes aériennes [6].

Pertes de lignes de transport : Dans une ligne AC, la densité de courant dans le conducteur est inégalement répartie car un courant alternatif a tendance principalement près de la surface du conducteur. Cet effet cutané une résistance de ligne plus élevée pour les courants AC que pour les courants AC, qui ne souffrent pas de cette distribution de courant inégale. En outre, les lignes DC seulement transporter puissance active, contrairement aux lignes AC où la puissance réactive ajoute également jusqu'à la charge totale de la ligne. Ces deux facteurs font que les pertes de ligne sont inférieures pour la transmission AC pour des puissances et des tensions similaires [6].

Contrôle amélioré : Dans une liaison DC, la puissance à travers la ligne est entièrement contrôlable. Cette contrôlabilité offre un certain nombre d'avantages, surtout lorsque la liaison doit être exploitée dans le cadre d'un environnement orienté vers le marché[6].

De même, dans un réseau à courant continu, les différents convertisseurs peuvent être réglés indépendamment. La possibilité d'utiliser le lien pour fournir des services auxiliaires, p.ex. partage de réserves primaires et amortissement du système d'alimentation[6].

Interconnexions asynchrones : La technologie DC permet l'interconnexion les systèmes asynchrones qui fonctionnent à la même fréquence ou à une fréquence différente [6].

Pare-feu pour les pannes AC : Lorsqu'elle est correctement contrôlée, une liaison DC fournit isolation des pannes survenant dans un système AC en les empêchant de se propager à l'autre système.

Il ressort clairement de ce qui précède que la technologie DC présente des avantages lorsque la transmission de puissance à longue distance et sous-marine est prise en compte. Lorsque la distance de transmission est faible, le coût d'investissement élevé pour les convertisseurs pourrait ne pas être compensé par le coût d'investissement plus faible de la ligne de transport.

Un raisonnement similaire vaut pour les pertes globales du système : le résultat des pertes du convertisseur dans les chiffres de perte globale plus élevée pour les connexions courtes. En outre, la complexité des stations de conversion résulte en un grand nombre de composants, qui à leur tour influe négativement sur la fiabilité et la disponibilité de la transmission globale régime [6].

I.2.2Configurations du système HVDC

Les systèmes HVDC sont classés dans les schémas monopolaires ou bipolaires. Fig. 1.1 affiche les différentes configurations d'une liaison point à point. Une liaison monopolaire (Fig. 1.1a) est la configuration de base. Il utilise un seul conducteur et a une voie de retour au sol ou retour métallique, ce qui entraîne des réductions de coûts considérables : le retour métallique nécessite moins d'isolation car il est à basse tension. Une le rendement donne lieu à la réduction des coûts la plus élevée, mais n'est pas toujours permis parce que des problèmes perceptibles liés à la corrosion métallique des objets à proximité des électrodes de mise à la terre.

Un schéma comparable est le monopole symétrique (Fig. 1.1b). Le monopole utilise deux conducteurs avec une polarité de tension opposée et est uniquement mis à la terre au moyen d'une impédance élevée. Par conséquent, aucun courant de principalement utilisé pour les systèmes HVDC VSC.

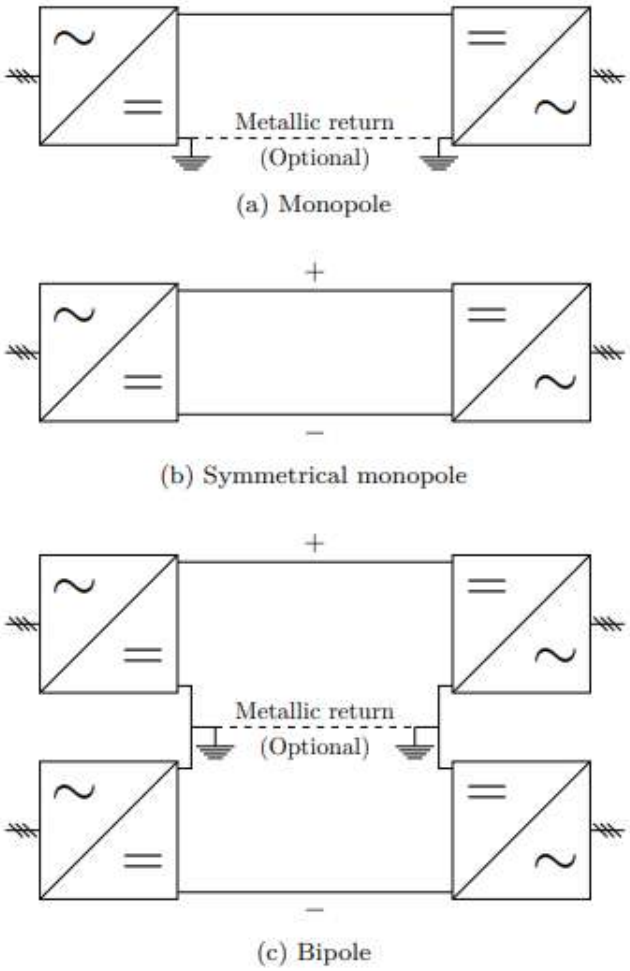


Figure 1.1: HVDC system configurations.

Comme alternative aux systèmes de transmission mono polaires, un système bipolaire (Figure1.1c) peut être utilisé. Similaire au monopole symétrique, le bipole bien à une paire de conducteurs avec une polarité de tension opposée. Cependant, le système bipolaire a deux convertisseurs connectés en série à chaque extrémité du convertisseur et la jonction des deux convertisseurs est mise à la terre, soit à un moment donné, soit éventuellement aux deux extrémités. En fonctionnement normal, le courant dans les deux lignes est égal en magnitude et il n'y a pas de courant de fond. Cependant, le régime peut encore fonctionner à la moitié de la puissance avec la panne d'un pôle, augmentant la redondance dans le système. Avec des cotes de puissance similaires au schéma mono polaire de Fig. 1.1a, les conducteurs ne transportent que la moitié du courant.

I.3 Convertisseurs de source de courant commuté en ligne (LCC)

Avec de nouveaux développements dans les dispositifs semi-conducteurs, le thyristor progressivement les vannes à arc en mercure bien établies. Les plusieurs avantagent. Le principal problème de la technologie défauts d'arc arrière, se référant à un chemin de conduction inverse dans la vanne causée par un haute tension inverse. Ces les défauts d'arc arrière ne se produisent pas dans le thyristor

Le premier système HVDC utilisant des soupapes à thyristor était le système Eel-River de 320 MW. Un plan consécutif commandé en 1972 [5].

En utilisant des soupapes de thyristor, les valeurs de tension peuvent être facilement augmentées par empilage.

Les cotes actuelles pourraient être augmentées en ajoutant plusieurs thyristors en parallèle [7]. L'introduction des valves de thyristor s'est ouverte les possibilités d'augmenter la puissance et les tensions nominales des systèmes de transmission HVDC.

Les thyristors avec une tension de blocage de 8,5 kV et un courant nominal de 4 kA ont [8]. De nos jours, les systèmes de transmission jusqu'à ±800 kV et 6,4 GW sont en service [9] et une tension encore plus élevée et les puissances nominales, jusqu'à ±1100 kV et plus de 10 GW, sont à l'étude [10].

Les schémas HVDC abordés dans cette section sont communément appelés LigneConvertisseur commuté (LCC) HVDC ou convertisseur de source de courant alternatif(CSC) HVDC. Les vannes peuvent être activées, mais le courant doit passer par zéro afin de mettre hors tension et donc dépendent de l'AC externe réseau de commutation. Le module de base d'une liaison HVDC du CSC est un convertisseur à 6 impulsions pleine onde, également connu sous le nom de pont de Graetz (Fig. 1.2). Le peut être utilisé pour transmettre la puissance dans les deux directions. Ceci est accompli en changeant l'angle de tir du thyristor, ce qui entraîne à son tour une tension changement de polarité de la liaison.

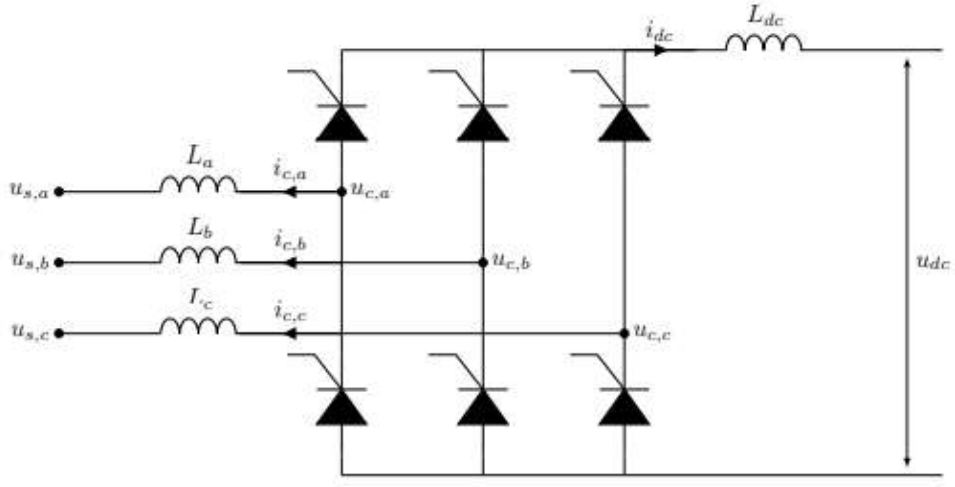


Figure 1.2: CSC HVDC pont de Graetz.

Un schéma de transmission HVDC CSC monopolaire (Fig. 1.1a) est construit en utilisant deux ponts Graetz interconnectés côté DC. L'interconnexion peut prendre la forme d'un plan dos-à-dos, d'un câble, d'une ligne aérienne ou d'une combinaison de celui-ci. À titre subsidiaire, les deux extrémités peuvent avoir un convertisseur de 12 impulsions, qui a deux Ponts Graetz connectés en série et reliés par un transformateur à trois bobinages avec une connexion en étoile (Y) et en delta (Δ) côté AC.

À 6 et 12- les schémas d'impulsions peuvent être connectés en série, avec le point médian mis à la terre, résultant dans un schéma de transmission bipolaire (fig. 1.1c).

En raison des principes de fonctionnement – les soupapes du thyristor ne font que commencer la conduction et la commutation entre deux phases, ce qui introduit un retard de courant supplémentaire, les convertisseurs absorbent intrinsèquement la puissance réactive. Ce peut ajouter jusqu'à 50 - 60% de la puissance nominale du convertisseur. La puissance réactive l'absorption dépend également de l'angle de tir du thyristor et donc du fonctionnement point. La façon la moins coûteuse de compenser la puissance réactive est de fournir une compensation réactive au moyen de batteries de condensateurs commutables qui sont partiellement déjà présents sous la forme de filtres sélectifs. Alternatives comprennent l'utilisation d'un compensateur statique (SVC), d'un générateur voisin ou d'un synchrone condenseur.

Le convertisseur de source de courant introduit une quantité significative d'harmoniques, à la fois côté AC et DC. Ces harmoniques doivent être filtrées afin d'éviter de pénétrer dans le système et de provoquer une distorsion de la tension forme d'onde. Du côté AC, une combinaison de filtres est généralement utilisée. La pénétration des harmoniques dans système de transmission dépend, parmi autres, sur l'impédance réseau équivalente, qui peut varier en raison de changements conditions générales de fonctionnement dans le système AC.

Lors de l'utilisation d'un redresseur à 12 impulsions, les 5ème et 7ème harmoniques (et leurs multitudes) sont annulées en raison de le décalage de phase de 30° introduit par la connexion secondaire en Y–Δde la grille, le flux de courants harmoniques dans le transformateur duconvertisseur, qui doit être spécialement conçu pour faire face aux contraintes et aux pertes de tension résultantes. Au côté DC, une distinction est faite entre les harmoniques caractéristiques déterminées par le nombre d'impulsions du convertisseur et les harmoniques non caractéristiques causées par Déséquilibres latéraux AC [11].Les harmoniques latérales DC sont réduites par le lissage Ldc du réacteur (fig. 1.2) et filtres.

Un autre problème avec HVDC LCC est la sensibilité aux pannes de commutation. Le système HVDC du CSC fonctionne en faisant passer le courant d'une phase à autre. Une défaillance de commutation se rapporte à la situation dans laquelle la commutation tension, la force motrice pour la commutation, s'inverse avant que le courant soit commuté d'une phase à l'autre. En conséquence, la vanne qui était continue de se dérouler.

Cela crée un court-circuit du côté DC,qui empêche la transmission de puissance pendant une commutation Les pannes de commutation sont plus susceptibles de se produire en mode onduleur et les conditions dépendent également du réseau externe (p. ex., basse tension) et du fonctionnement point (p. ex., valeur de courant DC élevée).

Les pannes de commutation ne sont pas rares au CSC systèmes HVDC et se produisent pour toute défaillance AC qui provoque un changement de phase soudaine ou une chute de tension de plus de 0,15 p.u. environ à une borne de l'onduleur [12].
Les pannes de commutation sont un phénomène courant dans les le nombre de défaillances de commutation subséquentes peut forcer le régime à trébucher [13].

Toutefois, l'un des principaux inconvénients du système HVDC LCC est besoin d'un système de climatisation relativement solide, communément exprimé en termes de rapport de court-circuit (SCR) au point de couplage commun (PCC). Le SCR fournit une indication de la résistance inhérente du système AC. Parmi les problèmes qui peuvent survenir dans les systèmes SCR bas sont des surtensions dynamiques, instabilité de la tension, résonances harmoniques, scintillement de la tension et plus de commutation [5]. Pour surmonter les problèmes de faible SCR, un système alternatif, Un convertisseur commuté (CCC) a été développé. Le régime comprend un condensateur de série entre la vanne et le transformateur du convertisseur [14].

Un des principaux inconvénients, cependant, est que les capacités de série augmentent les coûts d'isolation des vannes. Le régime n'a donc été appliqué dans les liaisons dos-à-dos, où les cotes de tension sont beaucoup plus faibles. Le concept a été appliqué dans la connexion Garabi dos-à-dos entre l'Argentine et au Brésil [15] et sera appliqué dans une configuration Système HVDC de Madère [16]. CSC HVDC est une technologie mature, et est principalement utilisé pour les longues distances la transmission de puissance en vrac et l'interconnexion de systèmes asynchrones. Cependant, l'un des principaux inconvénients réside dans la des principes de fonctionnement d'un système multi terminal.

I.4 Convertisseur de source de tension à commutation forcée

HVDC basé sur VSC est une toute nouvelle technologie qui résulte d'améliorations majeures dans la puissanceélectronique. Il repose sur l'utilisation de transistors bipolaires à porte isolée (IGBT). HVDC basé sur VSC estappelé HVDC Light par la société de technologie électrique ABB, et HVDC Plus par Siemens. Comme le tableau 1.1 [82] [83], à la fin de 2005, peu de mises en œuvre opérationnelles offshore utilisaient VSCla technologie de transmission, mais elle s'intéresse de plus en plus aux projets futurs.

Tableau 1.1 : Systèmes HVDC existants basés sur VSC (2005)

Projet	Pays	Distance (km)	Notation (MVA)	Commencer l'opération	Motif principal
Gotland Light	Sweden	70	60	1999	Alimentation en énergie éolienne
Direct Link	Australia	65	3*60	2000	Échanges d'électricité
Tjæreborg	Denmark	4	8	2000	Alimentation en énergie éolienne
Eagle Pass	USA	Btb	36	2000	Contrôle de la tension AC
Cross Sound	USA	40	330	2002	Échanges d'électricité
Murray link	Australia	180	200	2002	Échanges d'électricité
Troll A	Norway	67	2*41	2005	Alimentation de la plateforme

Figure 1.3montre un module IGBT haute puissance. La figure 1.4 montre son modèle de circuit.



Figure 1.3 : Module IGBT 1200 A, 3300 V (IGBT et IGBTdiodes à roues libres)



Figure 1.4 : Modèle IGBT circuite

IGBTs sont des commutateurs électroniques qui combinent et bénéficient de la simplicité de commande deTransistors à effet de champ (FET) et faibles pertes de conduction des transistors à jonction bipolaire (BJT).

HVDC basé sur VSC fonctionnent à haute fréquence dans la gamme de 1 à 2 kHz. En conséquence, les pertes sont plus élevées, enla plage de 4 à 5 %. Comme la fréquence est plus élevée, il y a une distorsion harmonique plus faible par rapport au LCCCCHT.

Ainsi, l'utilisation de filtres est réduite. La topologie des VSC est basée sur l'utilisation de deuxLa figure 1.5 montre un HVDC basé sur le VSC. Le système de transmission connecté au sol.

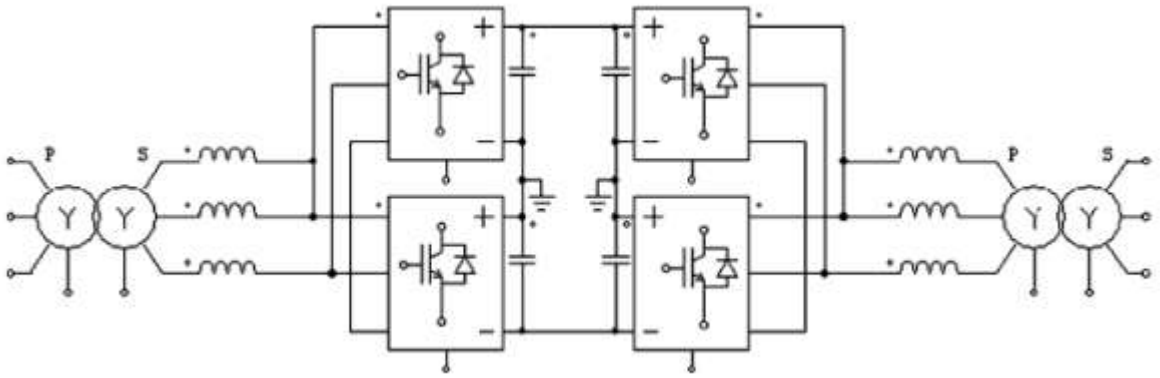


Figure 1.5 : Système de transmission HVDC basé sur VSC

Connexion aux systèmes faibles : VSC HVDC peut être utilisé pour se connecter à systèmesfaibles, voire passifs. Cette caractéristique rend VSC parfaitement adapté pour connecter les parcs éoliens offshore. Dans le cas d'une liaison HVDC LCC, le convertisseur offshore nécessite une tension externe de commutation contre, qui demandent toutes sortes de solutions techniques, mais insignifiantes. La tension de commutation a à fournir par ex. un condenseur synchrone ou un synchrone statique compensateur (STATCOM) [21, 22].

Commande de puissance réactive : Contrairement au HVDC CSC, qui consomme de la puissance réactive, VSC HVDC peut contrôler indépendamment la puissance active et la puissance réactive dans les limites du convertisseur. Dans un HVDC VSC système de transmission, la puissance réactive peut ainsi être contrôlée indépendamment aux deux stations de conversion.

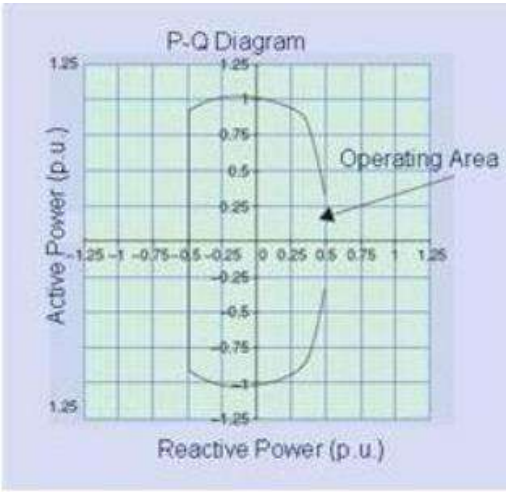


Figure 1.6 : Puissance active et réactive plage de fonctionnement des VCS [84]

Services auxiliaires : Le VSC peut être contrôlé pour fournir une variété de services auxiliaires, comme le soutien de puissance réactive, les capacités de démarrage non autorisées [23, 24], atténuation du scintillement et compensation de la tension déséquilibrée [25].

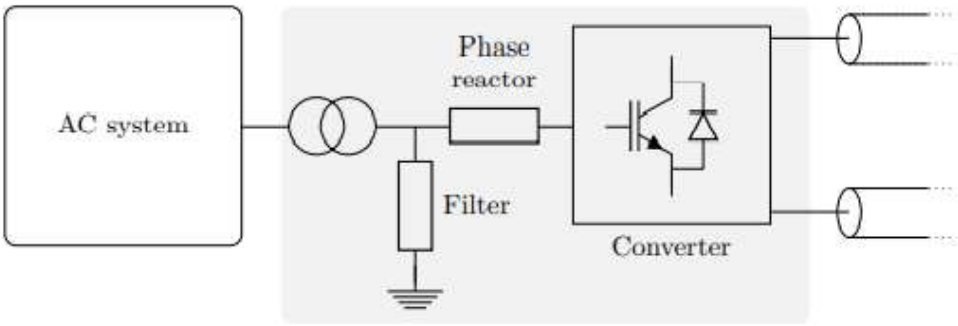


Figure 1.7: Schéma de VSC HVDC

Une station de conversion HVDC VSC type est illustrée à la fig. 1.7 et se compose des composants suivants :

Convertisseur : Le convertisseur de source de tension lui-même est un composant actif qui convertit la tension latérale DC en tension AC d'une taille et d'une forme arbitraires en changeant les IGBT.

Réacteur en phase : Le réacteur en phase est essentiel au fonctionnement du VSC. Les schémas de commande basculent les IGBT pour contrôler le courant complexe par le réacteur en phase, contrôlant ainsi la puissance active et réactive.

Filtre : Depuis la commutation haute fréquence du convertisseur introduit seulement harmoniques d'ordre élevé dans la forme d'onde de tension, ces harmoniques peuvent facilement être par un filtre passe-bas. Par rapport aux schémas HVDC du les fonctions de filtre dans la transmission HVDC VSC sont relativement faibles en raison de l'absence harmoniques de bas ordre. En conséquence, beaucoup plus petites installations de filtration sont nécessaires.

Transformateur de convertisseur : Autre qu'en HVDC CSC, le transformateur VSC n'est pas exposée à des harmoniques de tension d'ordre conception, similaire aux transformateurs de puissance ordinaires. Le transformateur VSC est habituellement équipé de changeurs de robinet qui sont utilisés pour optimiser le bus de filtre magnitude de tension par rapport à la tension côté réseau AC.

I.4.1 Technologie VSC

Convertisseur :

La première génération de systèmes VSC HVDC, qui est devenue commercialement disponible en tant que « HVDC Light » par ABB [20], était basé sur un convertisseur à deux niveaux topologie (fig. 1.8). Afin de faire face aux hautes tensions, chaque convertisseur soupape, simplifiée dans la Fig. 1.8 à un seul composant de commutation, consiste en réalité d'une multitude d'IGBTs connectés en série et de leurs diodes antiparallèles. Cette connexion de série produit un certain nombre de défis à partir d'un point d'équilibrage de tension de vue : lors du tir, toutes les IGBT empilées devraient idéalement commencer à conduire au même instant. Si ce n'est pas le cas, les IGBT qui étendue élevée.

