

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République algérienne démocratique et populaire  
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique  
المركز الجامعي لعين تموشنت  
Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent  
Institut des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Electrique



Projet de fin d'études  
Pour l'obtention du diplôme de Master en :  
Domaine : **SCIENCE ET TECHNOLOGIE**  
Filière : **Electro technique**  
Spécialité : **Commande système électrique**  
Thème

## **Modélisation et Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC (Dos à Dos)**

### **Présenté Par :**

- 1) **GALHAYE** anouar sadate
- 2) **BELALIA** abdalleh

### **Devant les jurys composés de :**

Dr. Flitti Mohamed	MCA	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Encadreur
Mr. Ayache Z	MAA	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Examineur
Mme Mendez K	MAB	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Examineur

*Année universitaire 2015/2016*

# Remerciement

Ce travail a pu être réalisé et mené à son terme grâce au soutien, à l'aide et l'encouragement de plusieurs personnes physiques et morales.

Nous adressons nos plus sincères remerciements à notre encadreur monsieur FLITTI Mohamed qui, malgré ses charges académiques, nous a dirigé et appuyé par des critiques pertinentes et des conseils précieux tout au long de la recherche et la rédaction. Nous le remercions profondément de la confiance qu'il nous a toujours témoigné et de sa bienveillante disponibilité.

Nous tenons à remercier Mr BEN AZZA d'avoir accepté de présider le jury.

Que Mr ABED soient assurés de toute notre gratitude d'avoir accepté d'examiner notre travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants du département d'Electrotechnique qui ont contribué de près ou de loin à notre formation et ainsi qu'à toute personne ayant collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire et plus particulièrement à Mr. ESSOU .

Nous avons apprécié la bonne collaboration de nos collègues de leur disponibilité de discuter sur certains points parfois nuancés soulevés par le sujet.

Nous ne saurions terminer sans remercier nos parents de leur patience pendant toutes nos études. Que ce travail à la dimension de leurs attentes.

# Tables des matières

CHAPITRE I : ETAT DE L'ART .....	5
1-1- Introduction .....	5
1-2- HVDC et efficacité énergétique .....	8
1-2-1- Pourquoi utiliser la haute tension ? .....	9
1-3- Avantages du HVDC par rapport au HVAC .....	10
1-3-1- L'absence de puissance réactive .....	10
1-3-2- Des pertes plus faibles au niveau des câbles .....	10
1-3-3- L'absence de problème de synchronisme .....	11
1-3-4- Un système plus stable .....	11
• Transit de puissance .....	12
• Contrôle de tension .....	12
• Compensation .....	12
• Relation entre la puissance à transiter et le niveau de tension optimal .....	13
1-4- Inconvénients du transport à courant continu .....	13
1-5- Applications du transport à CC .....	14
1-5-1- Transport par câbles souterrains ou sous-marins .....	14
1-5-2- Transport de puissance sur de longues distances .....	15
1-5-3- Interconnexion asynchrone des systèmes à courant alternatif .....	15
1-5-4- Interconnexion des réseaux à différentes sources énergétique .....	15
1-6- Technologie de convertisseur utilisée dans un système HVDC .....	16
1-6-1- Les liaisons HVDC à base de convertisseurs conventionnels (LCC) .....	16
1-6-2- Liaisons HVDC à base des convertisseurs commutés par condensateur (CCC)..	17
1-6-3- Liaisons HVDC à base des convertisseurs sources de tension (VSC) .....	20
• Comparaisons des caractéristiques des 2 types de convertisseurs .....	21
1-7- HVDC et environnement .....	21
1-7-1- Aspects écologiques .....	22