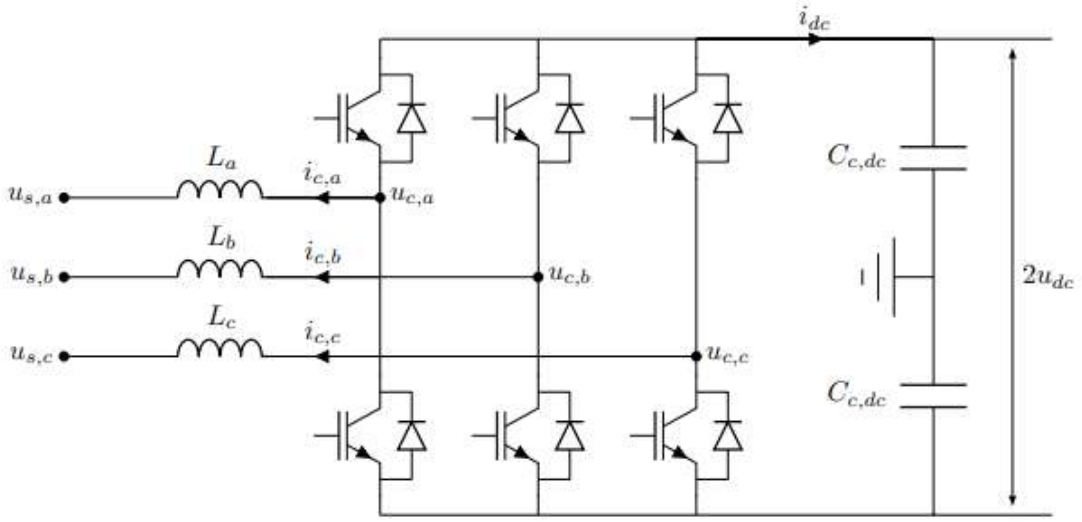


Figure 1.8 : Convertisseur de source de tension à deux niveaux.

La technique bien connue de modulation de largeur d'impulsion (MLI) est employée pour faire une forme d'onde sinusoïdale à la fréquence fondamentale. La technique MLI relie la tension de sortie à la tension DC positive ou négative. Par varier la largeur des impulsions pendant lesquelles la tension du convertisseur est connectée, un signal de tension à haute fréquence est synthétisé, contenant signal de tension de fréquence comme indiqué dans la Fig.1.12.

Bien que les IGBT ont relativement faibles pertes de conduction, le MLI commutation à une fréquence d'environ 1 kHz résultats dans une commutation relativement élevée pertes.

Alors que fondamental-fréquence commutée Les schémas HVDC du CSC sont caractérisés par des chiffres de pertes dans l'ordre de grandeur de 0,8 %, la première génération de systèmes HVDC VSC a généré des pertes multiples de ceux des systèmes CSC, totalisant jusqu'à 3% par station de conversion. Le les innovations ultérieures dans les topologies des convertisseurs visent principalement à réduire les pertes [26] [27]. Différents régimes alternatifs ont été développés et présenté [28] [29], mais à des fins d'application, seul le convertisseur à deux niveaux, Convertisseur à point neutre (NPC) à trois niveaux et convertisseur modulaire multi niveau Le concept de convertisseur (MMC) a suscité

del'intérêt. La deuxième génération de programmes disponibles dans le convertisseur avec dispositif de serrage à point neutre actif, illustré sur la Fig. 1.9.

Deux diodes sont insérées dans chaque phase, en serrant la tension à la moitié de la tension DC. Ainsi, ces diodes fournissent un troisième niveau de tension pour passer entre, sans altérer le nombre de commutateurs. Fig. 1.13 indique le modèle de commutation correspondant.

L'utilisation d'un troisième niveau de tension produit une tension plus faible par commutation et donc une fréquence de commutation plus faible par composant. En conséquence, le réduit de 3% par station de conversion à 1,7%. Plus tard, nouveau VSC à deux niveaux Les schémas HVDC avec des IGBT améliorés et une fréquence de commutation inférieure étaient développement, donnant des nombres de pertes légèrement inférieurs. Ajout d'un troisième harmonique signal au modulateur de fréquence fondamental a augmenté la tension de sortie et donc la puissance nominale des convertisseurs. Une technique appelée Modulation sélective par élimination harmonique (PWM) et MLI optimale (MLIO) a été introduit pour éliminer les harmoniques spécifiques dans la tension de sortie [21].

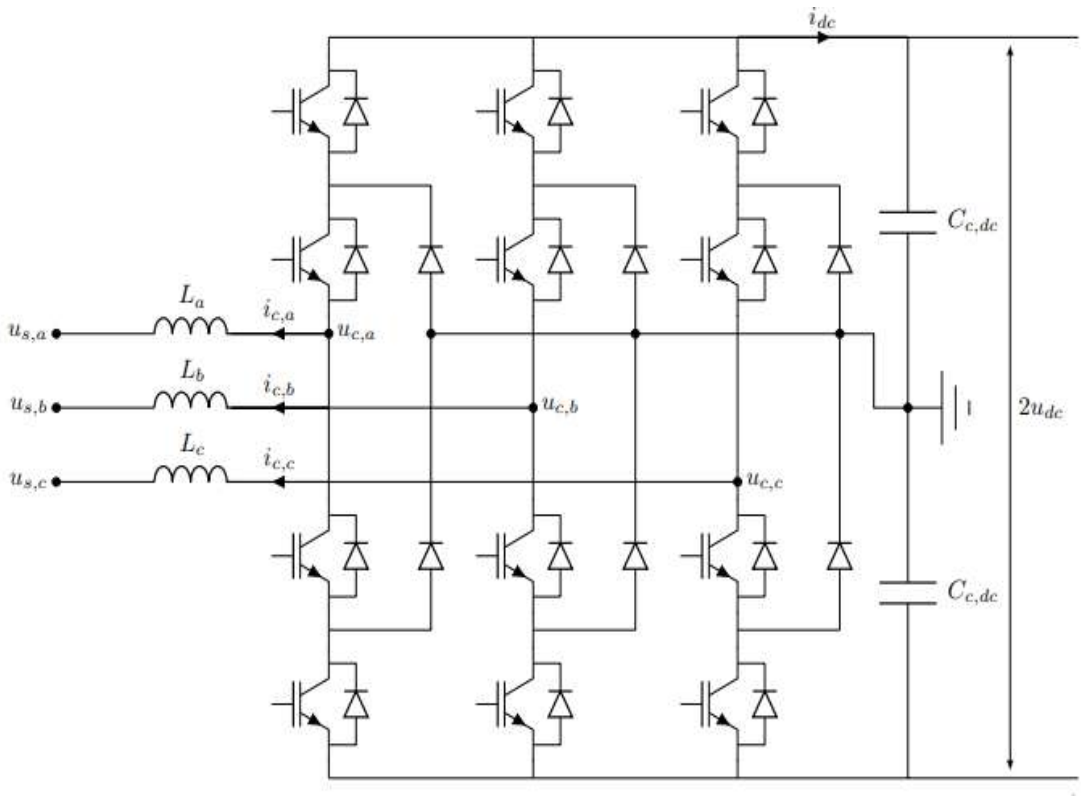


Figure 1.9 : Convertisseur de source de tension à point neutre à trois niveaux.

Théoriquement, le système NPC à trois niveaux aurait pu être étendu à une topologie multi niveau généralisée, mais pour les applications haute tension cela a un nombre d'inconvénients en termes de besoins d'isolation pour la vanne du convertisseur. Par conséquent, le concept n'a pas été étendu à des niveaux supérieurs à trois.

L'introduction de convertisseurs modulaires multi niveaux, d'abord introduit comme une nouvelle classe de topologies de convertisseur pour diverses applications [30] [31] et adapté plus tard pour HVDC [32] [33], a donné lieu à diverses nouvelles topologies VSC pour la transmission HVDC. Différentes implémentations de ce concept en cascade sont disponibles dans le commerce, respectivement commercialisés en tant que « HVDC PLUS » [34] par Siemens, « HVDC Light Gen. 4 » [27] [35] par ABB et « HVDC MaxSine » par Alstom Grid [36]. Figure 1.10 montre la structure modulaire du système MMC.

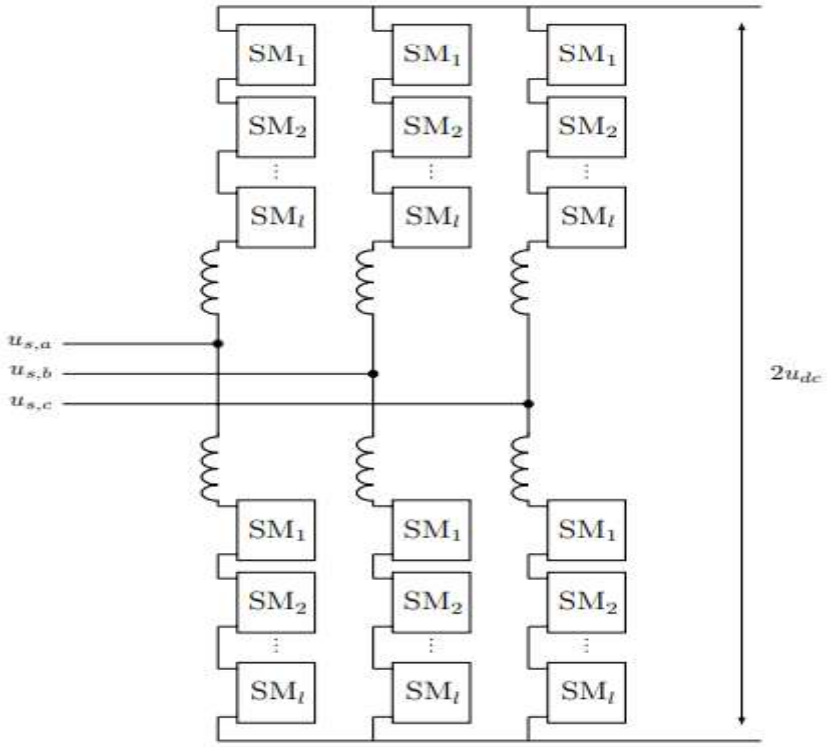


Figure 1.10 : Schéma modulaire de convertisseur multi niveau.

Le concept de base de ces topologies multi niveaux en cascade consiste à empiler un certain nombre de sous-modules (SM) de la figure 1.11. Tous les HVDC VSC MMC disponibles dans le commerce convertisseurs au moment de la rédaction, utiliser le module demi-pont de la figure 1.11a, qui se compose de deux vannes de convertisseur et d'un condensateur. Différent des topologies antérieures, la topologie MMC n'a plus de capacité DC commune, mais comprend une capacité répartie le long des cheminées de soupapes. Chaque Le sous-module demi-point a deux commutateurs qui peuvent être commutés dans les façons :

Inséré : S1 est activé et S2 est désactivé.
Contourné : S1 est désactivé et S2 est activé.
Bloqué : S1 et S2 sont désactivés.

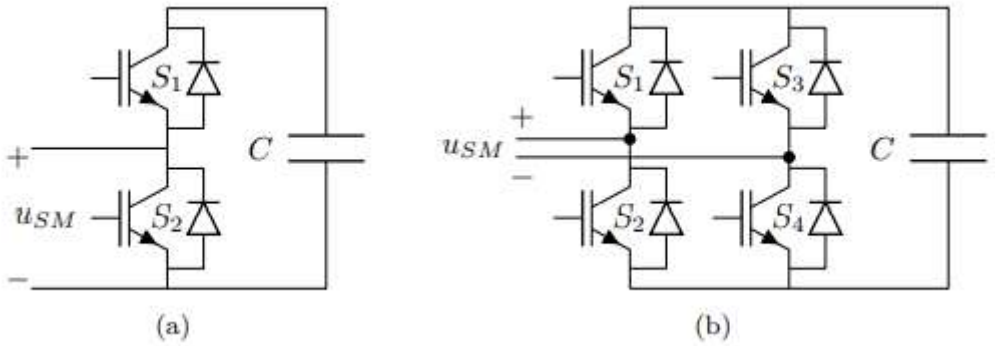


Figure 1.11 : Éléments constitutifs de MMC : (a) demi-point et (b) sous-module de pont complet.

La forme d'onde résultante peut être construite par étapes (Fig. 1.14). Avec un nombre élevé de sous-modules, l'utilisation de PWM peut donc éventuellement être abandonnée. La tension résultante contient une quantité beaucoup plus faible d'harmoniques d'ordre élevé, comparé à la topologie à deux et trois niveaux. Pour un nombre élevé de sous-modules, le filtre AC est donc réduit de manière significative voire éliminé.

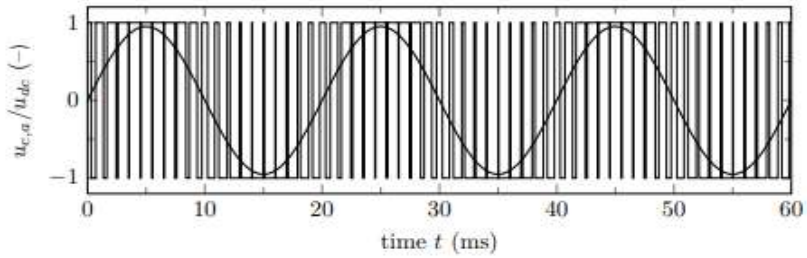


Figure 1-12 : Schéma de commutation pour convertisseur à deux niveaux

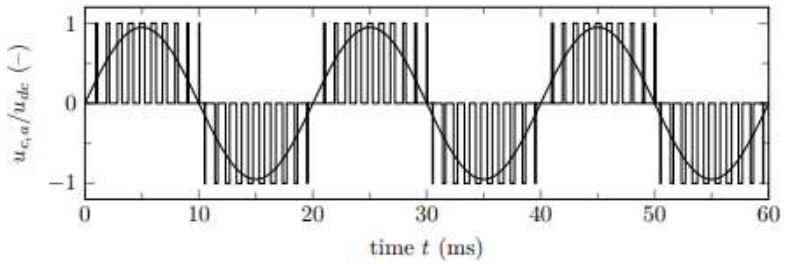


Figure 1.13 : Schéma de commutation pour convertisseur à trois niveaux

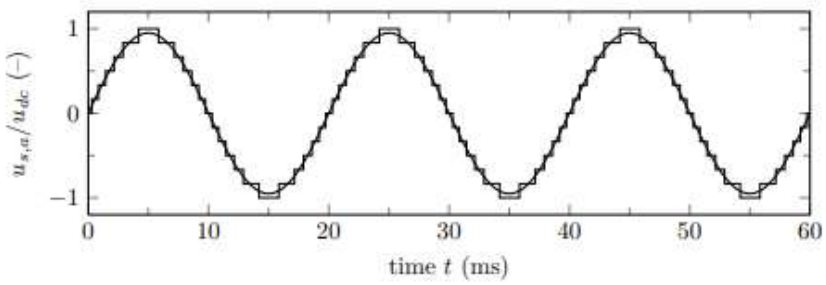


Figure 1.14 : Schéma de commutation pour convertisseur modulaire multi niveau (6 sous-modules par bras).

Dans les convertisseurs HVDC MMC, le niveau de tension de chaque module est généralement ordre de grandeur de quelques kilovolts (tension IGBT unique) et le nombre de modules par bras convertisseur est d'environ quelques 100, résultant en une fréquence de commutation de seulement 150 Hz par sous-module [37].

En conséquence, le convertisseur baisse due à l'introduction de la topologie MMC : passant de 3% par station de conversion dans les premiers schémas à deux niveaux, les pertes ont chuté à environ 1 %, ce qui correspond à l'ordre de grandeur des chiffres des pertes pour le HVDC du CSC régimes.

Alors que le défi technologique dans la topologie à deux niveaux se posait principalement de la synchronisation de commutation, les concepts MMC s'avèrent plutôt difficile du point de vue de la conception et du contrôle, car il s'agit d'équilibrer des tensions cellulaires individuelles. La conception relativement simple du circuit principal permet aux IGBT de l'industrie d'être utilisé, puisque les IGBT ne sont plus connecté directement en série. L'inconvénient de la topologie MMC est que le nombre d'IGBT double par rapport à la topologie à deux niveaux, puisqu'un seul les commutateurs de chaque sous-module contribuent à la tension de phase. Semblable à la topologie à deux niveaux, les défauts du côté DC ne peuvent être effacés par aucun convertisseur action : bien que l'on puisse bloquer les IGBT, cela n'arrête que le courant de s'écoulent dans une direction puisque la diode inverse connectée en parallèle à chaque l'interrupteur à semi-conducteur ne peut pas être éteint. En conséquence, le VSC commence à se comporter comme un redresseur de diodes non contrôlé et le courant ne peut être interrompu par actions de disjoncteur AC.

Au cours des dernières années, différentes topologies de convertisseur MMC alternatif ont a été présenté [38]. Alternativement aux cellules de demi-point, modules de pont complet pourrait être utilisé. La topologie de pont complet (Fig. 1.11b) donne l'avantage de capacité de blocage des pannes DC. L'inconvénient est que le nombre des interrupteurs sont quatre fois plus nombreux que la norme topologie à deux niveaux. Autres options pour utiliser des sous-modules de pont complet, inclure une combinaison des deux niveaux empilés topologie de la figure 1.8 avec un circuit de formation d'ondes construit à partir d'un certain nombre de sous-modules à pont intégral connectés en série. Le circuit d'être inclus en série dans les bras du convertisseur [39] ou du côté AC du convertisseur à deux niveaux [40]. Alternativement, le circuit de formation d'ondes peut être connecté en parallèle avec une topologie de pont complet par phase [41].

En ce moment, le circuit avec des circuits de formation d'ondes dans les bras du convertisseur, en série avec un vanne à deux niveaux, est considéré comme un concept futur pour une deuxième génération de Convertisseurs HVDC MMC par au moins un fabricant [36]. Depuis ce convertisseur topologie contient des modules de pont complet, il peut contrôler le courant entrant dans défauts du côté DC [39].

Câbles

Comme nous l'avons décrit précédemment, l'un des avantages de la technologie à la technologie AC, la longueur de l'utilisation de câbles souterrains.

La polarité unidirectionnelle de la tension La transmission HVDC VSC permet d'utiliser des câbles en polyéthylène réticulé (XLPE), qui sont moins chers que les câbles imprégnés en masse (MI).

CSC HVDC utilise généralement des câbles MI, car les câbles doivent faire face à la tension inversions de polarité lorsque la direction de la puissance inverse. XLPE standard ne peut pas être utilisé pour la transmission HVDC car les charges d'espace s'accumulent dans isolation comme un résultant de la tension directe. Ces accumulations des pics élevés dans la distribution du champ électrique à l'intérieur de l'isolant [42]. Par conséquent, XLPE spécial extrudé a été développé pour la transmission HVDC. XLPE a un certain nombre d'avantages par rapport aux câbles MI [7] :

XLPE est plus léger et a un rayon de flexion plus transport, routage plus flexible et installation plus facile.

XLPE est un isolant solide. Il n'y a aucun risque de fuite d'huile, ce qui Câbles XLPE beaucoup plus facile et moins cher que pour les câbles MI.

Au moment de la rédaction, des câbles XLPE sont proposés pour des tensions de Les câbles ±320 kV et MI jusqu'à 500 kV sont en service. Les câbles MI peuvent également être utilisé avec la technologie HVDC VSC, mais par conséquent les avantages de l'utilisation Les câbles XLPE sont perdus. Selon une enquête du fabricant de câbles dans le cadre du groupe de travail CIGRÉ B4.52 « DC GridFeasibility » « Étude », les valeurs de tension MI et XLPE devraient encore augmenter dans les années et décennies à venir. Certains fabricants affirment que les câbles XLPE avec des tensions jusqu'à 500 kV ou plus seront disponibles dans [43].

Alternativement, les lignes aériennes peuvent être utilisées pour VSC HVDC, mais les lignes aériennes les systèmes sont plus enclins aux pannes DC, ce qui peut se produire dans des Comme la plupart des topologies de convertisseur ne peuvent pas bloquer courants de défaut qui s'écoulent dans le côté DC dans une telle situation, ces défauts doivent être dégagés au moyen des disjoncteurs AC, étant donné que les disjoncteurs DC ne sont pas encore disponibles. Jusqu'à présent, la liaison Caprivi, reliant la Namibie et la Zambie [44] est la seule liaison HVDC VSC construite à l'aide de lignes aériennes. Le Sydvästlänken En Suède, le projet utilisera en partie des lignes aériennes [45].



Figure 1.15 : Câble en polyéthylène réticulé [84].

I.4.2 Commande VSC
Principes de contrôle de la puissance

Un VSC peut contrôler indépendamment son injection de puissance active et réactive pour la grille. Les principes de base de travail peuvent être expliquée par Well-Known, l'expression de puissance active et réactive représentant

$$P_s = \frac{U_c U_s sin\delta_c}{X_c}, \tag{1.1}$$

$$Q_s = \frac{-U_s^2 + U_s U_c cos\delta_c}{X_c}, \tag{1.2}$$

Le VSC comme une tension AC complexe Uc = Uc∠δc derrière une réactance Xc et connecté au réseau avec une tension Us = Us ∠0.Les indices s et c se reporter respectivement au côté grille AC (PCC) et au côté convertisseur. Figure 1.16 présente une représentation simplifiée du VSC qui est généralement valide à cette fin d'expliquer les principes de fonctionnement en régime permanent d'un convertisseur VSC. Aussi avec les filtres et le transformateur de convertisseur inclus, ces considérations générales rester inchangé. Il s'ensuit que la puissance active Ps est principalement liée à l'angle de tension δc alors que la puissance réactive Qs peut être Principalement influencée par la magnitude de tension Uc. Ce contrôle de puissance réactive est illustré sur la Figure 1.17.

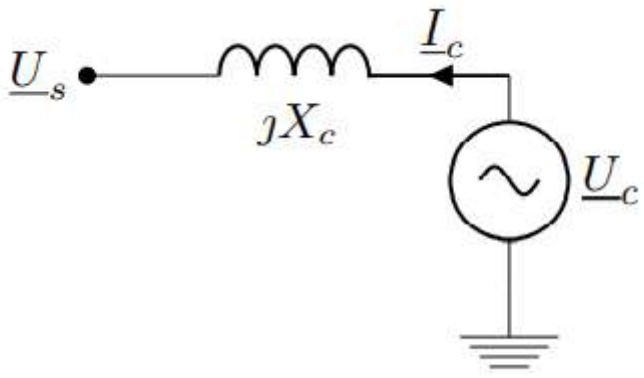


Figure 1.16 : Schéma VSC simplifié (côté AC).

Lorsque la tension latérale du convertisseur dépasse la Us (Figure 1.17), le courant du convertisseur Ic traîne la tension du système Us. La grille est ainsi vue comme une réactance pure par le convertisseur et la puissance réactive est fournie par le convertisseur. L'opposé tient lorsque le courant de convertisseur Ic la tension du système Us (Figure 1.17) : puissance réactive est absorbée par le convertisseur.

Dans les exemples précédents, aucune puissance active n'était échange avec la grille. La puissance active peut être modifiée en modifiant l'angle entre Us et Uc. Par exemple, la figure 1.18 représente un convertisseur dans l'onduleur mode générant une puissance réactive.

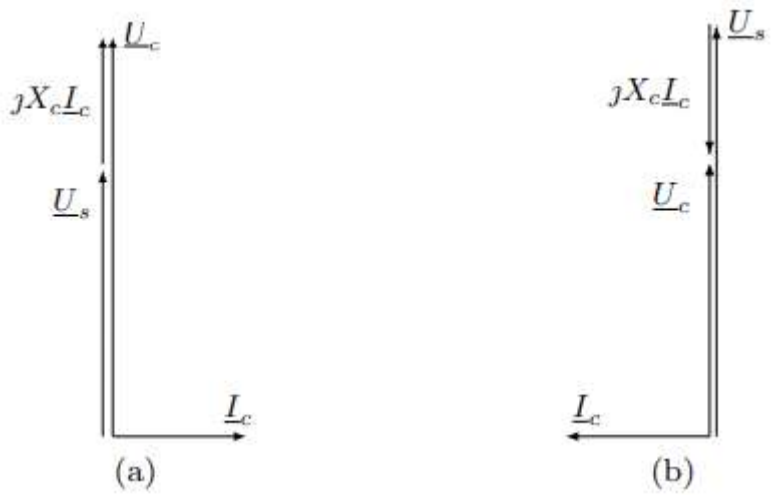


Figure 1.17 : Puissance réactive (a) et (b) absorption à zéro actif échange de puissance.

Le fait que l'angle et la magnitude de tension du convertisseur sont étroitement liés à respectivement la puissance active et réactive, peut être utilisée dans un schéma de contrôle, commande directe [46] ou commande d'angle de puissance [13]. La tension magnitude peut être directement influencée par la modification de l'indice de modulation, qui détermine la valeur de crête de la tension du convertisseur par rapport à la tension du bus DC.

De même, la différence d'angle entre la tension du convertisseur et la tension côté réseau peut être déterminé à l'aide d'une boucle à verrouillage de phase (BVP), qui garantit que le VSC est synchronisé avec le système AC.

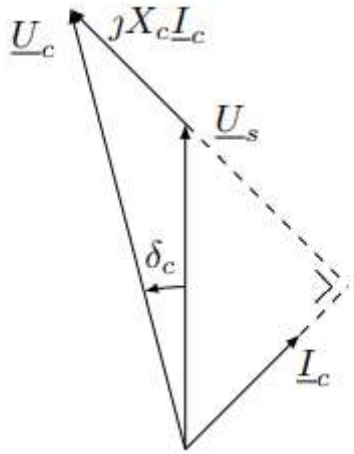


Figure 1.18 : Convertisseur en mode onduleur, générant une puissance active et réactive.

Bien que les principes de fonctionnement d'un VSC soient relativement faciles à expliquer en utilisant les principes du contrôle de puissance, un contrôle directement basé sur la relation entre angle de tension et magnitude d'une part et puissance active et réactive d'autre part n'a jamais été appliqué dans les régimes réels, car il souffre de deux problèmes [13] : d'abord, le contrôleur n'a aucun moyen d'amortir les résonances dans système AC. Deuxièmement, le système de contrôle est incapable de contrôler le convertisseur courant car ils ne sont pas utilisés comme variables de contrôle.

Principes de lutte anti vectorielle

Le contrôle vectoriel, une stratégie de contrôle qui a également été appliquée avec succès dans les moteurs et d'autres applications, est devenu la norme de facto pour commander une liaison HVDC VSC. Avec cette commande, les courants du convertisseur sont directement commandés dans un cadre de dq rotatif synchrone. Dans ce travail, l'axe q a été aligné avec la tension côté réseau (figure 1.19). Us, Uc et c représentent les phages spatiaux variables dans le temps du côté de la grille et la tension du convertisseur et le courant du convertisseur. Le cadre αβ de la figure 1.19 est un cadre de référence orthogonal stationnaire, dans lequel les apparaissent comme des quantités alternantes à la fréquence fondamentale à l'état stationnaire conditions.

En appliquant une transformation de coordonnées à une rotation synchrone cadre de référence dq, tous les phases sont à l'arrêt, ce qui signifie que les valeurs constantes sont obtenues à l'état stationnaire, ce qui est très pratique du point de vue du contrôle.

Chaque phase peut donc être écrite comme une somme complexe de l'orthogonal d- et q-composants, dont l'un est aligné avec la tension du réseau tandis que l'autre est perpendiculaire à elle.

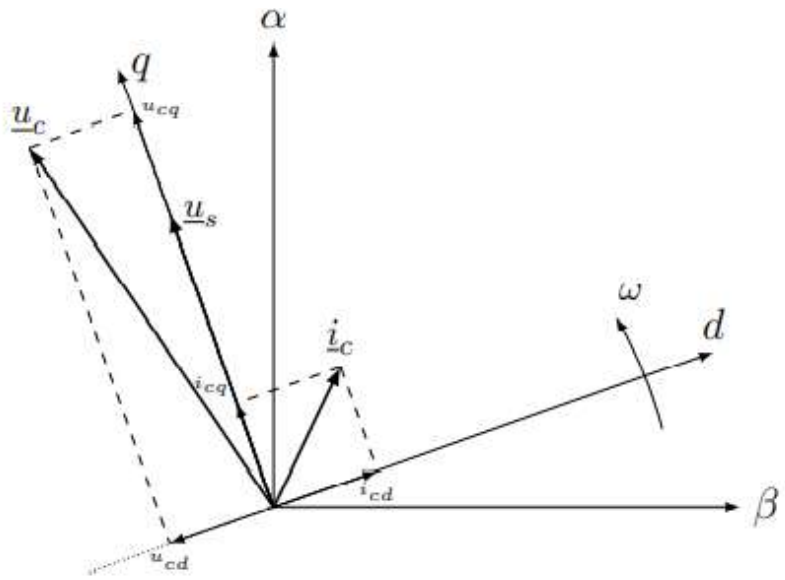


Figure 1.19 : système de coordonnées dq.

Alors que la relation avec l'amplitude et l'angle de tension de la précédente section est moins simple, cette approche donne l'avantage que, lorsque alignant la tension côté réseau sur l'un des axes, les deux composants de courant sont directement liés à la puissance active et réactive. La tension du convertisseur les composants Ucq et Ucd sont donc respectivement utilisés pour contrôler Icq et Icd, c'est-à-dire les composants actifs et réactifs du courant. Afin d'obtenir un le contrôle des composants d et q, appelés chemins de contrôle de découplage doivent être ajouté pour éviter toute influence de l'ordre du courant actif sur le courant réactif (or vice versa).

Comme pour la commande d'angle de puissance, un BVP est utilisé pour synchroniser les tensions côté grille et convertisseur. Dans un lien point à point, ces deux degrés de liberté peuvent être utilisés pour contrôler indépendamment la puissance active et réactive à chaque terminal. Depuis un équilibre de puissance doit être maintenu, un convertisseur contrôle la puissance active tandis que l'autre contrôle la tension DC. Le composant de puissance réactive peut être utilisé pour contrôler la puissance réactive à une valeur de consigne donnée, ou alternativement, pour maintenir la tension AC.

Control alternatif

L'une des autres approches de contrôle du VSC est le contrôle de l'hystérésis,car p. ex., utilisé dans les moteurs d'entraînement et les convertisseurs basse tension raccordés au réseau. Depuis les courants (ou quantités associées) sont directement suivis, cette méthode de contrôle permet un contrôle très rapide du courant.

L'un des inconvénients inhérents,cependant, est le fait que la fréquence de commutation n'est pas constante, ce qui rend le filtrage plus difficile et qui pourrait être un problème du point de vue des pertes du système.

Les HVDC VSC sont normalement commandés à l'aide de la commande vectorielle décrite dans la section précédente. Bien qu'il soit parfois tenu pour acquis que VSC HVDC ne pose aucune limitation en ce qui concerne la puissance de court-circuit comme le fait le HVDC du CSC, des défis se posent lorsqu'une connexion à des systèmes très faibles est considéré comme [47] [48]. L'un des principaux problèmes découle du fait que le bus filtre devient plus

sensible aux variations de puissance de la liaison DC. Dans [13], un le soi-disant contrôle de synchronisation de puissance a été développé pour surmonter ces difficultés. Ce contrôle imite le comportement d'une machine synchrone et évite l'utilisation de la BVP, car la dynamique liée à la BVP a un impact négatif lorsqu'ils sont connectés à un système AC faible.

Le BVP se comporte également de manière erratique lorsque les tensions triphasées ne sont plus équilibre ou changement brusque, p.ex. dans des conditions de court-circuit ou (déséquilibré) Les tensions de séquence zéro dans le système AC ne peuvent pas passer le transformateur de convertisseur, qui est généralement connecté comme un Y– Δ. Cependant, les composants de séquence négative créent des courants deconvertisseur déséquilibrés et un courant continu ondulation de tension à deux fois la fréquence fondamentale [49]. Cela peut être atténué en ajoutant un contrôleur de courant de séquence négative [50].
Des contrôles supplémentaires peuvent également être ajoutés pour soutenir le système AC, des exemples de qui sont des commandes de fréquence [51] [52] ou un contrôleur d'amortissement d'oscillation de puissance [53] [54].

I.4.3 Applications HVDC VSC
Renforcement du système

Dans le passé, VSC HVDC a été principalement utilisé pour interconnecter des zones non synchronisées. Outre la facilitation d'un Les liens peuvent par exemple être utilisés pour partager des réserves de fréquences, pour fournir une réponse inertielle rapide lorsque la fréquence chute dans l'un des non zones synchronisées, agissant ainsi comme un générateur AC, ou pour fournir de l'énergie amortissement d'oscillation.

Depuis peu, des liaisons HVDC VSC sont également prévues pour des liens intégrés dans un système synchrone, une application qui a été réservé à la technologie AC. Cette évolution s'explique en partie par les avantages techniques qu'offre VSC HVDC en termes de support du système AC, mais aussi par l'opposition croissante des GRT face à de nouvelles lignes de transport aérien. Des exemples récents de L'Europe est l'interconnexion Espagne-France, le lien Allegro entre la Belgique et l'Allemagne et le Sydvästlänken suédois.

Eolien en mer

VSC HVDC est la technologie privilégiée lorsqu'un parc éolien offshore lointain doit réseau continental. Outre les avantages économiques, qui devenir plus apparents avec l'augmentation de la distance de transmission [55], l'utilisation d'un La connexion VSC HVDC aux parcs éoliens offshore ouvre de nouvelles possibilités avec le contrôle du parc éolien. L'introduction de VSC HVDC a suscité des intérêts dans la recherche sur l'utilisation de courant continu à des tensions plus faibles à l'intérieur du parc éolien [56].
Une méthode de contrôle différente a été proposée pour les convertisseurs de parcs éoliens en mer. Lorsqu'il est connecté à un système AC existant, un BVP est utilisé pour positionner la quantité contrôlée par rapport à la tension du système. Cependant, depuis le parc éolien est un réseau dit passif, la tension du réseau doit être synthétisé par le convertisseur lui-même. Par conséquent, le VSC offshore est contrôlé comme une source de tension constante, avec une amplitude et une fréquence constante [57].

Le VSC est donc vu par le parc éolien comme un système de bus infini. Cela signifie que le convertisseur prend toute l'énergie provenant du parc éolien offshore, dans ses capacités de puissance.

Comme la liaison HVDC VSC permet un découplage entre le système offshore et le réseau continental, l'amplitude de tension et la fréquence du parc éolien peut également être variée.

Une opération à fréquence variable avantages : la fréquence et la magnitude de tension peuvent par exemple être optimisées en ce qui concerne les pertes du système ou le rendement du parc éolien [58] et il est possible de contrôler la vitesse des éoliennes en faisant varier la fréquence des grilles. L'opération de fréquence variable ouvre ainsi des perspectives de reconsidération l'ancien générateur d'induction à vitesse fixe (FSIG) comme une alternative au plus générateur d'induction à alimentation double (DFIG) ou synchrone à entraînement direct Générateur (DDSG). Alternativement, la fréquence variable pourrait être utilisée pour réduire la taille des convertisseurs côté rotor dans une topologie DFIG, car la vitesse variable fonctionnement résulte déjà de la fréquence de grille variable. Petit rotor côté

Convertisseurs pourraient ensuite être utilisés pour permettre des variations de vitesse individuelles autour la vitesse du point de consigne liée à la fréquence variable du VSC du parc éolien. Dans [59], il a été étudié comment une multitude d'éoliennes un seul réseau offshore peut être exploité à une fréquence variable. La variable l'opération de fréquence pourrait également être utilisée pour fournir un parc éolien. Pour ce faire, on peut reproduire la fréquence réseau de parcs éoliens en mer, éventuellement en modulant la tension de la liaison DC [60].
Un défi découle du fait que le pouvoir doit être réduit rapidement La solution standard est d'inclure un hachoir au convertisseur du parc éolien [61], qui dissipe l'énergie faille du réseau terrestre. D'autres options comprennent un contrôle dynamique de la tension de la grille pour améliorer la capacité de détection des pannes réseau terrestre [62]. Cependant, les réductions de tension trop convertisseur et endommager le convertisseur offshore.
D'autres options comprennent l'utilisation d'une commande de fréquence de puissance [63], lorsque la fréquence du réseau offshore est pour limiter la puissance pendant les pannes. Un inconvénient de cette méthode est qu'elle pourrait donner lieu à de fortes fluctuations de pouvoir indésirables [64].
La connexion VSC HVDC du parc éolien BorWin1, Connexion par câble de 200 km à un poste intérieur à 75 km de la côte allemande avec des cotes de 400 MW et ±150 kV, est le seul construit à ce jour. Plus de liens aux parcs éoliens en mer, dont la liaison DolWin1 (800 MW, ±320 kV), sont en construction et en phase de planification.



Figure 1.120 : parc éolien de mer [85]

I.5 Technique de comparaison

Comme indiqué précédemment, la puissance maximale des câbles AC triphasés est de 200 MW pour une distance maximale de 200 km avec un niveau de tension de 150-170 kV. Pour des distances inférieures à 100 km,cette puissance peut être améliorée à 350 MW à 245 kV. Pour le HVDC basé sur VSC, la puissance des câbles bipolaires est600 MW pour toute distance à un niveau de tension de 150 kV. Cependant, les stations de conversion ne sont pas en mesure de transférer cette quantité de puissance, et leur puissance maximale est de 350 MW. Ainsi, afin d'utiliser le pleinCâble de 600 MW, deux stations de conversion sont nécessaires. La recherche est en cours pour le convertisseur de 500 MWcâbles HVDC basés sur LCC sont limités à 1000 MW même si le câble et le convertisseurles cotes ne sont pas des facteurs limitatifs.Le tableau 1.2[83] indique le nombre de câbles requis pourconfigurations. Un plus grand nombre de câbles implique des coûts plus élevés, mais aussi une meilleure fiabilité. Pour lesHVDC, lapuissance nominale de la station de conversion est spécifiée.

Tableau 1.2 : Nombre de câbles requis pour différentes configurations

Puissance (MW)	HVAC	HVDC basé sur le LCC		HVDC basé sur le VSC	
100 Km	150 KV	150 KV, bipolaire	450 KV, monopolaire	150 KV, 300 MW	150 KV, 500 MW
300	2	1+1	1	1+1	1+1
500	3	2+2	1	2+2	1+1
900	5	4+4	2	3+3	2+2
1200	6	5+5	2	4+4	3+3

La perte de puissance est souvent utilisée comme paramètre principal pour indiquer quand passer à la transmission DC.La figure 18 montre la perte de puissance par rapport à la longueur du câble, pour les systèmes HVAC, HVDC et VSC basés sur le LCCHVDC.

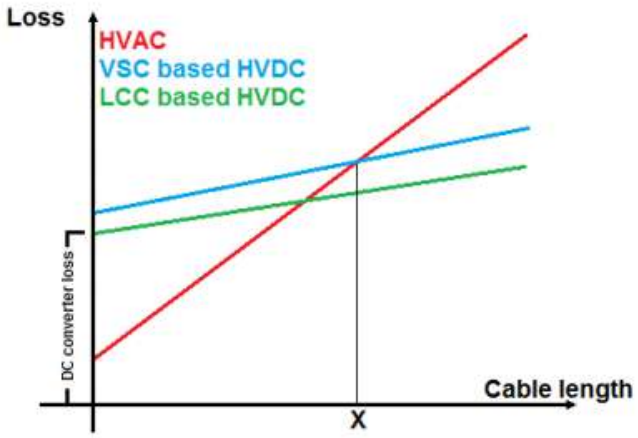
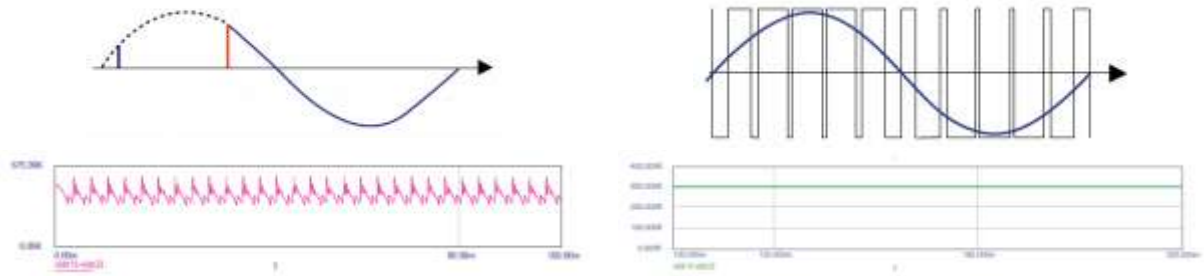


Figure 21: Comparaison des pertes par rapport à la longueur des câbles

I.5.1 Comparaison entre LCC et VSC base sur HVDC

Le tableau 6 montre les différences entre les convertisseurs LCC et HVDC basés sur VSCtechnologies. Pour HVDC basé sur VSC, la modulation de largeur d'impulsion (MLI) contrôle à la fois active etpuissance réactive [86].

Tableau 1.3 : Comparaison entre HVDC VSC et LCC

HVDC basé sur le LCC	HVDC basé sur le VSC
Thyristors	IGBTs
Seule tranche de silicium	Multi-puce
Capacité de blocage avant et arrière	Capacité de blocage direct
Capacité de courant de pointe très élevé	Caractéristiques limitatives actuelles
Aucune fermeture de la barrière	Arrêt de la barrière entièrement contrôlable
Fonctionnement à 50-60 Hz	Fonctionnement à 2000 Hz
Puissance jusqu'à 6400 MW	Puissance jusqu'à 1100 MW
 Tension DC	

I.6Conclusion

Dans ce chapitre, un bref historique de l'ont été donnés, principalement en mettant l'accent sur la technologie VSC HVDC. Il peut conclure que la technologie HVDC VSC offre des avantages la technologie HVDC du CSC, qui en fait un candidat technologique privilégié pour l'interconnexion de systèmes à courant alternatif faible et la connexion de parcs éoliens. Les évolutions récentes dans les topologies de convertisseur produisent des pertes plus faibles, qui ont a été considéré comme un inconvénient majeur de la technologie VSC pendant de nombreuses années. Au moment de la rédaction, les cotes de VSC HVDC sont encore considérablement plus faibles technologies du CSC, bien qu'on s'attende à ce que réduire à l'avenir.

II.1 Introduction :

Dans ce chapitre en à simplifie les calculs, mais n'est pas conforme à la pratique actuelle en matière de VSC systèmes HVDC. La contribution majeure de ce chapitre est le développement d'une alimentation MTDC VSC générale et détaillée calcul du débit, en utilisant les équations de flux de puissance totale, y compris pertes de convertisseur, et la définition des points de consigne de puissance avec respect au bus système.

L'approche de modélisation généralisée utilisée pour le réseau DC n'impose aucune restriction topologie ou la configuration du réseau DC. En outre, il est montré comment la méthode de flux de puissance séquentielle MTDC VSC peut être mise en œuvre dans un ensemble de flux de puissance AC existant.

Le chapitre est organisé comme suit : décrit la modélisation des stations de conversion, les réacteurs de phase, les modes de fonctionnement et soin des pertes du convertisseur, souvent négligé dans VSC HVDC et traite du flux de puissance du réseau-modèle et sa solution efficace, proposée précédemment dans notre [69].

Une quatrième section traite de l'interaction entre le réseau AC et le réseau DC. Il est indiqué dans cette section que les points de consigne de puissance par rapport au bus système calculent itératifs supplémentaires. Enfin, les résultats de la simulation sont discutés dans letroisième chapitre.

II.2 VSC convertisseur station :

Dans un réseau VSC MTDC, les stations de conversion VSC forment les liens entre les réseaux AC et DC. Dans cette section, la modélisation des stations de conversion est discutée. Une première concerne les équations de flux de puissance du convertisseur et l'hypothèse utilisées dans l'analyse. La deuxième partie traite les différents modes de commande. L'inclusion du convertisseur les pertes dans l'algorithme de flux de puissance sont traitées dans la troisième partie de cette section.

II.2.1 Convertisseur station modèle :

Dans la transmission VSC, une forme d'onde de tension est synthétisée par la station de conversion, soit par une impulsion à deux niveaux ou à plusieurs niveaux Technique de modulation de largeur (MLI), disponible dans le commerce sous forme de lumière HVDC [71] ou en utilisant un convertisseur multi modulaire (MMC), disponible dans le commerce sous le nom de HVDC plus [72]. Lorsque les formes d'ondes de sortie sont synthétisées à l'aide de MLI, la station de conversion comprend un équipement de filtre passe-bas pour bloquer le flux d'harmoniques d'ordre supérieur dans l'AC système de transmission.

Dans la technologie MMC la sortie sinusoïdale les ondes sont directement générées par les sorties de l'onduleur sans en utilisant une technique MLI, entraînant l'absence de filtrage Figure 2.1 montre une station de conversion HVDC VSC avec les réacteurs de phase, les transformateurs et les filtres passe-bas (s'affiche en gris).En ce qui concerne les algorithmes de flux de puissance, une station de convertisseur peut être modélisée comme une source de

tension contrôlable derrière une impédance complexe, qui comprend à la fois le réactance en phase et le transformateur. Depuis les exigences de filtrage sont fortement en fonction de la technologie considérée, les filtres ne sont pas pris en compte dans ce document.

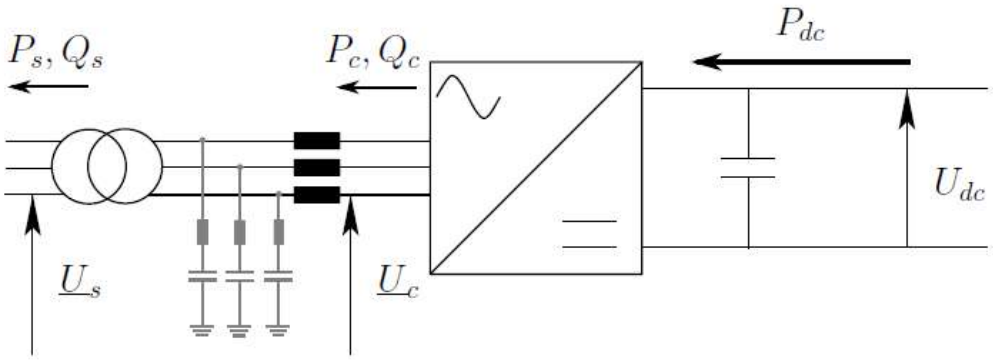


Figure 2.1 : VSC HVDC convertisseur station.