• Champs électro-magnétiques .....	22
• Espace .....	22
• Bruit audible .....	23
• Danger pour les oiseaux .....	23
1-7-2- Aspects esthétiques et sociaux .....	23
• Sécurité .....	24
1-8- Configurations des systèmes HVDC .....	25
• Systèmes HVDC "back-to-back" .....	25
• Liaison HVDC entre deux terminaux .....	26
• Liaison multi-terminale .....	27
1.9- Principales liaisons HVDC en service .....	28
1.9.1- Installations existantes .....	29
1.9.2- Projets en cours .....	30
1.9.3- Projets Futurs .....	30
1.10- Conclusion .....	30
CHAPITRE II : FONCTIONNEMENT D'UNE LIAISON VSC-HVDC .....	31
2.1- Introduction .....	31
2.2- Architecture d'une liaison VSC-HVDC .....	32
2.2.1- Convertisseurs .....	33
2.2.2- Transformateurs .....	33
2.2.3- Réactances de phase .....	33
2.2.4- Capacité continue .....	33
2.2.5- Filtres .....	34
2.2.6- Inductance continue .....	34
2.2.7- Mise à la terre du point neutre .....	34
2.2.8- Disjoncteur principal .....	34
2.2.9- Disjoncteur continu rapide .....	35

2.2.10- Câbles à courant continu .....	35
2.3- Topologies des Convertisseurs VSC .....	35
2.3.1- Convertisseur CC/CA - structure de base .....	35
2.3.2- Convertisseur à niveaux multiples – Topologies .....	38
2.3.2 .a- Topologies multiniveaux .....	39
• Convertisseur à capacité flottante .....	40
• Convertisseurs en cascade .....	40
• Convertisseur clampé par diode .....	41
• Autres topologies .....	44
2.4- Techniques de Modulations des Convertisseurs VSC .....	44
2.5- Fonctionnement d'une liaison VSC-HVDC .....	47
2.5.1-Réglage de la puissance active et puissance réactive .....	47
2.5.2 - Réglage de la tension continue .....	50
2.6- Conclusion .....	51
CHAPITRE III :COMMANDE D'UN SYSTEME VSC-HVDC .....	52
3.1-Introduction .....	52
3.2-Méthode de contrôle direct .....	54
3.3-Commande Vectorielle .....	54
3.4-Limitations .....	58
3.5- Régulation .....	59
3.5.1-Régulation de la tension continue .....	59
3.5.2-Régulation de la puissance active .....	60
3.5.3-Régulation de puissance réactive .....	61
3.6- Simulation .....	61
3.6.1-Simulation d'un convertisseur type NPC via un réseau basse tension .....	61
3.6.1. a-Onduleur trois niveaux commandé par la MLI sinusoïdale .....	62

3.6.1.b-Onduleur trois niveaux commandé par la Modulation par injection d'harmonique .....	63
3.6.1. c-Onduleur trois niveaux commandé par la Modulation delta .....	64
3.6.1. d-Onduleur trois niveaux commandé par la Modulation vectorielle (SVM) .....	65
3.6- Conclusion .....	65
CHAPITRE IV : SIMULATION D'UNE LIAISON VSC-HVDC .....	66
4.1 Introduction .....	66
4.2 – Simulation d'une liaison VSC-HVDC dos-à-dos Asynchrone .....	67
4.2.1 - Description du système étudié .....	67
4.2.2- Démarrage de la liaison et réponses des régulateurs .....	68
4.2.3 - Analyse et interprétations des résultats de simulations .....	70
4.2.3.a- Réponse fréquentielle du système .....	70
4.11 – Conclusion .....	73
CONCLUSION GENERALE .....	74
Perspectives futures .....	75
Bibliographie .....	77