La figure 2. 2 montre un seul diagramme d'équivalent de phase de n stations de conversion connectées à différents bus du réseau AC. Les équations de convertisseur réduisent à celles d'une impédance avec une tension contrôlable du côté convertisseur. Avec Us =Us∠δs et Uc= Uc∠δc respectivement la tension du bus AC et la tension du convertisseur et Zc = Gc + jBc le complexe impédance équivalente, les équations pour la puissance injectée dans la grille AC sont données par

$$Ps = -Us^2*Gc + UsUc[Gccos(\delta s - \delta c) + Bcsin(\delta s - \delta c)] \quad (2.1)$$

$$Qs = Us^2*Bc + UsUc[Gcsin(\delta s - \delta c) - Bccos(\delta s - \delta c)] \quad (2.2)$$

La puissance circulant vers le réseau AC à l'extrémité du convertisseur peut être écrite comme

$$Pc = Uc^2* Gc - UsUc[Gccos(\delta s - \delta c) - Bcsin(\delta s - \delta c)] \quad (2.3)$$

$$Qc = -Uc^2* Bc + UsUc[Gcsin(\delta s - \delta c) + Bccos(\delta s - \delta c)] \quad (2.4)$$

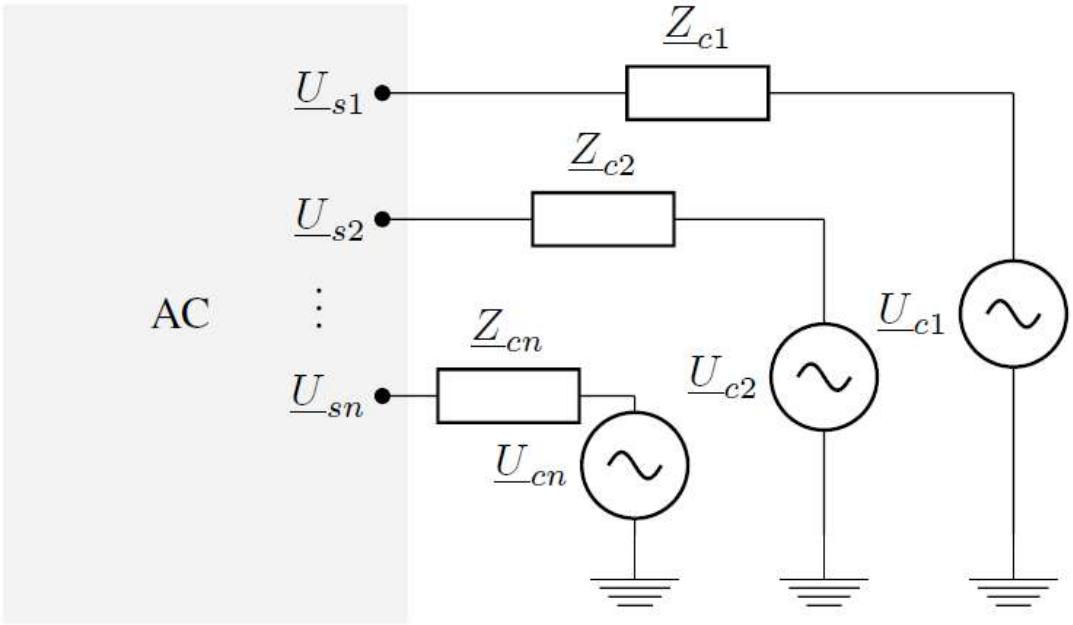


Figure 2.2 : Modèle de flux de puissance monophasé équivalent pour plusieurs stations de conversion connectées au réseau AC.

II.2.2 Modes de commande du convertisseur

Contrairement à la technologie LCC, qui souffre d'une demande de puissance réactive élevée en raison des processus de commutation, la technologie VSC est capable de contrôler le flux de puissance réactive à chaque station de conversion indépendamment de la puissance de sortie active au réseau AC (control Q constant). Il est également possible pour les convertisseurs de contrôler la magnitude de la tension du bus AC Us en adoptant sa réactive puissance de sortie pour maintenir la tension du système d'une manière similaire à un générateur synchrone (contrôle V constant). Lorsque le concept HVDC VSC à deux bornes est étendu à une configuration multi-terminaux, toutes sauf une commande de convertisseur leur injection de puissance active dans le réseau (contrôle P constant). Une station de conversion adoptera son injection de puissance active pour contrôler sa tension de bus DC Udc.

De cette façon, ce convertisseur peut être considéré comme un « les stations de conversion peut donc être en PQ- ou Commande PV, avec une exception pour le convertisseur DC.
La valeur réelle de l'actif l'injection de puissance de ce convertisseur n'est pas connue avant le flux de puissance car cette quantité dépend des pertes dans le courant continu réseau et dans la station de conversion, comme indiqué dans la section suivante [78].

Chaque convertisseur peut présenter un certain nombre de fonctions de contrôle différentes. Grâce à la commande de courant découplée, la puissance active et réactive peut être contrôlée indépendamment. Les différentes options de contrôle réelles correspondent aux représentations à l'état stationnaire utilisé dans MATACDC [79]. Le logiciel comprend 2 représentations de convertisseurs différents par rapport à la puissance active et 2 représentations de convertisseurs différents par rapport à la puissance réactivent

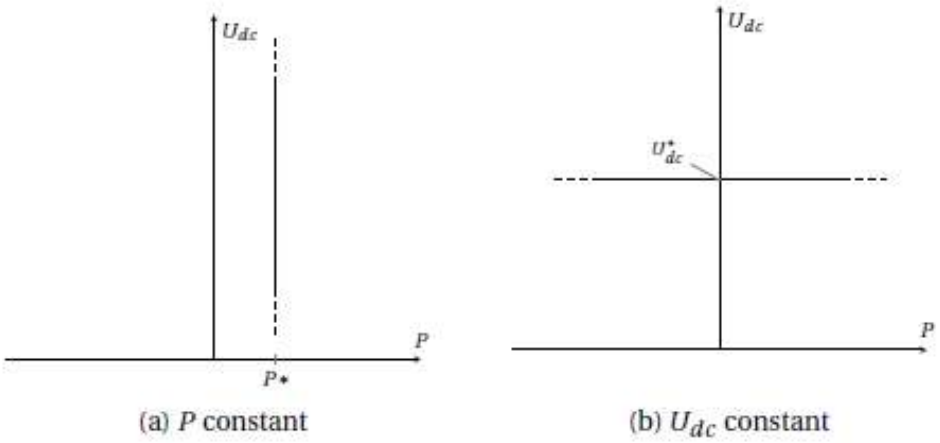


Figure 2.3 : Caractéristiques de fonctionnement du convertisseur en régime permanent.

Le mode de fonctionnement de la puissance active peut être modifié en utilisant l'index convdc CONVTYPE_DC et le nom constant de Tableau 2.1. Les représentations d'état stationnaire correspondant sont définies dans MATACDC comme :

1. ConstanteP : Le convertisseur a une injection de puissance active constante Ps dans la grille AC.

   convdc(..., CONVTYPE_DC) = DCNOSLACK; %% réglé sur le contrôle de puissance actif

   convdc(..., PCONV) = ...;%% puissance active point de consigne Ps*

2. Constante Udc : Le convertisseur contrôle la tension de bus DC valeur constante, indépendamment du signal de puissance active.

   convdc(..., CONVTYPE_DC) = DCSLACK;%% réglé sur la commande de tension DC

   busdc (..., VDC) = ...; %% Point de consigne de tension DC Udc*

Le mode de fonctionnement de la puissance réactive peut être modifié en utilisant l'index convdc CONVTYPE_AC et le nom constant de Tableau 2.1. Le convertisseur peut être représenté dans MATACDC comme :

1. Constante Q: Le convertisseur a une injection de puissance réactive constante Qs dans la grille AC.

   convdc(...,CONVTYPE_AC) = PQC; %% réglé sur le contrôle de puissance réactive

   convdc(..., QCONV) = ...; %% point de consigne de puissance réactive Qs*

2. Constante U: Le convertisseur adapte l'injection de puissance réactive pour obtenir un bus AC constant magnitude Us de tension.

   convdc(...,CONVTYPE_AC)=PVC;%% réglé sur la commande de tension AC

convdc(..., VCONV) = ...; %% Point de consigne de tension AC Us*

Tableau 2.1 : Constantes nommées convdc.

indice	nom	Description
Constantes CONVTYPE_DC		
2	DCSLACK	DC slack bus
1	DCNOSLACK	Constante bus de puissance active
Constantes CONVTYPE_AC		
2	PVC	commande de convertisseur de tension constante
1	PQC	commande de convertisseur de puissance réactive constante

II.2.3 Pertes de convertisseur station

Outre les pertes dans le réacteur de phase, qui sont prises en compte par l'impédance de phase équivalente Zc, l'autre les pertes de conversion sont prises en compte à l'aide d'un modèle généralisé de perte de station de conversion pour une liaison HVDC VSC type d'une puissance nominale de 600 MW et d'une tension DC de 300 KV [73]. Dans ce modèle de perte, les pertes de la station de conversion sont écrites en fonction de la magnitude de courant du réacteur Ic et donc de la puissance active et réactivent échangée avec le système AC.
Les pertes totales du convertisseur Ploss peuvent être divisées en trois composantes de perte agrégées, discutées plus en détail dans [74] : aucune perte de charge et pertes linéairement et quadratiquement en fonction du courant du réacteur :

$$Ploss=a + b*Ic+ c*Ic^2 \quad (5)$$

Avec $$Ic= \frac{\sqrt{Pc^2-Qc^2}}{\sqrt{3}Uc} \quad (6)$$

TABLEAU 2.2 : coefficients de perte du convertisseur par unité.

	a	B	C
rectifier	1.103	0.887	2.885
inverter	1.103	0.887	4.371

Les coefficients par unité a, b et c dans l'onglet. Je suis basé sur les données fournies en [73] et suis utilisé dans la séquence AC/DC algorithme de flux de puissance (power flow).

II.2.4 Limites du convertisseur

MATACDC permet d'inclure les limites de courant et de tension du convertisseur. Fig. 10 décrit la capacité PQ graphique du convertisseur et les limites incluses dans MATACDC. Les lignes complètes comprennent l'effet de filtres, les lignes pointillées négligent les filtres. Le cercle gris forme la limite de courant du convertisseur. Les arcs noirs représentent les limites de tension supérieure et inférieure du convertisseur. Lorsqu'un point de consigne du convertisseur est situé dehors des limites du convertisseur, MATACDC privilégie la puissance active sur la puissance réactive limites [79].

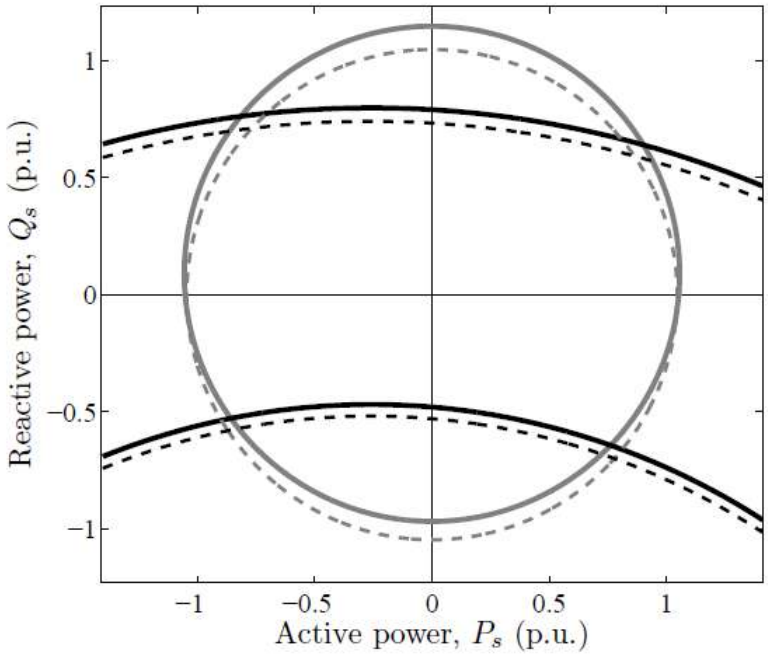


Figure 2.4 : PQ-tableau des capacités –Limitent de courant et de tension de la station de conversion.

Pour plus de détails sur la modélisation des limites du convertisseur, voir [77].

II.3Modèle degrille DC

Le modèle de grille DC utilisé dans le présent document et présenté dans [75], est similaire aux modèles de réseau AC utilisés dans un Débit de courant alternatif. Dans une analyse à l'état stationnaire, le débit global est dicté par les résistances de ligne et la tension DC différences de magnitude entre les bus DC. Figure 2.5 un modèle stationnaire équivalent d'un réseau à 4 bus DC qui peut être implémenté en utilisant un réseau de résistance pure.

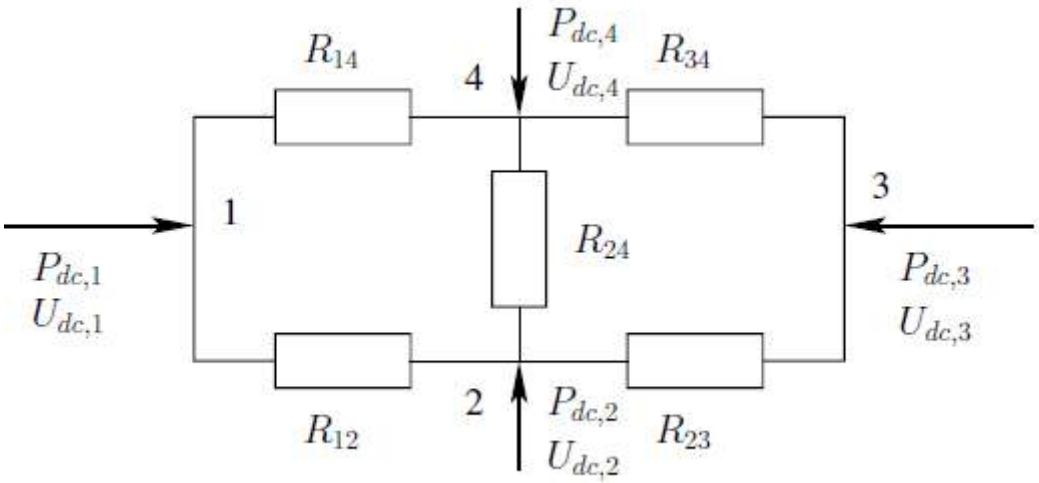


Figure 2.5 : Modèle de flux de puissance monophasé équivalent d'un réseau DC à 4 bus.

Le courant injecté à un nœud DC i peut donc être écrit commele courant circulant vers les autres nœuds n-1 du réseau

$$\text{Idc, i} = \sum_{\substack{\text{j=1} \\ \text{j}\neq i}}^{\text{n}} Ydc, ij \cdot (Udc, i - Udc, j). \qquad (2.7)$$

Combinaison de tous les courants injectés dans le réseau DC par les résultats des convertisseurs VSC

$$\text{Idc=YdcUdc,} \qquad (2.8)$$

Avec Idc = [Idc, 1, Idc, 2 . . . Idc, n]T le vecteur de courant continu,

Udc = [Udc, 1, Udc, 2 . . . Udc, n]T le vecteur de tension DC et Ydc l'admittance du bus DC.

En supposant une grille DC bipolaire, la puissance injectée dans le noeud i peut être écrite comme

$$\text{Pdc,i=2Udc,i*Idc,i, } \forall \text{i} \leq \text{n.} \qquad (2.9)$$

Les injections de courant de Idc ne sont pas connues avant la mise sous tension solution de flux pour le réseau DC, tandis que la puissance activeLes injections Pdc sont connues comme des résultats du flux de puissance AC pour tous les bus sauf le slack bus DC. Combinaison (2.8) et (2.9) donne lieuà un système d'équations non linéaires :

$$0=\mathrm{Ydc}\mathbf{Udc}-\left[\frac{\mathrm{Pdc,i}}{2Udc,i}\right] \tag{2.10}$$

Comme un bus DC contrôle sa tension DC et les autres contrôlent leur injection de puissance active, le problème doit être réorganisé.Pour simplifier la notation, mais sans perte de généralité, nous supposons le dernier convertisseur à être le slack bus DC. Les vecteurs des inconnus peuvent être écrits comme

$$\mathrm{X}=\frac{\mathrm{X1}}{\mathrm{X2}}=\begin{bmatrix} Udc,1 \\ \vdots \\ Udc,(n-1) \\ \hline Pdc,n \end{bmatrix} \tag{2.11}$$

La matrice d'admission du bus DC est répartie comme suit :

$$\mathrm{Ydc}=\begin{bmatrix} Y11 & Y12 \\ Y21 & Y22 \end{bmatrix} \tag{2.12}$$

La matrice Y11 est de dimension (n-1) x (n-1), Y12 est un vecteur de colonne de longueur n-1, Y21 un vecteur de ligne de longueur n-1, et y22 un scalaire. Cela conduit à un système d'équations qui peut être résolu par une méthode itérative de Newton :

$$\begin{cases} 0 = \mathrm{Y11}\mathbf{X1} + \mathbf{Y12}\cdot\mathrm{udcref} - \mathrm{Pdc,i}/(2\mathrm{X1i}) \\ 0 = \mathbf{Y21X1} + \mathrm{y22}\cdot\mathrm{udcref} - \mathrm{X2}/(2\mathrm{udcref}) \end{cases} \tag{2.13}$$

II. Flux de puissance AC/DC

Les modèles dérivés dans la section précédente sont maintenant combinés dans un algorithme séquentiel de flux de puissance AC/DC. Figure 2.6 présente un réseau MTDC généralisé basé sur la technologie VSC avec n terminaux. Dans l'approche séquentielle, le réseau DC variables sont utilisés comme entrées pour résoudre les équations AC et vice-versa, ce qui permet une intégration facile des réseaux DC dans programmes de flux de puissance AC existants.

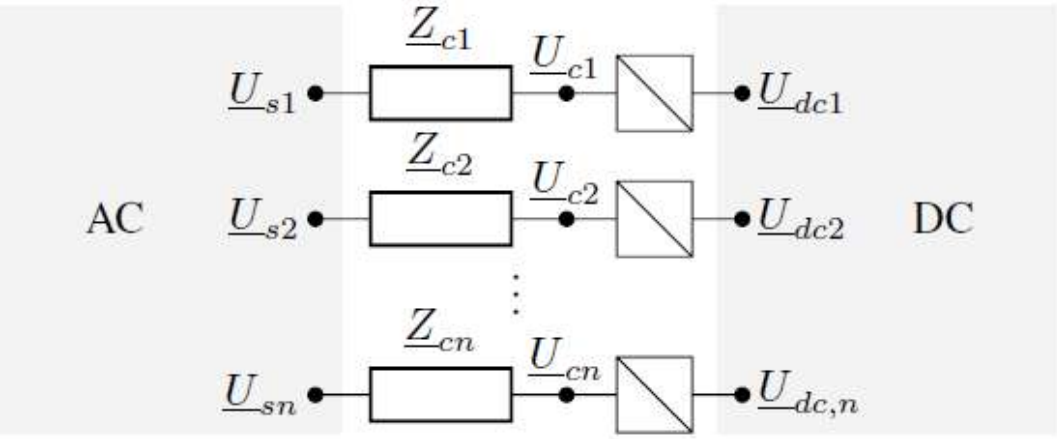


Figure 2.6 : Aperçu schématique de l'approche séquentielle du flux de puissance

Figure 2.7 montre le diagramme du flux de puissance séquentiel algorithme. Comme nous l'avons vu dans la section précédente, le réseau ainsi que le réseau AC doivent être résolus itérativement. En raison de l'inclusion de perte de convertisseur, une itération est nécessaire pour calculer la puissance active du bus slack DC Ps,n lorsque l'injection de puissance DC est connue comme résultat du flux de puissance du réseau DC. En dehors de ces itérations internes, une itération externe est nécessaire pour que la solution globale converge alors que le flux de puissance globale modifications apportées à la solution en raison des mises à jour de l'alimentation du bus slack DC injection. Dans cette section, les différentes parties de la séquence Le flux de puissance illustré à la figure 2.5 sera ensuite traitée.

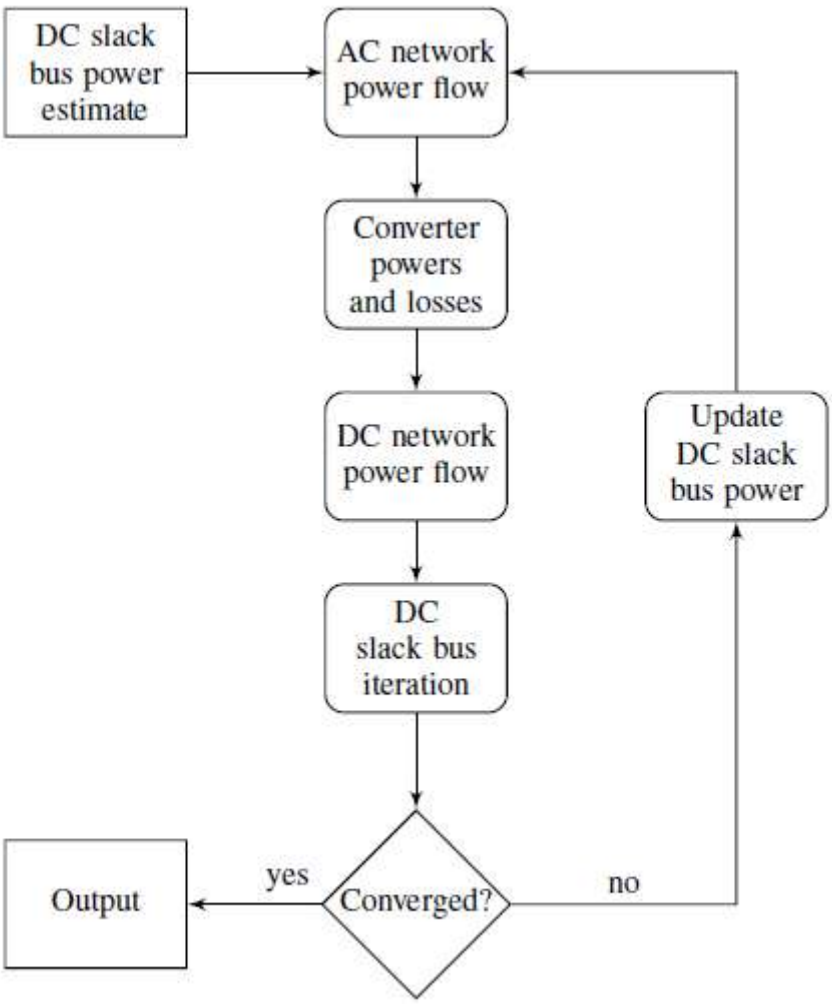


Figure 2.7 : Organigramme séquentiel du flux de puissance AC/DC VSC séquentiel

Algorithme.