# Liste des figures

Figure. 1.1 – Comparaison entre systèmes CA et CC .....	9
Figure. 1.2 – Câbles pour les liaisons VSC-HVDC .....	14
Figure. 1.3 – Convertisseur commuté par le réseau (LCC) .....	17
Figure. 1.4 – Convertisseur commuté par condensateur (CCC ) .....	18
Figure. 1.5 – Principaux éléments d'un convertisseur VSC .....	20
Figure. 1.6 – Transport invisible de l'énergie via HVDC .....	23
Figure. 1.7 – Le projet Murraylink, en Australie .....	25
Figure. 1.8.a – Système CC "back-to back" .....	25
Figure. 1.8.b – Configuration monopolaire CSC ou VSC .....	26
Figure. 1.8.c – Configuration bipolaire .....	27
Figure. 1.8(d.e) – Exemple de liaison MTDC- VSC- Configuration parallèle .....	28
Figure. 1.8.f – Schéma de principe d'une liaison MTDC .....	28
Figure. 1.6 – Les Principales Liaisons HVDC dans le monde .....	29
Figure. 2.1 – Les composants d'une liaison VSC-HVDC .....	32
Figure. 2.2 – un bras d'un convertisseur, (b) forme d'onde à la sortie d'un convertisseur ...	36
Figure. 2.3 – forme d'onde d'un convertisseur en mode redresseur, et en mode onduleur .	37
Figure. 2.4.a – Bras d'un convertisseur trois niveaux à « Condensateurs flottants » .....	40
Figure. 2.4.b – Bras d'un convertisseur trois niveaux « topologie Cascade .....	41
Figure. 2.4.c – Bras d'un convertisseur trois niveaux « clampé par diode .....	42
Figure. 2.4.d – forme d'onde de la tension de phase à trois niveaux .....	42
Figure. 2.4.e – distribution de courant dans un convertisseur à trois niveaux .....	43
Figure. 2.5 – Classification des différentes méthodes de modulation Multiniveau .....	44
Figure .2.6 – Exemple de tension MLI (Modulation de Largeur d'impulsion .....	45
Figure. 2.7 – Schéma monophasé d'une liaison VSC-HVDC .....	47

Figure. 2.8 – Circuit équivalent d'un VSC connecté à un système CA .....	48
Figure.2.9 – Diagramme de phase d'un VSC connecté à un système CA .....	49
Figure. 2.10 – Diagramme P-Q d'un VSC .....	50
Figure. 3.1 – Objectifs de commande dans un système VSC-HVDC .....	52
Figure. 3.2 – Schéma de commande d'une liaison VSC-HVDC .....	54
Figure. 3.3 – Schéma d'un système VSC-HVDC .....	55
Figure.3.4 – Passage du repère triphasé à d'autre diphasé .....	57
Figure. 3.6 – Réponses dynamiques d'un convertisseur NPC à Trois niveau à MLI sinusoïdale .....	63
Figure. 3.7 – Réponses convertisseur NPC à Trois niveau à Modulation par injection d'harmonique.....	63
Figure. 3.8 – Réponses d'un convertisseur type NPC à Trois niveau à Modulation delta .....	64
Figure. 3.9 – Réponses d'un convertisseur type NPC à Trois niveau utilisé la SVM .....	65
Figure. 4.1 – Liaison VSC HVDC dos-à-dos Asynchrone .....	68
Figure. 4.2 – Démarrage et réponses en régime normal pour la station 1 (redresseur) .....	69
Figure. 4.3 – Démarrage et réponses en régime normal pour la station 2 (onduleur) .....	69
Figure. 4.4 – Réponses fréquentielles des deux systèmes CA .....	70
Figure. 4.5 – (a)-(b) Résultats des courants de contrôle suivant l'axe direct et en quadrature (Côté Redresseur). (c)-(d) Résultats des courants de contrôle dans le repère dq (Côté onduleur) .....	71
Figure. 4.6 – (a)-(c) Puissance active et réactive (côté Redresseur) (b)-(d) Puissance active et réactive (côté onduleur). (e)-(g) Courant et tension résultants par phase (côté Redresseur). (f)-(h) Courant et tension résultants par phase .....	72
Figure. 4.7 – (a) Tensions continues (b) Puissance transmise .....	73

# Liste des tableaux

Tableau. 1.1 : Raccordement des capacités entre le transformateur et la station de conversion .....	19
Tableau. 1.2 : Comparaison des deux types de convertisseurs .....	21
Tableau. 1.3 : Les principales liaisons HVDC dans le monde .....	29
Tableau 4.1 : Gains des régulateurs PI .....	67

# **INTRODUCTION GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

L'électricité est l'une des sources d'énergie que nous utilisons le plus couramment dans notre vie quotidienne.

Le premier système de puissance électrique (comprenant un générateur, des câbles et des charges) a été construit par Thomas Edison - l'historique station de Pearl Street à New York qui fonctionna à partir de 1882. Il s'agissait d'un système DC (continu) dans lequel la génératrice fournissait de la puissance à 59 consommateurs, disposés à l'intérieur d'une surface d'environ 1.5 km de rayon. Durant quelques années, plusieurs systèmes similaires ont ensuite été mis en opération dans les plus grandes villes mondiales.

Malgré leurs premières utilisations massives, les systèmes DC ont été très vite dépassés par les systèmes AC (alternatifs). Leurs limitations étaient devenues de plus en plus apparentes : ils ne pouvaient délivrer de la puissance que sur des petites distances. En effet, pour que les pertes de puissance ( $RI^2$ ) et les chutes de tensions restent dans des proportions acceptables, les niveaux de tensions devaient être très élevés pour des transmissions de puissance longue distance. De telles tensions ne pouvaient bien évidemment pas être utilisées pour la génération et la consommation de la puissance, montrant ainsi la nécessité de les transformer. Les études menées sur les transformateurs et le transport alternatif (L. Gaulard, J.D. Gibbs ou encore G. Westinghouse), ont conduit à la considération des systèmes de puissance électrique alternatifs. En 1889, la première ligne de transmission AC (monophasée) fonctionna en Oregon entre Willamette Falls et Portland. Le développement des systèmes polyphasés par Nikola Tesla a ensuite marqué l'émergence des systèmes AC, si bien qu'ils sont sortis vainqueurs de la "bataille" menée contre les systèmes DC pour les raisons suivantes :

- Les niveaux de tensions peuvent être facilement transformés dans les systèmes AC, permettant ainsi une flexibilité dans l'utilisation de tensions différentes pour la génération, la transmission, et la consommation.
- Les génératrices (ou moteurs) AC sont plus simples à concevoir que les génératrices (ou moteurs) DC.

Dans les années 1950, avec le développement des interrupteurs au mercure, les systèmes de transport haute tension continue (HVDC : High Voltage Direct Current) sont devenus attractifs pour les transmissions de puissance longue distance. Leur principe de fonctionnement peut être résumé de la manière suivante : la puissance alternative fournie par une (ou plusieurs) source(s) est dans un premier temps transformée en une puissance continue. Un convertisseur (redresseur) assure l'opération. La puissance continue transite ensuite par l'intermédiaire d'une ligne de transmission et, finalement, un autre convertisseur (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative délivrée à une ou plusieurs charge(s).

La première transmission de puissance utilisant les systèmes HVDC a été commercialisée en 1954. Il s'agissait d'une interconnexion entre l'île de Gotland et le continent suédois. Elle était réalisée par l'intermédiaire d'un câble sous-marin de 96 km de long, assurant un transport de puissance de 20 MW avec une tension nominale de 100 kV. Il y a actuellement plus de 50 systèmes HVDC qui opèrent à travers le monde et beaucoup d'autres sont en phase de conception ou de construction [23].

Traditionnellement, les convertisseurs "line commutated" sont les plus rencontrés dans les systèmes HVDC [90]. En effet, cette solution permet de mettre en série des thyristors pour réaliser les ponts, et ainsi d'avoir des pertes minimales en conduction. De plus, ces convertisseurs présentent l'avantage de pouvoir limiter les surcourants, lorsqu'il y a un défaut du côté continu, par le contrôle de leur phase [56]. Ces organes de conversion ont toutefois quelques inconvénients difficiles à surmonter, et qui pour certains limitent leur utilisation. Nous pouvons les résumer par les points suivants :