II.4.1 Flux de puissance réseau AC

Les équations de flux de puissance pour bus i dans un réseau AC avec mnœuds peuvent être écrits comme

$$\mathrm{Pi}(\mathbf{U},\boldsymbol{\delta}) = \mathrm{Ui}\sum_{\mathrm{j=1}}^{\mathrm{m}} \mathrm{Uj}[\mathrm{Gij}\cos(\delta\mathrm{i} - \delta\mathrm{j}) + \mathrm{Bij}\sin(\delta\mathrm{i} - \delta\mathrm{j})], \qquad (2.14)$$

$$\mathrm{Qi}(\mathbf{U},\boldsymbol{\delta}) = \mathrm{Ui}\sum_{\mathrm{j=1}}^{\mathrm{m}} \mathrm{Uj}[\mathrm{Gij}\sin(\delta\mathrm{i} - \delta\mathrm{j}) - \mathrm{Bij}\cos(\delta\mathrm{i} - \delta\mathrm{j})], \qquad (2.15)$$

Ensemble non linéaires d'équations de flux de puissance pour tous les bus CA peut être résolus en utilisant une puissance standard basée sur Newton-Raphson flux :

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P}{\partial \delta}\right)^{(k)} & \left(U\frac{\partial P}{\partial U}\right)^{(k)} \\ \left(\frac{\partial Q}{\partial \delta}\right)^{(k)} & \left(U\frac{\partial Q}{\partial U}\right)^{(k)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta^{(k)} \\ \frac{\Delta U^{(k)}}{U} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Dans les algorithmes séquentiels, les stations de conversion sont incluses dans les calculs du réseau AC, comme le montre la Figure 2.6. Inclure les stations VSC, la puissance ne correspond pas. $\Delta P^{(k)}$ et $\Delta Q^{(k)}$ en (2.16) sont étendues pour inclure les injections de puissance par les stations de conversion dans le réseau AC. Si le convertisseur est en un mode de contrôle Q constant, la sortie réactive est ajoutée à la non concordances de puissance en charge négative :

$$\Delta \text{Qi}^{(k)} = Qi^{gen} - (Qi^{\text{dem}} - \text{Qs,i}) - \text{Qi}(U^{(k)}, \delta^{(k)}). \quad (2.17)$$

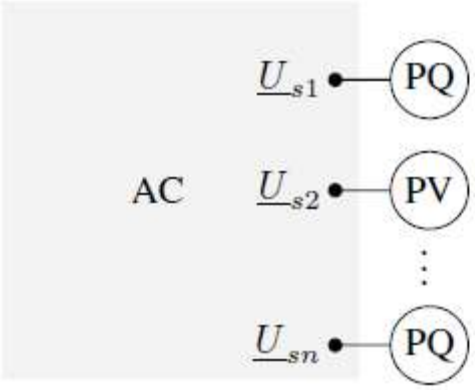


Figure 2.8 : Flux de puissance de réseau en courant alternatif avec stations de conversion traitées comme constantes Charges négatives et bus contrôlés par tension.

Si le convertisseur est utilisé dans une commande V constante, la station peut être traitée d'une manière similaire à un contrôle de tension AC générateur, avec une injection de puissance réactive inconnue. C'est mise en œuvre en changeant le bus AC d'un nœud PQ en un nœud PV avec un générateur fictif pour calculer la réactivité entrée d'alimentation.

Pour chaque station de convertisseur, à l'exception du convertisseur de bande DC, l'injection de puissance active Ps dans le réseau AC est connue.Les non-concordances de puissance active sont étendues comme suit ;

$$\Delta \text{Pi}^{(k)} = Pi^{gen} - (Pi^{\text{dem}} - \text{Ps,i}) - \text{Pi}(U^{(k)}, \delta^{(k)}). \quad (2.18)$$

Pour le convertisseur, l'injection de puissance active elle-même est le résultat de la solution de flux de puissance et donc inconnu. Comme estimation initiale, les stations de conversion,

les réacteurs de phase et le réseau DC sont supposés être sans perte. Avec la station de conversion fonctionnant comme convertisseur de jeu DC.

$$P_{s,n}^{(0)} = -\sum_{j=1}^{n-1} P_{s,j} \quad (2.19)$$

Pour l'itérationK^{th}, la solution de l'itération précédente cycle est utilisé comme estimation pour$P_{s,n}^{(k)}$.

II.4.2 Calcul du convertisseur et flux de puissance de réseau DC

Une fois que la grille AC Nous et les injections de puissance Ps et Qs est connue comme résultat du flux de puissance AC, les tensions Uc côté convertisseur peut être trouvé en calculant d'abord les courants de conversion Ic

$$I_{c,i} = \frac{P_{s,i} - jQ_{s,i}}{U^*_{s,i}}, \forall i < n. \quad (2.20)$$

Utiliser cette expression pour $I_{c,i}$, i pour calculer la tension complexe chute sur l'impédance du convertisseur$Z_{c,i}$, la tension à au côté convertisseur peut être écrite comme

$$U_{c,i} = U_{s,i} - Z_{c,i}.\frac{P_{s,i} - jQ_{s,i}}{U^*_{s,i}}, \forall i < n. \quad (2.21)$$

Les puissances du convertisseur côté PC et Qc sont ensuite calculées à l'aide de (2.3) (2.4). Après avoir calculé Ploss utilisant (2.5), la puissance du réseau DC est connue. Les tensions réseau DC Udc et DC Pdc,n d'alimentation du bus slack n résultat de la résolution itérative (2.13).

II.4.3 Itération du slack bus DC

Après calcul du réseau DC, la puissance active $P_{s,n}$injecter dans la grille AC par le convertisseur de slack bus DC a à résoudre de manière itérative puisque les pertes du convertisseur dépendent de la magnitude de courant du convertisseur$I_{c,n}$ qui est encore inconnue. La procédure proposée dans le présent document utilise l'état de la grille pour calculer l'injection de puissance active du bus slack DC$P_{s,n}$. La tension du côté réseau du convertisseur du bus de jeu DC $U_{s,n}$est maintenu constant(en magnitude et en angle de phase) pour calculer $P_{s,n}$puisque ce n'est la solution pour le cycle d'itération également $Q_{s,n}$la puissance réactive injectée dans la grille par le convertisseur de slack bus DC est maintenue constante pendant l'itération du slack bus DC, en raison de la forte relation entre la puissance réactive et l'amplitude de tension, qui est conservée constant côté grillé pour ce cycle d'itération.

L'itération pour calculer l'injection de puissance du bus léger DC dans la grille AC est représentée à la figure 2. 9 L'indice n pour indiquer que le slack bus a été omis afin de simplifier notation. Pour démarrer l'itération, une estimation initiale est nécessaire pour l'injection de puissance active côté convertisseur.

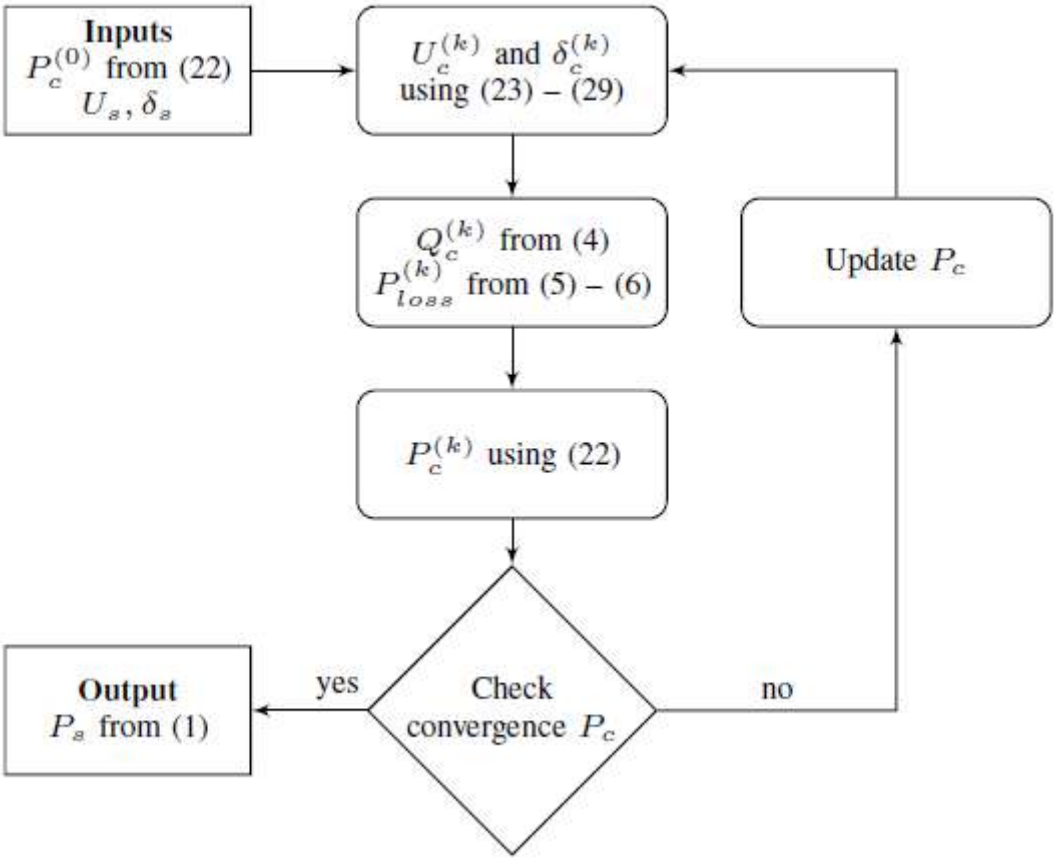


Figure 2.9 : Organigramme de l'itération du bus Slack DC.

Utilisation de la puissante injection résultant du débit de puissance DC et d'une estimation des pertes du convertisseur $P_{loss,n}^{(0)}$déduire des résultats du flux de puissance du réseau AC dans le cycle d'itération globale, une la valeur initiale est donnée par

$$\mathrm{P_{c,n}^{(k)} = P_{dc,n} - P_{loss,n}^{(k)}} \tag{2.22}$$

Par convention, la direction du flux de puissance est choisie pour être positif lorsque le bus réseau AC est alimenté. Dans le calcul de l'injection de puissance active du bus de jeu DC, L'itération Newton-Raphson est utilisée pour calculer $\mathrm{U_c^{(k)}}$ et$\mathrm{\delta_c^{(k)}}$ en utilisant (2.2) – (2.3) ;

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_c}{\partial \delta_c}\right)^{(j)} & \left(U_c \frac{\partial P_c}{\partial U_c}\right)^{(j)} \\ \left(\frac{\partial Q_s}{\partial \delta_c}\right)^{(j)} & \left(U_c \frac{\partial Q_s}{\partial U_c}\right)^{(j)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_c{}^{(j)} \\ \frac{\Delta U_c}{U_c}{}^{(j)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_c{}^{(j)} \\ \Delta Q_s{}^{(j)} \end{bmatrix} \tag{2.23}$$

Les éléments de cette matrice jacobéenne sont donnés par

$$\left(\frac{\partial P_c}{\partial \delta_c}\right)^{(j)} = -Q_c^{(j)} - U_c^{(j)^2} B_c \quad , \tag{2.24}$$

$$\left(U_c \frac{\partial P_c}{\partial U_c}\right)^{(j)} = P_c^{(j)} + U_c^{(j)^2} G_c, \tag{2.25}$$

$$\left(\frac{\partial Q_s}{\partial \delta_c}\right)^{(j)} = -P_c^{(j)} - U_s^{(j)^2} G_c \ , \tag{2.26}$$

$$\left(U_c \frac{\partial Q_s}{\partial U_c}\right)^{(j)} = Q_s^{(j)} - U_s^{(j)^2} B_c \ , \tag{2.27}$$

avec des valeurs pour Ps, Qs, PC et Qc à partir de (2.1) – (2.4). La puissance mésappariements.$\Delta P_c^{(j)}$ et $\Delta Q_s^{(j)}$peux être écrit comme

$$\Delta P_c^{(j)} = P_c^{(k)} - P_c\left(U_s . U_c^{(j)}\right), \tag{2.28}$$

$$\Delta Q_s^{(j)} = Q_s^{(k)} - Q_s\left(U_s . U_c^{(j)}\right). \tag{2.29}$$

Dans ces équations, l'exposant j se réfère au NR interne itération, alors que l'exposant k se réfère à la DC externe itération du slack bus. Après une convergence de $P_{c,n}$la puissance active injectée dans le réseau AC $P_{s,n}$est calculé (Figure 2.9) et vérifié par la suite pour la convergence dans la boucle d'itération globale (Figure 2.7).

II.5 Réseau d'étude

Dans ce travail en a étudié écoulement de puissance d'un réseaux AC de 5 bus hybride avec un réseau DC MTDC VSC de 2 bus et 3 bus. La figure 2.10 présenté le réseau AC a 5 bus et ces valeurs de puissance de bus.

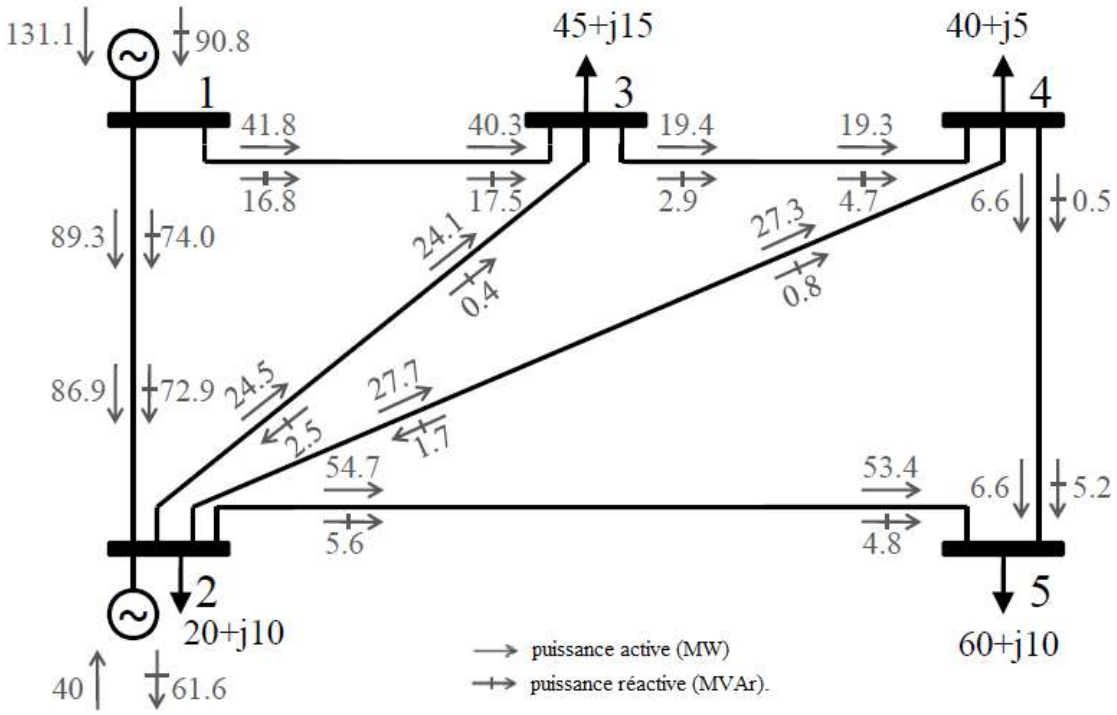


Figure 2.10 : ligne du réseau AC à 5 bus sans le MTDC VSCsystème.

Les valeurs de réseau sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 2.3 : Donnée de la ligne AC

De Bus	A bas	R	X	b
1	2	0.02	0.06	0.06
1	3	0.08	0.24	0.05
2	3	0.06	0.18	0.04
2	4	0.06	0.18	0.04
2	5	0.04	0.12	0.03
3	4	0.01	0.03	0.02
4	5	0.08	0.24	0.05

Matrice de base Y de réseau AC

Y= […

6.2500 -18.6950i -5.0000 +15.0000i -1.2500 + 3.7500i 0.0000 + 0.0000i 0.0000 + 0.0000i

-5.0000 +15.000i 10.8333 -32.4150i -1.6667 + 5.0000i -1.6667 + 5.0000i -2.5000 + 7.5000i

-1.2500 + 3.7500i -1.6667 + 5.0000i 12.9167 -38.6950i -10.0000 +30.0000i 0.0000 + 0.0000i

0.0000 + 0.0000i -1.6667 + 5.0000i -10.0000 +30.0000i 12.9167 -38.6950i -1.2500 + 3.7500i

0.0000 + 0.0000i -2.5000 + 7.5000i 0.0000 + 0.0000i -1.2500 + 3.7500i 3.7500 -11.2100i

] ;

Les valeurs de la ligne DC de système MTDC VSC sont présentées dans les tableaux suivants

Tableau 2.4 : Donnée de convertisseur

Bus dc	Rc	Xc
1	0.0001	0.16428
2	0.0001	0.16428
3	0.0001	0.16428

Tableau 2.5 : Donnée de ligne DC

De Bus	A bas	R	L	b
1	2	0.052	0	0
2	3	0.052	0	0
1	3	0.073	0	0

Matrice de base Y de réseau DC

Y= […

32.9294 -19.2308 -13.6986

-19.2308 38.4615 -19.2308

-13.6986 -19.2308 32.9294

] ;

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre en conclu que les MTDC VSC et mieuxque LCC a causécontrôle les puissances active et réactive et que LCC consomme plus de la puissance réactive. Ainsi en a étudié l'algorithme de flux de puissance AC/DC et étudié les stations de conversion MTDC VSC et leur commande. L'approche démontrée dans le présent document est générale et permet d'inclure les limites de puissance des convertisseurs ainsi que différentes topologies des convertisseurs et comment calcul le flux de puissance AC/DC et voir général sur le bus de slack DC. A la fine en à voir généralement le réseau qui en va étudier.

III.1 Introduction

Afin de démontrer l'efficacité de la proposition algorithme séquentiel, l'alimentation MTDC AC/VSC séquentielle l'algorithme de flux a été intégré au flux de puissance AC programme MATPOWER [87], une boîte à outils MATLAB open source.Le format des données d'entrée est similaire au format utilisé pour ACflux de puissance. Un réseau de courant continu général peut donc être simulé, avec un nombre arbitraire de terminaux et de topologie. Des simulations ont été effectuées sur un réseau d'essai à 5 bus basé sur [80], [81] avec un réseau MTDC à 1terminalet un réseau MTDC à 3terminaux et sur le réseau bus IEEE 300 avec un réseau MTDC à 10 terminaux.

Dans ce chapitre en fais deux simulations une simulation par le logiciel MatACDC sur MATPOWER et autre simulation sur MATLAB de nos programmations.

III.2 Réseau AC 5 bus

Les résultats du réseau à 5 bus sont inclus dans le présent document et sont abordés dans cette section. Figure 3.1 montre les puissances de ligne de la solution de flux de puissance sans réseau MTDC.

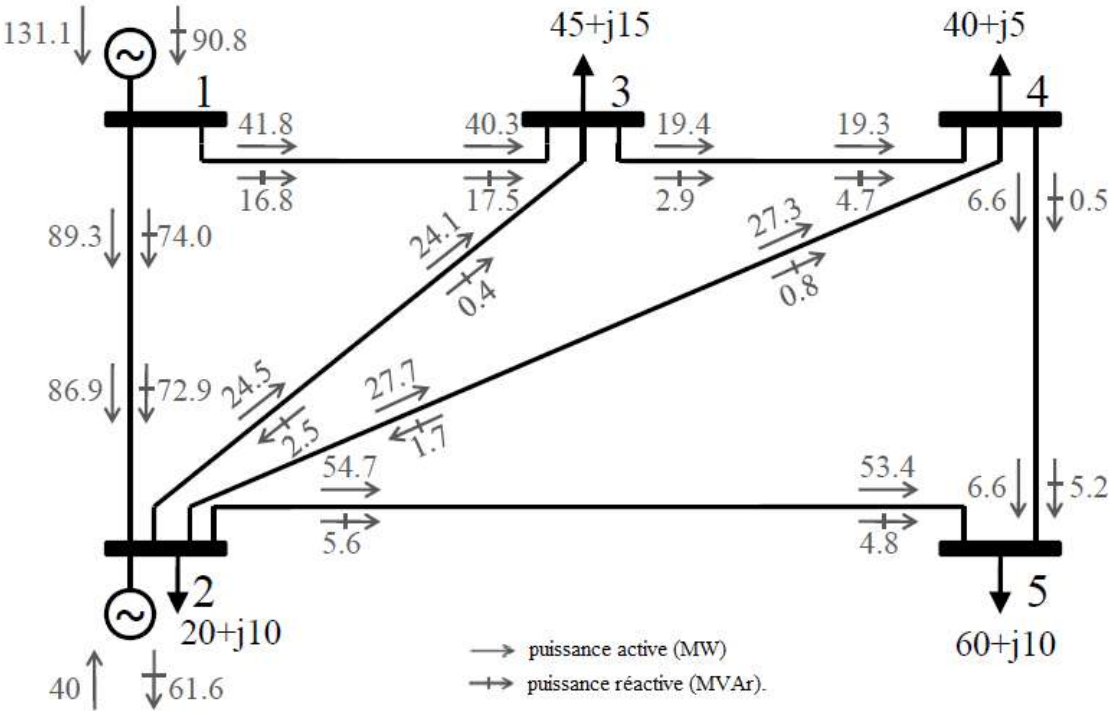


Figure 3.1 : Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus sans le MTDC VSC système.

III.2.1 Résultat de simulation MatACDC

Les tensions de bus de cette solution sont données dans le tableau 3.1 avec le logiciel MatACDC par la formule :

>>runpf('case5_stagg');

Tableau 3.1 : Tension du bus AC MatACDC

Bus	Type	U (p.u.)	δ (deg)
1	Slack	1.060	0.00
2	PV	1.000	-2.06
3	PQ	0.987	-4.64
4	PQ	0.984	-4.96
5	PQ	0.972	-5.77

III.2.2 Résultat de simulation de programme MATLAB

Les tensions de bus de cette solution sont données dans le tableau 3.2 avec MATLAB

Tableau 3.2 : Tension du bus AC simulation MATLAB

Bus	Type	U (p.u.)	δ (deg)
1	Slack	1.0600	0.0000
2	PV	1.0000	-2.0612
3	PQ	0.9872	-4.6367
4	PQ	0.9841	-4.9570
5	PQ	0.9717	-5.7649

III.3 Réseau AC cinq bus avec deux bus MTDC VSC

Le réseau MTDC est connecté entre les bus 2, 3. Le convertisseur au bus 3 est choisi comme convertisseur de jeu DC, contrôlant ainsi la tension sur le réseau DC. Le convertisseur de jeu DC est également utilisé pour contrôler la tension au bus 3, alors que l'autre convertisseur contrôle directement leur injection de puissance réactive (mode Q constant). Les données sur les réacteurs de phase de la station de conversion et les résistances de ligne ont été obtenues de [71].Les résultats sont présentés sans les pertes et avec les pertes avec deux méthodes une méthode de logiciel MatACDC et autre méthode de notre études c'est une méthode de programmation sur MATLAB.

III.3.1 Résultats sans les pertes

Les résultats de l'algorithme séquentiel sont présentés dans les figures 3.2.a et 3.2.b.