- Les convertisseurs absorbent de la puissance réactive. En régime permanent, cette consommation correspond à environ 50 % de la puissance active transférée [47] mais celle-ci est beaucoup plus importante pendant les périodes transitoires. Par conséquent, des sources de puissance réactive telles que les SVC (Static Var Compensator) ou FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) doivent être connectées au côté AC des convertisseurs.
- La conduction des diodes ou des thyristors (interrupteurs pour ces convertisseurs) ne peut se faire que lorsque les tensions de phase sont positives. Si le système alternatif est fragile, une faible perturbation sur sa tension peut entraîner des difficultés au niveau des commutations [51].
- Les convertisseurs engendrent des harmoniques sur les côtés alternatif et continu. En plus d'être une perte pour la transmission de puissance, ces harmoniques peuvent d'une part causer un échauffement des condensateurs et parfois des génératrices, et d'autre part interférer avec les systèmes de communication. Il est donc nécessaire d'incorporer des équipements de filtrage. [90].

- L'utilisation de ces convertisseurs se fait toujours en source de courant (CSC : Current Source Converter) et par conséquent, le changement de direction du flux de puissance est réalisé en modifiant la polarité de la tension DC. Ce fait est une contrainte pour le contrôle des convertisseurs.

Récemment, des progrès significatifs ont été réalisés dans le développement des semi-conducteurs haute puissance, en particulier avec l'apparition des GTO (Gate Turn-Off thyristor) et des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors). La conception des convertisseurs a alors tiré parti de ces technologies. Nous les rencontrons à présent sous la forme de convertisseurs fonctionnant en source de tension (VSC : Voltage Source Converter) ([63, 62, 22], etc). Ces convertisseurs sont du type quatre quadrants. De plus, ils opèrent à n'importe quel facteur de puissance et des commandes conçues à partir de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI ; en anglo-saxon PWM, Pulse Width Modulation) peuvent leur être associées. Ces commandes permettent l'approximation de la tension de référence de sortie par la réalisation d'une tension moyenne de même valeur sur une période de commutation. Pour cela, elles utilisent une modulation temporelle des niveaux possibles les plus proches. Leur profil de tension de sortie AC est meilleur du point de vue harmonique [22].

Pour un système HVDC, la présence de convertisseurs VSC apporte de précieux avantages [56, 51, 41, 4] :

- Les harmoniques de faible ordre peuvent être grandement atténués si la fréquence de commutation des convertisseurs le permet, réduisant ainsi la taille des équipements de filtrage.
- Les convertisseurs VSC sont capables d'absorber et d'engendrer de la puissance réactive. Les composants VAR connectés au côté AC des convertisseurs ne sont plus nécessaires.
- La puissance active transportée par la ligne DC et les puissances réactives de chaque terminal sont contrôlées indépendamment.
- Les temps de réponse sont plus courts grâce à l'augmentation de la fréquence de commutation des commandes PWM. Cette fréquence était inférieure à 300 Hz lorsque les interrupteurs étaient réalisés à partir de thyristors. Elle devient maintenant supérieure à 1 kHz avec les GTO ou les IGBT.
- Les convertisseurs VSC sont indépendants du synchronisme.

Malgré tout, en plus de leur coût [41], les convertisseurs VSC n'offrent pas la même facilité pour connecter les composants en série. Les pertes en conduction sont aussi plus importantes et la fiabilité des IGBT est plus faible que celle des thyristors.

Néanmoins, ces convertisseurs représentent l'avenir pour la conception des systèmes

HVDC et ils peuvent être les candidats idéaux pour les domaines d'application suivants

[5, 6]:

- La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes [80, 44].
- L'acheminement d'électricité vers des îles.
- L'apport d'énergie à des grandes villes qui sont soumises à des contraintes environnementales et de sécurité [43, 40].