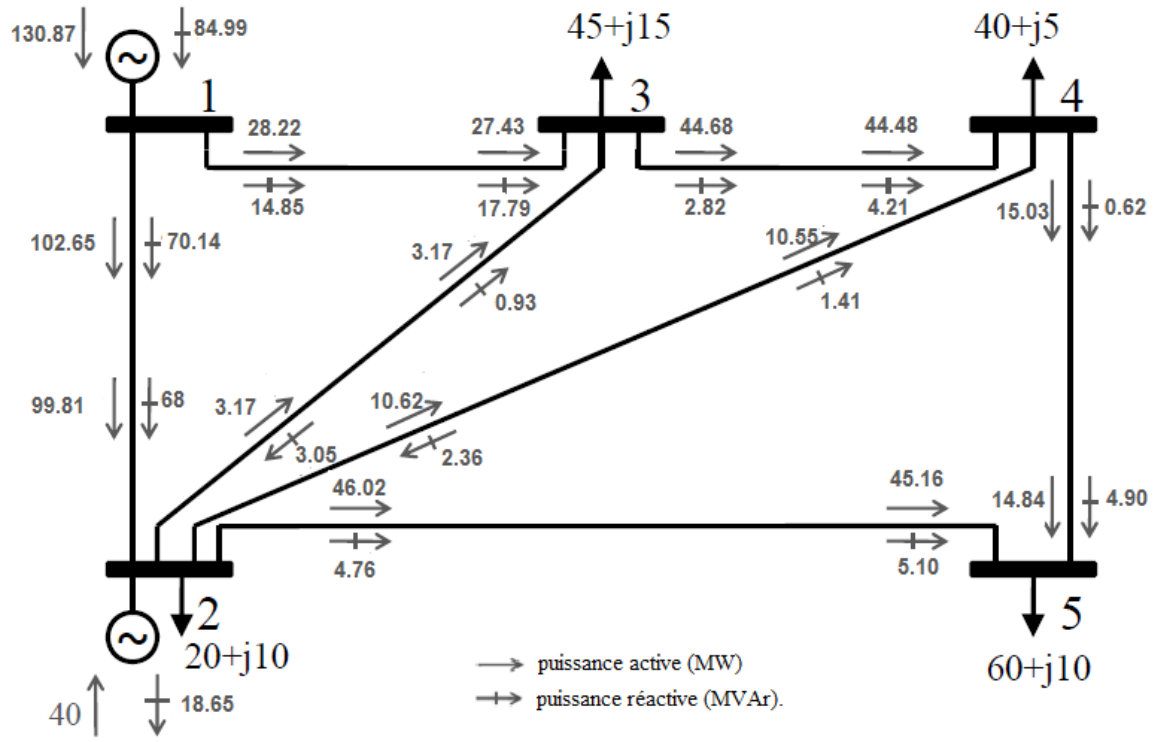


Figure 3.2.a : Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec deux bus MTDC VSC système entre 2 ,3sans les pertes

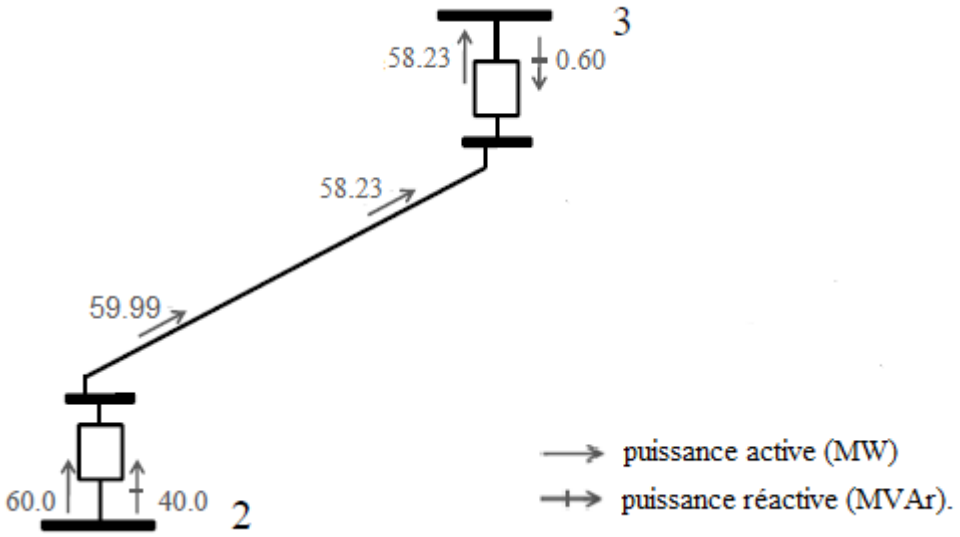


Figure 3.2.b: Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC deux bus VSC sans les pertes.

Les résultats des tensions et des puissances des bus AC, DC et les convertisseurs VSC dans les deux cas sont indiquées dans les tableaux ci-dessous. En considéré que tous les pertes sont négligeables.

III.3.1.1 Résultats de simulation MatACDC

Tableau 3.3 : Ligne AC avec deux bus VSC MTDC sans pertes MatACDC.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.060	0.000
2	1.000	-2.555
3	1.000	-2.946
4	0.994	-3.691
5	0.976	-5.661

Tableau 3.4 : Donnée de bus DC sans pertes MatACDC.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.030	-59.995
2	3	1.000	58.232

Tableau 3.5 : Donnée de convertisseur VSC sans pertes MatACDC.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.939	-8.575	-60.00	-40.00
2	1.004	2.523	58.23	-0.60

Tableau 3.6 : Donnée de VSC puissance sans pertes MatACDC.

Bus	Puissance de convertisseur	
	P(MW)	Q(MVAr)
1	-59.99	-31.46
2	58.23	4.97

Tableau 3.7 : Donnée de branche DC sans pertes MatACDC.

Branche	De bus	À bus	De bus P(MW)	À bus P(MW)	Perte P(MW)
1	1	2	59.99	-58.23	1.76

III.3.1.2 Résultats de simulation de programme MATLAB

Tableau 3.8 : Ligne AC avec 2 bus VSC MTDC sans pertes simulation MATLAB.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.5549
3	1.0000	-2.9460
4	0.9945	-3.6908
5	0.9755	-5.6605

Tableau 3.9 : Donnée de bus DC

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.0303	-59.99
2	3	1.0000	58.23

Tableau 3.10 : Donnée de convertisseur VSC sans pertes simulation MATLAB.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.9394	-8.5753	-60.00	-40.00
2	1.0036	2.5232	58.23	-0.60

Tableau 3.11 : Donnée de VSC puissance sans pertes simulation MATLAB.

Bus	Puissance de convertisseur	
	P(MW)	Q(MVAr)
1	-59.99	-31.46
2	58.23	4.97

Tableau 3.12 : Donnée de branche DC sans pertes simulation MATLAB.

Branche	De bus	À bus	De bus P(MW)	À bus P(MW)	Perte P(MW)
1	1	2	59.99	-58.23	1.76

Après les deux simulations en observe que les deux résultats sont les mêmes avec une précision bien définie de programme MATLAB.

III.3.2 Résultats avec les pertes

Les résultats de l'algorithme séquentiel sont présentés dans les figures 3.3.a et 3.3.b.

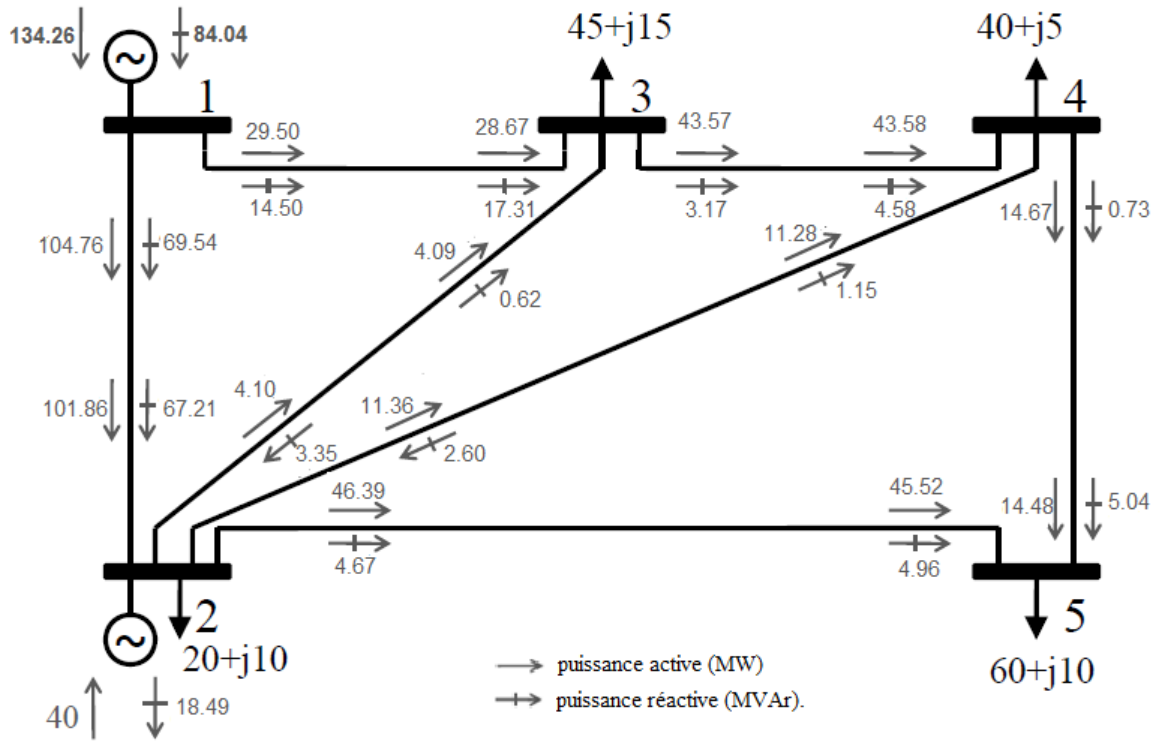


Figure 3.3.a : Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec 2 bus MTDC VSC système entre 2 et 3 avec les pertes.

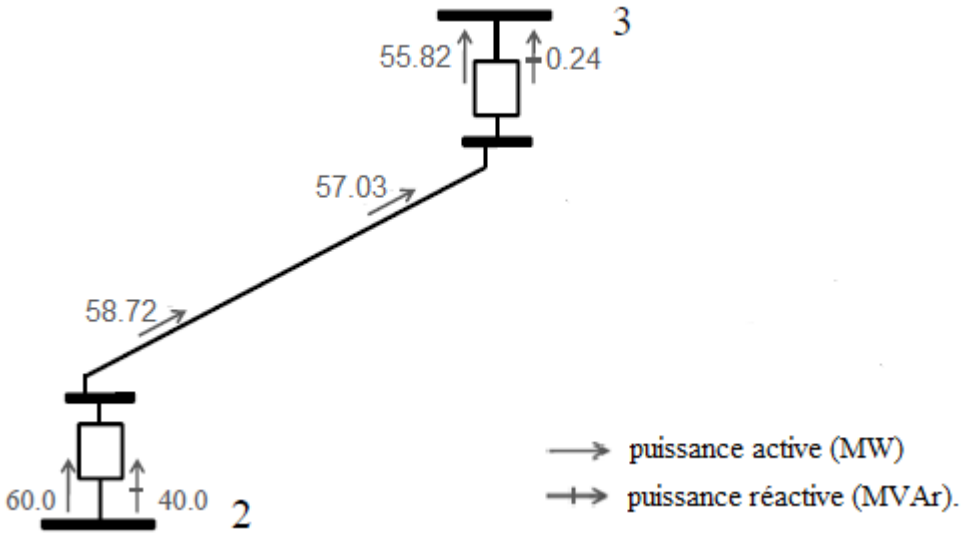


Figure 3.3.b: Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC deux bus VSC avec les pertes.

Les résultats des tensions et des puissances des bus AC, DC et les convertisseurs VSC dans les deux cas sont indiquées dans les tableaux ci-dessous. En néglige seulement les pertes des filtres des stations de conversion.

III.3.2.1 Résultats de simulation MatACDC

Tableau 3.13 : Ligne AC avec 2 bus VSC MTDC avec pertes MatACDC.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.060	0.000
2	1.000	-2.610
3	1.000	-3.080
4	0.994	-3.809
5	0.975	-5.737

Tableau 3.14 : Donnée de bus DC avec pertes MatACDC.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.030	-58.721
2	3	1.000	57.030

Avec P=Pc+Ploss

Tableau 3.15 : Donnée de convertisseur VSC avec pertes MatACDC.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.939	-8.631	-60.00	-40.00

2	1.005	2.157	55.82	0.24

Tableau 3.16 : Donnée de VSC puissance avec pertes MatACDC.

Bus	Puissance de convertisseur		Pertes total
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)
1	-59.99	-31.46	1.27
2	55.82	5.36	1.21
			Total 2.48

Tableau 3.17 : Donnée de branche DC avec pertes MatACDC.

Branche	De bus	À bus	De bus P(MW)	À bus P(MW)	Perte P(MW)
1	1	2	58.72	-57.03	1.69

III.3.2.2 Résultats de simulation de programme MATLAB

Tableau 3.18 : Ligne AC avec 2 bus VSC MTDC avec pertes simulation MATLAB.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.6101
3	1.0000	-3.0798
4	0.9945	-3.8090
5	0.9755	-5.7367

Tableau 3.19 : Donnée de bus DC avec pertes simulation MATLAB.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.0297	-58.7200
2	3	1.0000	57.0300

Avec P=Pc+Ploss

Tableau 3.20 : Donnée de convertisseur VSC avec pertes simulation MATLAB.

	Tension de convertisseur	Bus injection

Bus	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.9394	-8.6306	-60.00	-40.00
2	1.0046	2.1568	55.82	0.24

Tableau 3.21 : Donnée de VSC puissance avec pertes simulation MATLAB.

Bus	Puissance de convertisseur		Pertes total
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)
1	-59.99	-31.46	1.27
2	55.82	5.36	1.21
			Total 2.48

Tableau 3.22 : Donnée de branche DC avec pertes simulation MATLAB.

Branche	De bus	À bus	De bus P(MW)	À bus P(MW)	Perte P(MW)
1	1	2	58.72	-57.03	1.69

Donc les résultats de simulations MatACDC et notre simulation de programme MATLAB en comparaison il n'y a pas des changements de résultats que les résultats de notre simulation est plus précisé.Il ressort de ces tableaux que les pertes de puissance constante représentent la part la plus importante des pertes de la station de conversion. Cela est dû au fait qu'une puissance de base de 100 MW est utilisée pour la connexion MTDC alors que la charge MTDC est maintenue relativement faible.

III.4 Réseau AC cinq bus avec trois bus MTDC VSC

Le réseau MTDC est connecté entre les bus 2, 3 et 5. Le convertisseur au bus 3 est choisi comme convertisseur de jeu DC, contrôlant ainsi la tension sur le réseau DC. Le convertisseur de jeu DC est également utilisé pour contrôler la tension au bus 3, alors que les autres convertisseurs contrôlent directement leurs injections de puissance réactive (mode Q constant). Les données sur les réacteurs de phase de la station de conversion et les résistances de ligne ont été obtenues de [71]. Comme la station de conversion du bus 3 fonctionne en mode de contrôle de la tension, l'injection de puissance réactive est adaptée afin de maintenir Us, 3 égaux à 1,0 p.u. Les résultats sont présentés sans les pertes et avec les pertes avec deux méthodes une méthode de logiciel MatACDC et autre méthode de notre études c'est une méthode de programmation sur MATLAB.

III.4.1 Résultats sans les pertes

Les résultats de l'algorithme séquentiel sont présentés dans les figures 3.4.a et 3.4.b.

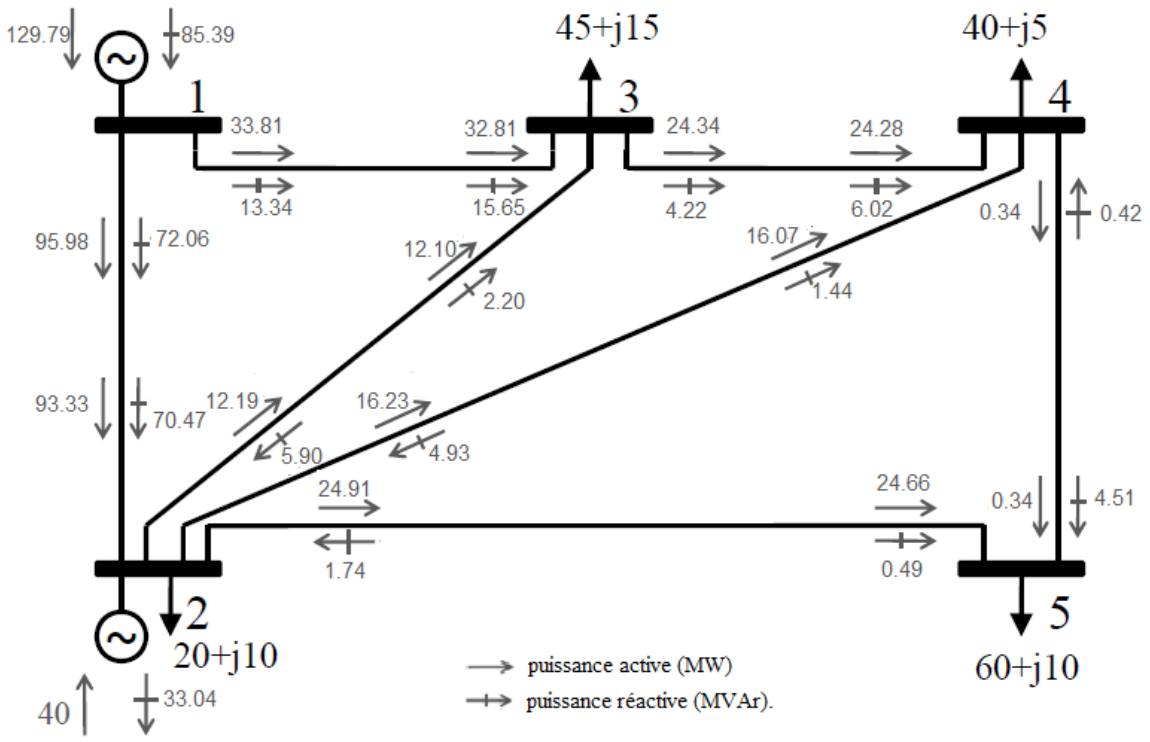


Figure 3.4.a : Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec 3 bus MTDC VSC système entre 2,3 et 5 sans les pertes.

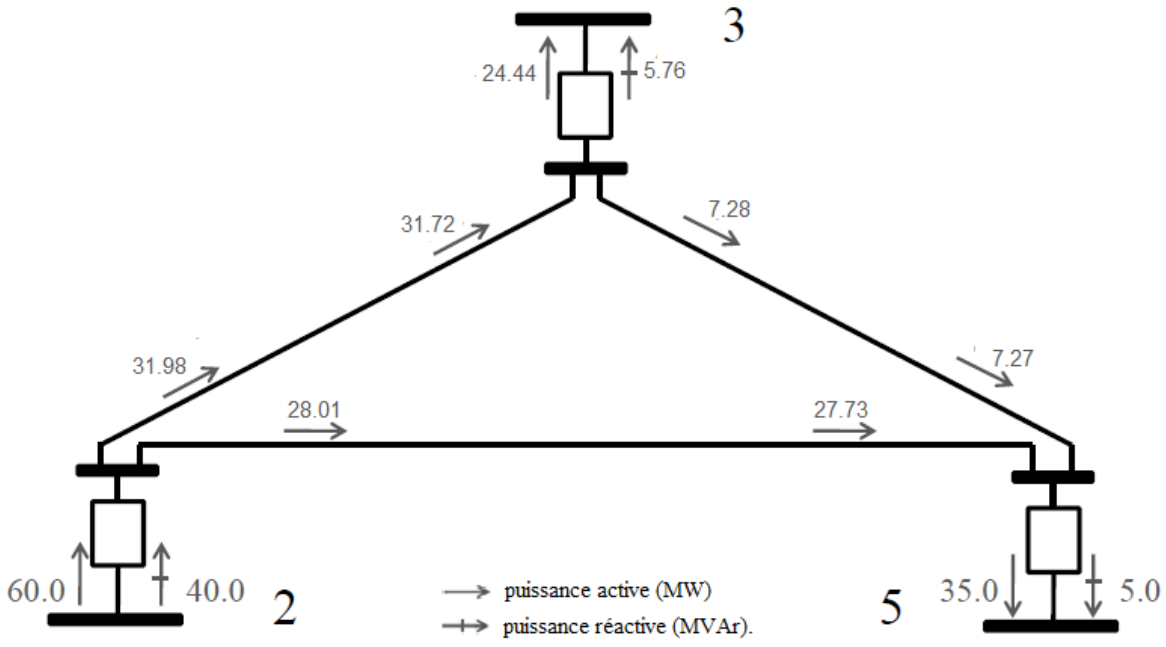


Figure 3.4.b: Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC 3 bus VSC sans les pertes.

Les résultats des tensions et des puissances des bus AC, DC et les convertisseurs VSC dans les deux cas sont indiquées dans les tableaux ci-dessous. En considéré que tous les pertes sont négligeables.

III.4.1.1 Résultats de simulation MatACDC

Tableau 3.23 : Ligne AC avec 3 bus VSC MTDC sans pertes MatACDC.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.060	0.000
2	1.000	-2.298
3	1.000	-3.690
4	0.996	-4.080
5	0.991	-4.032

Tableau 3.24 : Donnée de bus DC sans pertes MatACDC.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.008	-59.995
2	3	1.000	24.436
3	5	0.998	35.001

Tableau 3.25 : Donnée de convertisseur VSC sans pertes MatACDC.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.939	-8.319	-60.00	-40.00
2	1.010	-1.413	24.44	5.76
3	1.001	-0.708	35.00	5.00

Tableau 3.26 : Donnée de VSC puissance sans pertes MatACDC.

Bus	Puissance de convertisseur	
	P(MW)	Q(MVAr)
1	-59.99	-31.46
2	24.44	6.80
3	35.00	7.09

III.4.1.2 Résultats de simulation de programme MATLAB

Tableau 3.27 : Ligne AC avec 3 bus VSC MTDC sans pertes simulation MATLAB.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.3107
3	1.0000	-3.7203
4	0.9960	-4.1068
5	0.9908	-4.0495

Tableau 3.28 : Donnée de bus DC sans pertes simulation MATLAB.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.0163	-59.99
2	3	1.0000	23.89
3	5	0.9961	35.00

Tableau 3.29 : Donnée de convertisseur VSC sans pertes simulation MATLAB.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.9394	-8.3311	-60.00	-40.00
2	1.0106	-1.4947	23.89	5.97
3	1.0008	-0.7255	35.00	5.00

Tableau 3.30 : Donnée de VSC puissance sans pertes simulation MATLAB.

Bus	Puissance de convertisseur	
	P(MW)	Q(MVAr)
1	-59.99	-31.46
2	23.89	6.96
3	35.00	7.09

Après les deux simulations en observe que les deux résultats sont presque les mêmes avec une déférence à cause de précision de notre simulation de programme MATLAB.

III.4.2 Résultats avec les pertes

Les résultats de l'algorithme séquentiel sont présentés dans les figures 3.5.a et 3.5.b.

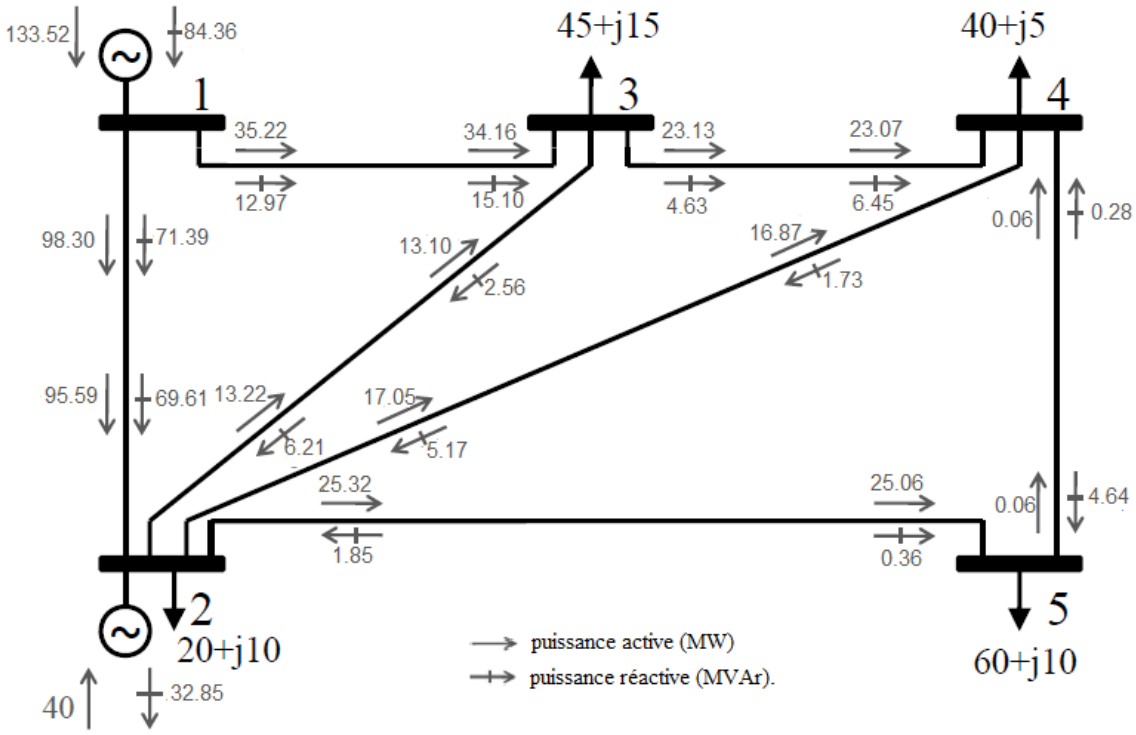


Figure 3.5.a : Puissance de ligne du réseau AC à 5 bus avec 3 bus MTDC VSC système entre 2,3 et 5 avec les pertes.

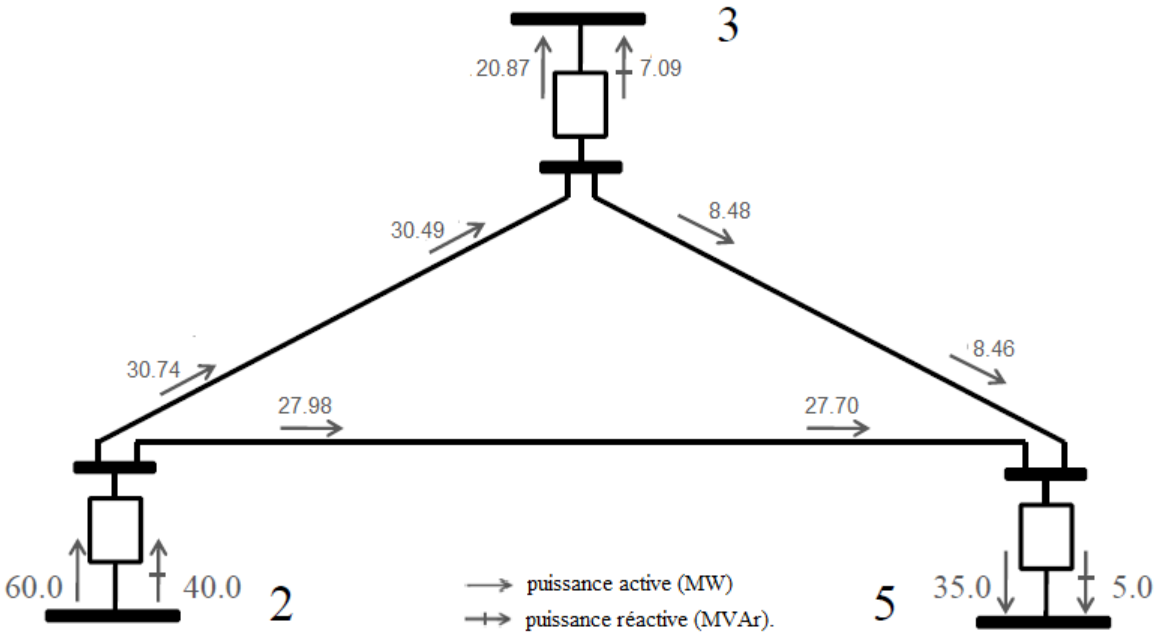


Figure 3.5.b: Puissance de ligne et grille AC injections du système MTDC 3 bus VSC avec les pertes.

Les résultats des tensions et des puissances des bus AC, DC et les convertisseurs VSC dans les deux cas sont indiquées dans les tableaux ci-dessous. En néglige seulement les pertes de filtrations des stations de conversion.

III.4.2.1 Simulation MatACDC

Tableau 3.31 : Ligne AC avec un bus VSC MTDC avec pertes MatACDC.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.381
3	1.0000	-3.889
4	0.996	-4.256
5	0.991	-4.146

Tableau 3.32 : Donnée de bus DC avec pertes MatACDC.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.008	-58.721
2	3	1.000	22.012
3	5	0.998	36.168

Avec P=Pc+Ploss

Tableau 3.33 : Donnée de convertisseur VSC avec pertes MatACDC.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)

1	0.939	-8.401	-60.00	-40.00
2	1.012	-1.948	20.87	7.09
3	1.001	-0.822	35.00	5.00

Tableau 3.34 : Donnée de VSC puissance avec pertes MatACDC.

Bus	Puissance de convertisseur		Pertes total
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)
1	-59.99	-31.46	1.27
2	20.87	7.89	1.14
3	35.00	7.09	1.17
			Total 3.59

III.4.2.2 Simulation de programme MATLAB

Tableau 3.35 : Ligne AC avec un bus VSC MTDC avec pertes simulation MATLAB.

Bus	U (p.u.)	δ (deg)
1	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.3928
3	1.0000	-3.9185
4	0.9960	-4.2819
5	0.9908	-4.1626

Tableau 3.36 : Donnée de bus DC avec pertes simulation MATLAB.

Bus DC	Bus AC	U (p.u.)	P(MW)
1	2	1.0157	-58.72
2	3	1.0000	21.48
3	5	0.9955	36.17

Avec P=Pc+Ploss

Tableau 3.37 : Donnée de convertisseur VSC avec pertes simulation MATLAB.

Bus	Tension de convertisseur		Bus injection	
	U (p.u.)	δ (deg)	P(MW)	Q(MVAr)
1	0.9394	-8.4132	-60.00	-40.00

2	1.0126	-2.0275	20.34	7.29
3	1.0008	-0.8384	35.00	5.00

Tableau 3.38 : Donnée de VSC puissance avec pertes simulation MATLAB.

Bus	Puissance de convertisseur		Pertes total
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)
1	-59.99	-31.46	1.27
2	20.34	8.06	1.14
3	35.00	7.09	1.17
			Total 3.58

Donc les résultats de simulations MatACDC et notre simulation de programme MATLAB en comparaison il n'y a pas grand changement de résultats a cause que les résultats de notre simulation est plus précisé. Il ressort de ces tableaux que les pertes de puissance constante représentent la part la plus importante des pertes de la station de conversion. Cela est dû au fait qu'une puissance de base de 100 MW est utilisée pour la connexion MTDC alors que la charge MTDC est maintenue relativement faible.

III.5 Conclusion

L'algorithme séquentiel de flux de puissance AC/DC présentés dans ce chapitre résout efficacement les réseaux AC contenant des VSC systèmes du MTDC. Les méthodes de solution proposée MatACDC et notre programmation MATLAB est et offre la possibilité d'inclure un système DC arbitraire dans réseaux AC existants. Il n'y a aucune limite de convertisseurs ou sur la topologie de la grille DC. L'algorithme est également précis : les pertes de convertisseur sont représentées par un modèle de perte généralisée basé sur une fonction de second ordre du courant du réacteur et des équations de flux de pleine puissance sont utilisées pour le côté AC du convertisseur. En outre, les points de consigne de puissance sont définis par rapport à la tension du système, qui nécessite une procédure itérative supplémentaire pour le convertisseur de Slack bus DC. Les méthodesest correctement testé. Simulations numériques montrer la validité de l'algorithme pour inclure un VSC arbitraire Système MTDC dans un réseau AC.

Conclusion générale

Ce mémoire présente une méthodologie d'étude de l'écoulement de puissance électrique à courant continu HVDC. Les points essentiels étudiés sont :

- Etude et simulation réseau AC avec des bus MTDC VSC programmable sur MATLAB.

- Modélisation et commande des systèmes VSC-HVDC.

Dans le premier chapitre nous avons présenté l'intérêt fondamental d'un système de transport à courant continu haut tension, ses types et ses configurations ainsi que ses avantages et ses inconvénients.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude du système de transmission VSC-HVDC.Dans ce chapitre, nous avons montré algorithme de flux de puissance AC/DCde convertisseur VSC est leur commande de puissance active et réactive et les pertes de puissance.Dans ce chapitre nous avons montré que l'avantage de ce genre de système VSC que système LCC.

Le troisième chapitre est présenté les résultats de simulation du réseau AC a 5 bus avec des bus MTDC VSC de deux bus et trois bus avec deux méthodes de simulation une méthode de logiciel MatACDC et méthode de notre programme de simulation MATLAB. Dans ce chapitre en a étude l'écoulement de puissance de chaque cas sans les pertes et ainsi avec les pertes.

A travers ce travail nous avons montré que :

-Les systèmes de transmission HVDC à base des IGBT sont plus facile à contrôler ;

-Le système à une réponse rapide ;

_Pendant le défaut, une certaine oscillation apparaît sur les allures des tensions et des courants, mais le système se stabilise rapidement après la disparition du défaut.

_le logiciel MatACDC peut étudier des grands réseaux.

Dans le cadre de nos futurs travaux, et dans l'objectif d'améliorer les performances du système de transmission HVDC, on suggère :

-D'améliorer le contrôle des systèmes VSC-HVDC en utilisant les commandes non linéaires et intelligentes ;

-Le contrôle des puissances active et réactive ;

- Alimentation du système VSC-HVDC par des sources d'énergie renouvelables ;

_Agrandissement de l'établissement des réseaux HVDC pour exporter de l'énergie surtout dans les énergies renouvelables.

A.Logiciel MatACDC

MATACDC est un programme open source libre basé sur MATLAB pour l'analyse de flux de puissance AC/DC. Le programme utilise un algorithme séquentiel de flux de puissance AC/DC et peut-être utilisé pour simuler interconnecté SystèmesAC et convertisseur de source de tension multi-bornes Courant continue haute tension (HVDC VSC) systèmes. En ce qui concerne le flux d'alimentation du système AC, le programme repose entièrement sur MATPOWER, un flux de puissance et un programme de flux de puissance optimale dans MATLAB [1]. Le problème du flux de puissance AC/DC est résolu séquentiellement, ce qui signifie que le programme résout le flux d'alimentation AC/DC en Systèmes AC et systèmes DC. Ce faisant, les quantités du système DC demeurent inchangées pendant la et vice-versa. L'ensemble a été entièrement intégré à l'alimentation les routines de flux développées dans MATPOWER, tout en conservant le code source original MATPOWER inchangé. MATACDC partage la même philosophie que MATPOWER et MATDYN [2, 3] : outil de simulation facile à utiliser et à modifier pour les chercheurs et les éducateurs [4]. MATACDC est disponible [76]. Le code est bien documenté, structuré et facile à modifier.

Licence

• MATACDC est un logiciel libre et open source.

• MATACDC peut être modifié à des fins personnelles à condition que cette licence demeure en vigueur.

• MATACDC n'apporte aucune garantie, pas même la garantie implicite de qualité marchandeur l'aptitude à un usage particulier.

• Toute publication découlant de l'utilisation de MATACDC doit reconnaître MATACDC.

• La MATACDC ne peut être redistribuée sans autorisation écrite préalable.

• Les versions modifiées de MATACDC ou les œuvres dérivées de MATACDC ne peuvent pas être distribuées sans autorisation écrite préalable.

Citant MatACDC

Il est demandé aux publications utilisant MATACDC de le reconnaître explicitement en incluant une référencesur le site Web de MATACDC.
www.esat.kuleuven.be/electa/teaching/matacdc/

B.Le démarrage de logiciel

Cette partie décrite brièvement comment installer MatACDC, exécuter une simulation, modifier l'entrée donnée et d'accéder aux résultats. Elle est simplement destinée à une première compréhension de la façon de commencer travailler avec le logiciel. Les différentes fonctions et compoo6sants sont expliqués plus en détail dans les étapessuivantes et sont accessibles dans MATLAB en utilisant la ligne de commande d'aide.

Installation

Afin d'exécuter les fichiers MATACDC, il est nécessaire d'avoir les programmes suivants installés sur votre ordinateur :

• MATLAB doit être installé

• Le programme d'alimentation à source ouverte MATPOWER doit être installée et ajoutée au chemin MATLAB.MATPOWER est disponible à http://www.pserc.cornell.edu/matpower/.

Veuillez consulter leManuel MATPOWER pour plus d'informations sur la façon d'installer la dernière version stable du programme.MATACDC a été testé avec la dernière version stable MATPOWER 4.1.

• MATACDC doit être installé1, et de préférence ajouté au chemin MATLAB.

Il est également conseillé d'ajouter les sous-répertoires .../Cases/PowerflowAC et .../Cases/PowerflowDC au chemin.Pour vérifier si tous les composants du programme sont installés correctement, vous pouvez lancer test acdcpf.m fichier.

Exécution d'une simulation

La routine de flux d'énergie MATACDC est lancée par la commande runacdcpf :

>>runacdcpf(...) ;

La commande runacdcpf nécessite deux types de données d'entrée : les données de flux de puissance MATPOWER AC et les données du système DC de MATACDC.

>>runacdcpf('case5_stagg','case5_stagg_MTDCslack') ;

Modification des données d'entrée

Similaire à l'utilisation de la commande loadcase avec un fichier de cas MATPOWER, les données de flux de puissance cc peuvent êtrechargées dans une structure avec la commande loadcasedc.

>>mpcdc = loadcasedc(casefiledc);

Il est également possible de charger les matrices de données individuelles en utilisant

>> [basemvaac, basemvadc, pol, busdc, convdc, branchdc] = loadcasedc(casefiledc);

En chargeant d'abord les fichiers d'entrée, il est possible de modifier les données :

>>define_constantsdc;

>>mpcdc = loadcasedc('case5_stagg_MTDCslack');

>>mpcdc.convdc(3,CONVTYPE_AC) = PVC;

>>runacdcpf('case5_stagg', mpcdc);

Semblable au script define_constants dans MATPOWER, define_constantsdc charge les noms des indices de colonnes des matrices de données busdc, convdc et branchdc. Dans l'exemple ci-dessus, le troisième convertisseur dans le fichier slack5_stagg_MTDCslack est remplacé par le contrôle de la tension CA avant de lancer la simulation de flux d'alimentation AC/DC.

Utilisation des résultats

Les résultats sont facilement accessibles après le flux de puissance AC/DC :

>> [resultsac, resultsdc] = runacdcpf(casefileac, casefiledc);

Le résultat de la structure de données contient tous les résultats de flux de courant alternatif et utilise la norme MATPOWERformat de structure de données, limité aux champs baseMVA, bus, gen et branch. La structure de données resultsdccontient toutes les données de flux de puissanceDC.

De manière similaire à la modification des fichiers d'entrée dans l'exemple de la section précédente, on peut accéder aux éléments de données individuels utilisant les indices de colonne nommés :

>>define_constantsdc;

>> [mpc, mpcdc] = runacdcpf('case5_stagg','case5_stagg_MTDCslack') ;

>>Vdc = mpcdc.busdc(:,VDC);

Dans cet exemple, les tensions des différents bus CC sont stockées dans le vecteur Vdc.

Options de flux de puissance

Lors de l'utilisation des lignes de commande des sections précédentes, MATACDC utilise le programme par défautoptions. Il est également possible d'exécuter un flux de puissance avec des paramètres de programme modifiés.

>> [resultsac, resultsdc] = runacdcpf(casefileac,casefiledc,optionsdc);

La commande macdcoption est utilisée pour définir les options de programme par défaut. Les indices du vecteur d'options résultants sont définis dans le fichier et sont facilement accessibles à l'aide de la commande help.

>>opt = macdcoption;

>>opt(10) = 1; % appliquer les limites de courant et de tension du convertisseur

>>runacdcpf('case5_stagg','case5_stagg_MTDCslack', opt);

Dans cet exemple, les limites du convertisseur sont appliquées pendant le flux de puissance. En conséquence, la limite de puissance réactive dans le convertisseur 1 est atteinte et la commande du convertisseur passe de la commande de tension AC à l'injection Q constante.

C.Résultats de simulation de logiciel MatACDC

Résultat de simulation réseau AC

[mpc, mpcdc] = runacdcpf('case5_stagg');

On a obtenu :

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)

Newton'smethod power flow convergedin 3 iterations.

Convergedin 0.88 seconds

```
================================================================================
|     System Summary                                                          |
================================================================================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    -------------------  -------------  -----------------
Buses                5     Total GenCapacity     550.0        -800.0 to 800.0
Generators           2     On-line Capacity      550.0        -800.0 to 800.0
Committed Gens       2     Generation (actual)   171.1              29.2
Loads                4     Load                  165.0              40.0
Fixed                4     Fixed                 165.0              40.0
Dispatchable         0     Dispatchable          -0.0 of -0.0       -0.0
```

Shunts 0 Shunt (inj) -0.0 0.0
Branches 7 Losses (I^2 * Z) 6.12 18.37
Transformers 0 Branch Charging (inj) - 29.1
Inter-ties 0 Total Inter-tie Flow 0.0 0.0
Areas 1

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.972 p.u. @ bus 5	1.060 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-5.76 deg @ bus 5	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)	-	2.49 MW @ line 1-2
Q Losses (I^2*X)	-	7.46 MVAr @ line 1-2

Bus Data						
Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVAr)	Load P (MW)	Load Q (MVAr)
1	1.060	0.000*	131.12	90.82	-	-
2	1.000	-2.061	40.00	-61.59	20.00	10.00
3	0.987	-4.637	-	-	45.00	15.00
4	0.984	-4.957	-	-	40.00	5.00
5	0.972	-5.765	-	-	60.00	10.00
Total:			171.12	29.22	165.00	40.00

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
1	1	2	89.33	74.00	-86.85	-72.91	2.486	7.46
2	1	3	41.79	16.82	-40.27	-17.51	1.518	4.55
3	2	3	24.47	-2.52	-24.11	-0.35	0.360	1.08
4	2	4	27.71	-1.72	-27.25	-0.83	0.461	1.38
5	2	5	54.66	5.56	-53.44	-4.83	1.215	3.65
6	3	4	19.39	2.86	-19.35	-4.69	0.040	0.12
7	4	5	6.60	0.52	-6.56	-5.17	0.043	0.13
Total:							6.122	18.37

Résultat de simulation réseau AC avec deux bus MTDC VSC

[mpc, mpcdc] = runacdcpf('case5_stagg','case5_stagg_HVDCptp');

On a obtenu :

Sequential solution methodconvergedin 3 iterations

Convergedin 1.93 seconds

```
================================================================
==================
|     System Summary                                          |
================================================================
==================

How many?                How much?              P (MW)            Q (MVAr)
---------------------    --------------------  -------------  -----------------
Buses               5    Total GenCapacity      550.0         -800.0 to 800.0
Generators          2    On-line Capacity       550.0         -800.0 to 800.0
Committed Gens      2    Generation (actual)    174.3               65.5
Loads               4    Load                   165.0               40.0
Fixed               4    Fixed                  165.0               40.0
Dispatchable        0    Dispatchable           -0.0 of -0.0        -0.0
Shunts              0    Shunt (inj)            -0.0                0.0
Branches            7    Losses (I^2 * Z)        5.07               15.21
Transformers        0    Branch Charging (inj)   -                  29.4
Inter-ties          0    Total Inter-tie Flow    0.0                0.0
Areas               1

                         Minimum                      Maximum
                  -------------------------  -------------------------------
Voltage Magnitude   0.975 p.u. @ bus 5          1.060 p.u. @ bus 1
Voltage Angle      -5.74 deg   @ bus 5          0.00 deg   @ bus 1
P Losses (I^2*R)             -                 2.90 MW    @ line 1-2
Q Losses (I^2*X)             -                 8.70 MVAr  @ line 1-2

================================================================
==================
|     Bus Data                                                 |
================================================================
==================
 Bus      Voltage          GenerationLoad
  #   Mag(pu) Ang(deg)   P (MW)   Q (MVAr)   P (MW)   Q (MVAr)
----- ------- --------  --------  --------  --------  --------
1  1.060    0.000*   134.26     84.04       -         -
2  1.000   -2.610     40.00    -18.49      20.00     10.00
3  1.000   -3.080       -         -        45.00     15.00
4  0.994   -3.809       -         -        40.00      5.00
5  0.975   -5.737       -         -        60.00     10.00
                    --------  --------  --------  --------
```

Total: 174.26 65.55 165.00 40.00

==========
==========
| Branch Data |
==========
==========
BrnchFrom To From Bus Injection To Bus Injection Loss (I^2 * Z)
Bus Bus P (MW) Q (MVAr) P (MW) Q (MVAr) P (MW) Q (MVAr)
----- ----- ----- -------- -------- -------- -------- -------- --------
1 1 2 104.76 69.54 -101.86 -67.21 2.900 8.70
2 1 3 29.50 14.50 -28.67 -17.31 0.833 2.50
3 2 3 4.10 -3.35 -4.09 -0.62 0.011 0.03
4 2 4 11.36 -2.60 -11.28 -1.15 0.078 0.23
5 2 5 46.39 4.67 -45.52 -4.96 0.876 2.63
6 3 4 43.57 3.17 -43.38 -4.58 0.192 0.57
7 4 5 14.67 0.73 -14.48 -5.04 0.182 0.55
-------- --------
Total: 5.071 15.21

==========
==========
| DC bus data |
==========
==========
Bus Bus Voltage Power
DC # AC # Mag(pu) P (MW)
----- ---- --------- --------
1 2 1.030 -58.721
2 3 1.000 57.030

==========
==========
| VSC Converter Data |
==========
==========
Bus Bus injection Converter Voltage Total loss
DC# P (MW) Q (MVAr) Mag(pu) Ang(deg) P (MW)
----- ------- -------- ------- -------- -----------
1 -60.00 -40.00 0.939 -8.631 1.28
2 55.82 0.24 1.005 2.157 1.21

Total: 2.49

Bus Converter power Filter Transfo lossReactorloss Converter loss

```
 DC#  P (MW) Q (MVAr)  Q (MVAr)  P (MW) Q (MVAr)  P (MW) Q (MVAr)    P
(MW)
----- ------- -------  --------  ------ --------  ------ -------- --------------
  1   -59.99  -31.46    0.00     0.00    0.00     0.01    8.54        1.27
  2    55.82    5.36    0.00     0.00    0.00     0.00    5.12        1.21
                        ------ --------  ------ -------- --------------
Total:      0.00    0.00     0.01   13.66        2.48

Bus  Grid power       TrafFilt.PowerFilterConvFilt. Pwr    Converter Power
 DC#  P (MW) Q (MVAr)  P (MW) Q (MVAr)  Q (MVAr)  Q (MVAr)         P (MW)
Q (MVAr)
----- ------ --------  ------ --------  --------  --------------   ------ --------
  1   -60.00  -40.00  -60.00   -40.00    0.00     -40.00          -59.99  -31.46
  2    55.82    0.24   55.82     0.24    0.00       0.24           55.82    5.36
==========================================================================
====================
|    DC branch data                                                      |
==========================================================================
====================
BrnchFrom   To     From Bus    To Bus      Loss
  #     Bus    Bus    P (MW)      P (MW)      P (MW)
-----  -----  -----  --------    --------    --------
  1      1      2     58.72      -57.03        1.69
                                  --------
Total:          1.69
```

Résultat de simulation réseau AC avec trois bus MTDC VSC

```
 [mpc, mpcdc] = runacdcpf('case5_stagg','case5_stagg_MTDCslack');
```

On a obtenu :

```
Sequential solution methodconvergedin 3 iterations

Convergedin 0.29 seconds
==========================================================================
====================
|    System Summary                                                      |
==========================================================================
====================

How many?                How much?              P (MW)           Q (MVAr)
---------------------    ------------------  -------------  -----------------
Buses               5    Total GenCapacity     550.0        -800.0 to 800.0
Generators          2    On-line Capacity      550.0        -800.0 to 800.0
Committed Gens      2    Generation (actual)   173.5              51.5
Loads               4    Load                  165.0              40.0
Fixed               4    Fixed                 165.0              40.0
Dispatchable        0    Dispatchable          -0.0 of -0.0       -0.0
```

Shunts 0 Shunt (inj) -0.0 0.0
Branches 7 Losses (I^2 * Z) 4.39 13.16
Transformers 0 Branch Charging (inj) - 29.6
Inter-ties 0 Total Inter-tie Flow 0.0 0.0
Areas 1

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.991 p.u. @ bus 5	1.060 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-4.26 deg @ bus 4	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)	-	2.71 MW @ line 1-2
Q Losses (I^2*X)	-	8.14 MVAr @ line 1-2

Bus Data

Bus #	Voltage Mag(pu)	Ang(deg)	Generation P (MW)	Q (MVAr)	Load P (MW)	Q (MVAr)
1	1.060	0.000*	133.52	84.36	-	-
2	1.000	-2.381	40.00	-32.85	20.00	10.00
3	1.000	-3.889	-	-	45.00	15.00
4	0.996	-4.256	-	-	40.00	5.00
5	0.991	-4.146	-	-	60.00	10.00
Total:			173.52	51.51	165.00	40.00

Branch Data

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection P (MW)	From Bus Injection Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss (I^2 * Z) P (MW)	Loss (I^2 * Z) Q (MVAr)
1	1	2	98.30	71.39	-95.59	-69.61	2.715	8.14
2	1	3	35.22	12.97	-34.16	-15.10	1.060	3.18
3	2	3	13.22	-6.21	-13.10	2.56	0.116	0.35
4	2	4	17.05	-5.17	-16.87	1.73	0.180	0.54
5	2	5	25.32	-1.85	-25.06	-0.36	0.256	0.77
6	3	4	23.13	4.63	-23.07	-6.45	0.057	0.17
7	4	5	-0.06	-0.28	0.06	-4.64	0.004	0.01
Total:			4.388	13.16				

DC bus data

```
==========================================================
==================
 Bus   Bus   Voltage    Power
 DC #  AC #  Mag(pu)    P (MW)
-----  ----  ---------  --------
  1     2     1.008    -58.721
  2     3     1.000     22.012
  3     5     0.998     36.168

==========================================================
==================
|    VSC Converter Data                                  |
==========================================================
==================
 Bus     Bus injection          Converter Voltage              Total loss
 DC#   P (MW)   Q (MVAr)        Mag(pu) Ang(deg)                P (MW)
-----  -------  --------        ------- --------              -----------
  1   -60.00   -40.00           0.939   -8.401                   1.28
  2    20.87     7.09           1.012   -1.948                  1.14
  3    35.00     5.00           1.001   -0.822                  1.17
                                                    ------
Total:      3.59

Bus  Converter power    Filter    Transfo lossReactorloss     Converter loss
 DC#  P (MW) Q (MVAr)  Q (MVAr)  P (MW) Q (MVAr)  P (MW) Q (MVAr)    P
(MW)
----- ------- -------  --------  ------ --------  ------ -------- --------------
  1   -59.99  -31.46    0.00     0.00    0.00     0.01    8.54       1.27
  2    20.87    7.89    0.00     0.00    0.00     0.00    0.80       1.14
  3    35.00    7.09    0.00     0.00    0.00     0.00    2.09       1.17
                       ------ --------  ------ -------- --------------
Total:      0.00    0.00     0.01   11.43       3.58

Bus  Grid power       TrafFilt.PowerFilterConvFilt. Pwr    Converter Power
 DC#  P (MW) Q (MVAr)  P (MW) Q (MVAr)  Q (MVAr)  Q (MVAr)         P (MW)
Q (MVAr)
----- ------ --------  ------ --------  --------  --------------   ------ --------
  1   -60.00  -40.00  -60.00   -40.00    0.00     -40.00          -59.99  -31.46
  2    20.87    7.09   20.87     7.09    0.00       7.09           20.87    7.89
  3    35.00    5.00   35.00     5.00    0.00       5.00           35.00    7.09


==================
|    DC branch data                                      |
```

```
================================================================
==================
Brnch From   To     From Bus    To Bus      Loss
  #    Bus    Bus    P (MW)      P (MW)      P (MW)
-----  -----  -----  ---------   ---------   ---------
   1     1      2     30.74      -30.49        0.24
   2     2      3      8.48       -8.46        0.02
   3     1      3     27.98      -27.70        0.28
                                  --------
Total:         0.54
```

Références

[1] S. Gordon, “Supergrid to the rescue,” Power Engineer, vol. 20, no. 5, pp. 30–33, Oct.-Nov. 2006.

[2] W. Lu and B.-T. Ooi, “Optimal acquisition and aggregation of offshore wind power by multiterminal voltage-source HVDC,” IEEE Trans. Power Del., vol. 18, no. 1, pp. 201–206, 2003.

[3] C. M. Ong and A. Hamzei-nejad, “A general-purposemultiterminal DC load-flow,” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-100, no. 7, pp. 3166– 3174, Jul. 1981.

[4] M. El-Marsafawy and R. Mathur, “A new, fast technique for loadflow solution of integrated multi-terminal AC/DC systems,” IEEE Trans. Power App. Syst., vol. 99, no. 1, p. 10, Jan./Feb. 1980.

[5] P. Kundur, Power System Stability and Control. McGraw-Hill Inc, New York, 1993.

[6]Jef Beerten, Modeling and Control of DC Grids, ARENBERG DOCTORAL SCHOOL, Mai 2013

[7] S. Cole, “Steady-state and dynamicmodelling of VSC HVDC systems for power system simulation,” Ph.D. dissertation, University of Leuven (KU Leuven), Heverlee, Belgium, Sep. 2010.

[8] V. Botan, J. Waldmeyer, M. Kunow, and K. Akurati, “Six inch thyristors for UHVDC transmission,” in Proc PCIM Europe 2010, Nüremberg, Germany, May 4–6, 2010.

[9] V. F. Lescale, U. Åström, W. Ma, and Z. Liu, “The Xiangjiaba-Shanghai 800kV UHVDC project – status and special aspects,” in Proc. CIGRÉ 2010, Paris, France, Aug. 22–27, 2010.

[10] Z. Lui, L. Gao, W. Zuli, J. Zhang, and L. Lu, “R&D progress of ±1100kV UHVDC technology,” in Proc. CIGRÉ 2012, Paris, France, Aug. 26–31, 2012.

[11] C.-K. Kim, V. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, and S.-J. Lee, HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems. John Wiley& Sons, 2009.

[12] R. Adapa, “High-wireact:HVdctechnology: The state of the art,” IEEE Power Energy Mag., vol. 10, no. 6, pp. 18–29, Nov. 2012.

[13] L. Zhang, “Modeling and control of VSC-HVDC links connected to weak AC systems,” Ph.D. dissertation, Royal Institute of Technology, (KTH), Stockholm, Sweden, 2010.

[14] J. Arrillaga, Y. Liu, and N. R. Watson, Flexible Power Transmission – The HVDC option, 1st ed. West Sussex, England: John Wiley& Sons, 2007.

[15] N. Ottosson and L. Kjellin, “Modular back-to-back HVDC, withcapacitorcommutatedconverters (CCC),” in Proc. IEEE AC-DC Power Transmission, Nov. 28–30, 2001, pp. 55–59.

[16] J. Graham, T. Holmgren, P. Fischer, and N. Shore, “The Rio Madeira HVDC system – design aspects of bipole 1 and the connector to AcreRondônia,” in Proc. CIGRÉ 2012, Paris, France, Aug. 26–31, 2012.

[17] J. Arrillaga, Y. Liu, N. R. Watson, and N. Murray, Self-CommutatingConverters for High Power Applications, 1st ed. West Sussex, United Kingdom: John Wiley& Sons, 2009.

[18] B. Jacobson, B. Westman, and M. Bahrman, "500 kV VSC transmission system for lines and cables," in Proc. CIGRÉ B4 Colloquium, San Francisco, USA, Mar. 2012.

[19] G. Asplund, K. Eriksson, and K. Svensson, "DC transmission based on voltage source converters," in Proc. CIGRÉ SC14 Colloquium, South Africa, 1997.

[20] "It's time to connect - technical description of HVDC Light technology," ABB, Tech. Rep., Mar. 2008.

[21] B. R. Andersen and L. Xu, "Hybrid HVDC system for power transmission to island networks," IEEE Trans. Power Del., vol. 19, no. 4, pp. 1884–1890, Oct. 2004.

[22] S. Bozhko, G. Asher, R. Li, J. Clare, and L. Yao, "Large offshore DFIGbasedwindfarmwith line-commutated HVDC connection to the main grid: Engineering studies," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 23, no. 1, pp. 119–127, 2008.

[23] Y. Jiang-Hafner, H. Duchen, M. Karlsson, L. Ronstrom, and B. Abrahamsson, "HVDC with voltage source converters - a powerful standby black start facility," in Proc. T&D Transmission and Distribution Conference and Exposition IEEE/PES, 2008.

[24] L. Ronström, M. Hoffstein, R. Pajo, and M. Lahtinen, "The Estlink HVDC Light transmission system," in Proc. CIGRÉ Regional Meeting – Security and Reliability of Electric Power Systems, Tallinn, Estonia, Jun. 18–20, 2007.

[25] C. Du, "VSC-HVDC for industrial power systems," Ph.D. dissertation, ChalmersUniversity of Technology, Göteborg, Sweden, 2007.

[26] S. Dodds, B. Railing, K. Akman, B. Jacobson, T. Worzyk, and B. Nilsson, "HVDC VSC (HVDC light) transmission – operating experiences," in Proc. CIGRÉ 2010, Paris, France, Aug. 22–27, 2010, 9 pages.

[27] R. Sellick and M. Åkerberg, "Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) site aspects, for a 500MW 400kV HVDC transmission scheme," in Proc. IET ACDC 2012, Birmingham, UK, Dec. 4–6, 2012, 6 pages.

[28] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, "VSC-based HVDC power transmission systems: An overview," IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 3, pp. 592–602, 2009.

[29] L. Xu and V. G. Agelidis, "VSC transmission system usingflyingcapacitormultilevelconverters and hybrid PWM control," IEEE Trans. Power Del., vol. 22, no. 1, pp. 693–702, Jan. 2007.

[30] A. Lesnicar and R. Marquardt, "An innovative modularmultilevelconvertertopologysuitable for a wide power range," in Proc. IEEE PowerTech, Bologna, Italy, 2003.

[31] M. Glinka and R. Marquardt, "A new AC/AC multilevelconverterfamily," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 52, no. 3, pp. 662–669, 2005.

[32] S. Allebrod, R. Hamerski, and R. Marquardt, “New transformerless, scalable modularmultilevelconverters for HVDC-transmission,” in Proc. IEEE Power Electronics SpecialistsConference PESC 2008, 2008, pp. 174–179.

[33] J. Dorn, H. Huang, and D. Retzmann, “A new multilevel voltage-sourcedconvertertopology for HVDC applications,” in Proc. CIGRÉ 2008, Paris, France, Aug. 24–29, 2008.

[34] M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, and D. Soerangr, “HVDC PLUS - basics and principle of operation,” Siemens, Tech. Rep., 2008.

[35] B. Jacobson, P. Karlsson, G. Asplund, L. Harnefors, and T. Jonsson, “VSC-HVDC transmission withcascadedtwo-levelconverters,” in Proc. CIGRÉ 2010, Paris, France, Aug. 22–27, 2010.

[36] “HVDC-VSC: transmission technology of the future,” Alstom Grid, Tech. Rep., 2011, (Last accessed: 23/02/2013). [Online]. Available: http://www.alstom.com/Global/Grid/Resources/Documents/ Smart%20Grid/Think-Grid-08-%20EN.pdf

[37] M. Barnes and A. Beddard, “Voltage source converter HVDC links – the state of the art and issues goingforward,” Energy Procedia, vol. 24, pp. 108 – 122, Aug. 2012, selectedpapersfromDeepSea Offshore Wind R&D Conference, Trondheim, Norway, Jan. 19–20, 2012.

[38] C. Davidson and D. Trainer, “Innovative concepts for hybrid multi-levelconverters for hvdc power transmission,” in Proc. IET ACDC 2010, Oct. 20–21, 2010, 5 pages.

[39] M. Merlin, T. Green, P. Mitcheson, D. Trainer, D. Critchley, and R. Crookes, “A new hybrid multi-level voltage-source converterwith DC fault blocking capability,” in Proc. IET ACDC 2010, London, UK, Oct. 20–21, 2010, 5 pages.

[40] G. P. Adam, K. H. Ahmed, S. J. Finney, K. Bell, and B. W. Williams, “New breed of network fault-tolerant voltage-source-converter HVDC transmission system,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 1, pp. 335– 346, Feb. 2013.

[41] R. Feldman, M. Tomasini, J. Clare, P. Wheeler, D. Trainer, and R. Whitehouse, “A lowlossmodularmultilevel voltage source converter for HVDC power transmission and reactive power compensation,” in Proc. IET ACDC 2010, London, UK, Oct. 20–21, 2010.

[42] T. Worzyk, Submarine Power Cables – Design, Installation, Repair, Environmental Aspects. Berlin: Springer-Verlag, 2009.

[43] CIGRÉ Working Group B4-52, “HVDC gridfeasibilitystudy,” Final Report, Dec. 2012.

[44] T. Magg, M. Manchen, E. Krige, E. Kandjii, R. Pålsson, and J. Wasborg, “Caprivi link HVDC interconnector – the first VSC transmission withoverheadlines,” in Proc. CIGRÉ 2012, Paris, France, Aug. 26–31, 2012.

[45] “Kort om sydvästlänken – informationsblad,” Jan. 24, 2013, (Last accessed: 23/02/2013). [Online]. Available: http://www.svk.se/Global/03_Projekt/ Pdf/SydVastlanken/Faktablad_sydvastlanken_20130124.pdf

[46] CIGRÉ Working Group B4.37, “VSC transmission,” Final Report, Apr. 2005.

[47] L. Zhang, L. Harnefors, and H.-P. Nee, “Modeling and control of VSCHVDC links connected to islandsystems,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 2, pp. 783–793, 2011.

[48] L. Zhang, H.-P. Nee, and L. Harnefors, “Analysis of stability limitations of a VSC-HVDC linkusing power-synchronization control,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 3, pp. 1326–1337, 2011.

[49] C. Du, M. H. J. Bollen, E. Agneholm, and A. Sannino, “A new control strategy of a VSC-HVDC system for high-qualitysupply of industrial plants,” IEEE Trans. Power Del., vol. 22, no. 4, pp. 2386–2394, Oct. 2007.

[50] L. Xu, B. Andersen, and P. Cartwright, “VSC transmission operating underunbalanced AC conditions – analysis and control design,” IEEE Trans. Power Del., vol. 20, no. 1, pp. 427–434, Jan. 2005.

[51] C. Du, E. Agneholm, and G. Olsson, “Use of VSC-HVDC for industrialsystemshavingonsitegenerationwithfrequency control,” IEEE Trans. Power Del., vol. 23, no. 4, pp. 2233–2240, Oct. 2008.

[52] ——, “Comparison of differentfrequencycontrollers for a VSC-HVDC supplied system,” IEEE Trans. Power Del., vol. 23, no. 4, pp. 2224–2232, Oct. 2008.

[53] Y. Pipelzadeh, B. Chaudhuri, and T. C. Green, “Control coordination within a VSC HVDC link for power oscillation damping: A robustdecentralizedapproachusinghomotopy,” IEEE Trans. Control Syst. Technol., 2012.

[54] R. Preece, N. C. Woolley, and J. V. Milanović, “The probabilistic collocation method for power-system damping and voltage collapse studies in the presence of uncertainties,” IEEE Trans. Power Syst., 2013.

[55] P. Bresesti, W. L. Kling, R. L. Hendriks, and R. Vailati, “HVDC connection of offshore windfarms to the transmission system,” IEEE Trans. Energy Convers., vol. 22, no. 1, pp. 37–43, 2007.

[56] C. Meyer, M. Hoing, A. Peterson, and R. W. De Doncker, “Control and design of DC grids for offshore windfarms,” IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 43, no. 6, pp. 1475–1482, 2007.

[57] “It’s time to connect – with offshore windsupplement,” ABB, Tech. Rep., Apr. 2010.

[58] B. Van Eeckhout, D. Van Hertem, M. Reza, K. Srivastava, and R. Belmans, “Economiccomparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore windfarm,” European Transactions on Electrical Power, vol. 20, no. 5, pp. 661–371, Jul. 2009.

[59] O. Gomis-Bellmunt, A. Junyent-Ferre, A. Sumper, and J. Bergas-Jané, “Control of a windfarmbased on synchronousgeneratorswith a central HVDC-VSC converter,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 3, pp. 1632–1640, Aug. 2011.

[60] L. Zeni, I. Margaris, A. Hansen, P. Sørensen, and P. Kjær, “Genericmodels of wind turbine generators for advanced applications in a VSCbased offshore HVDC network,” in Proc. IET ACDC 2012, Birmingham, UK, Dec. 4–6, 2012.

[61] P. Sandeberg and L. Stendius, “Large scale offshore wind power energyevacuation by HVDC Light,” in Proc. EWEC 2008, Brussels, Belgium, Apr. 3, 2008.

[62] C. Feltes, H. Wrede, F. W. Koch, and I. Erlich, “Enhancedfaultridethroughmethod for windfarmsconnected to the gridthrough VSC-based HVDC transmission,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1537– 1546, Aug. 2009.

[63] L. Xu, L. Yao, and C. Sasse, “Gridintegration of large DFIG-basedwindfarmsusing VSC transmission,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 3, pp. 976–984, Aug. 2007.

[64] W. L. Kling, R. L. Hendriks, and J. H. den Boon, “Advanced transmission solutions for offshore windfarms,” in Proc. IEEE PES GM 2008, Pittsburgh, Pennsylvania, Jul. 20–24, 2008.

[65] ——, “Press release – world solarphotovoltaiccapacity passes 100-gigawatt landmarkafterstrongyear,” Feb. 13, 2013, (Last accessed: 23/02/2013). [Online]. Available: http://www.epia.org/index.php?eID= tx_nawsecuredl&u=0&file=/uploads/tx_epiapressreleases/ 130211_PR_EPIA_Market_Report_2012_FINAL_01.pdf&t= 1361725525&hash=f995e22910c0cd2fda83b08932de9d31fd3cf1e3

[66] B. Burger, “Stromproduktionaus Solar- undWindenergieimJahr 2012,” presentation, Fraunhofer-Institut fürSolareEnergiesysteme ISE, Presentation, Jan. 4, 2013, (Last accessed: 14/01/2013). [Online]. Available: http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbarenenergien

[67] European Commission, “EU energy in figures – statisticalpocketbook 2012,” 2012.

[68] EURELECTRIC, “Power choices – pathways to carbon-neutral electricity in Europe by 2050,” Full Report, 2011.

[69] P. Buijs, D. Bekaert, S. Cole, D. V. Hertem, and R. Belmans, “Transmission investmentproblems in Europe:Goingbeyond standard solutions,” Energy Policy, vol. 39, no. 3, pp. 1794–1801, 2011.

[70] Bundesministeriumfür Umwelt, NaturschutzundReaktorsicherheit, “ErneurbareEnergien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung,” Jul. 2012, (Last accessed: 14/01/2013). [Online]. Available:http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/datenservice/

[71] P. Haugland, “It’s time to connect - technical description of HVDC Light technology,” ABB, Tech. Rep., March 2008.

[72] M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, and D. Soerangr, “HVDC PLUS - basics and principle of operation,” Siemens, Tech. Rep., 2008.

[73] G. Daelemans, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole, and R. Belmans, “Minimization of steady-state losses in meshed networks using VSC HVDC,” in Proc. IEEE PES General Meeting ’09, Calgary, Canada, Jul. 26–30 2009.

[74] G. Daelemans, “VSC HVDC in meshed networks,” Master’sthesis, KatholiekeUniversiteit Leuven, Leuven, 2008.

[75] S. Cole, J. Beerten, and R. Belmans, “Generalizeddynamic VSC MTDC model for power system stabilitystudies,” IEEE Trans. Power Syst., submitted for publication.

[76] T. Smed, G. Andersson, G. B. Sheble, and L. L. Grigsby, “A new approach to AC/DC power flow,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 6, no. 3, pp. 1238–1244, Aug. 1991.

[77] J. Beerten, S. Cole, and R. Belmans, “Generalizedsteady-state VSC MTDC model for sequential AC/DC power flow algorithms,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 2, pp. 821 – 829, May 2012.

[78] Jef Beerten, Stijn Cole and Ronnie Belmans, A Sequential AC/DC Power Flow Algorithm for Networks Containing Multi-terminal VSC HVDC Systems.

[79] Jef Beerten, MATACDC 1.0 User’s Manual, July 4, 2012.

[80] S. G. W. and A. H. El-Abaid, Computer Methods in Power System Analysis. Kogakusha, Japan: McGraw-Hill, 1968.

[81] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles- ´ Camacho, FACTS:Modelling and Simulation in Power Networks. WestSussex, England: John Wiley& Sons, 2004.

[82] K. Eriksson, P. Halvarsson, D. Wensky and M. Häusler. System Approach on Designing an Offshore WindpowerGrid Connection. s.l. : J. Matevosyan and T. Ackermann, 2003.

[83] Ackermann, T. Wind Power in Power Systems. s.l. : J. Wiley and Sons, 2005.

[84] Guillaume Verez, system integration of large scale offshore wind power, January 2011.

[85] Morgan Ossl, Être ingénieur chez MBDA, c’est être compétent et engagé.

[86] ABB. Technical Description of HVDC Light (R) Technology. 2008.

[87] MATPOWER website. [Online]. Available:http://www.pserc.cornell.edu/matpower/.

[88] Zidi Sid-Ahmed, "Contribution à l’étude des réseaux de transport d’énergie électrique à Courant Continu Haute tension (CCHT) en régime dynamique", Thèse de doctorat, université de Sidi-Bel-Abbes. 2005.

[89]Asplund g, Lennart C, et Tollerz V, "50 ans de transport d’énergie en CCHT", Part I, revue ABB4, n o 4, pp. 6-13, 2003.

[90]BenhalimaSeghir, "La conception, la modélisation et la simulation du système VSC-HVDC offshore", Thèse de Doctorat, Université du Québec, 2012.