La commande des systèmes HVDC, qui utilisent des convertisseurs CSC, est de nos jours bien connue. Cependant, les algorithmes employés ne peuvent pas être directement appliqués aux structures intégrant des convertisseurs VSC [84]. Les degrés de liberté introduits par la présence de ces convertisseurs autorisent de nouveaux comportements. Les problématiques associées avec la commande des systèmes VSC-HVDC et auxquels nous prêterons une attention particulière dans ce mémoire, peuvent être répertoriées de la manière suivante. Tout d'abord, dans toute transmission de puissance, il est essentiel que la commande permette la stabilisation du transfert de puissance. Pour atteindre cet objectif, une étape préliminaire consiste à définir la variable sur laquelle il faut agir. Ainsi, il faut définir qui, de la source de puissance ou de la charge, impose la puissance active transmise. Un deuxième problème qui doit être pris en compte dans la synthèse de la commande, est la régulation de la tension du bus continu. Pour réduire les fluctuations de cette tension et conserver une bonne marge de stabilité, plusieurs études ont été basées sur l'hypothèse que les condensateurs de lissage étaient de "taille" importante [20, 89]. Malgré tout, cette solution reste coûteuse et dangereuse pour l'installation. Elle offre donc de multiples voies de recherche pour l'améliorer [32, 31, 61, 24] et pour ce faire, il devient alors critique de concevoir les commandes à partir d'un modèle détaillé (et adapté à celles-ci) de la ligne de transmission, représentant au mieux ses fréquences de résonance. En effet, il est important de souligner que les fréquences de commutation des deux convertisseurs (de l'ordre de kHz) combinées avec l'étendue de la bande passante des contrôleurs, peuvent être une source d'excitation pour les lignes de transmission, introduisant des oscillations et des instabilités d'autant plus grandes que les câbles sont longs [72]. Ces instabilités sont donc étroitement liées avec le retard des lignes, c'est-à-dire avec leur temps de propagation. Finalement, le dernier

problème de commande qui peut être formulé, est le maintien de facteurs de puissance demandés en certains points de l'installation. Dans la majorité des études, cet objectif est réalisé par la régulation des puissances réactives de la source et de la charge. En ces deux points, les facteurs de puissance sont choisis les plus élevés possible [47]. En effet, cela permet de minimiser les pertes, le courant nominal des systèmes alternatifs connectés aux convertisseurs ainsi que la chute de tension de ces systèmes quand la puissance augmente.

La synthèse d'observateurs est généralement associée avec la synthèse des commandes pour qu'elles puissent être exploitées en pratique. L'observation des systèmes HVDC

est un sujet très ouvert qui a été l'objet de quelques études. Par exemple, dans [13], les auteurs ont porté un intérêt sur l'observation de la ligne de transmission et l'estimation du courant en sortie de ligne. Cette étude a permis de tenir compte du fait que si un modèle détaillé de la ligne de transmission est utilisé pour synthétiser une commande, l'observation est nécessaire. En effet, un modèle détaillé de la ligne signifie un nombre d'état important pour la décrire. Dans [29], les dynamiques des sources de puissance et des charges sont prises en considération. Cela se fait par l'intermédiaire de modèles linéarisés et la ligne de transmission est représentée par une impédance équivalente. Dans notre exposé, en plus d'étudier l'observation de la ligne de transmission (cela est nécessaire puisque nous utilisons un modèle détaillé de celle-ci), nous étudierons deux problèmes qui n'ont pas encore été traités, à notre connaissance, dans le cadre d'une transmission de type VSC-HVDC. Tout d'abord, du fait que géographiquement la source de puissance et la charge sont situées de part et d'autre d'une ligne de transmission, nous pouvons dire que nous avons deux systèmes de commande et de mesure. L'enjeu ultime de l'observation est donc la possibilité de décentraliser les lois de commande. En effet, de cette manière nous pouvons nous adapter à plusieurs modèles de chacun, c'est-à-dire, que la commande de la source n'est pas basée sur un modèle particulier de la charge et vice-versa. Cette décentralisation implique bien évidemment d'émettre des hypothèses sur le comportement de ces deux éléments. Celles-ci feront l'objet d'une étude approfondie. Un deuxième problème auquel nous nous intéresserons dans la synthèse des observateurs, est le fait que la longueur importante des lignes de transmission et par conséquent les délais de communication, conduisent à considérer que les mesures des différents éléments du système peuvent soit arriver avec un retard, soit ne pas être disponibles. Nous prendrons en considération ces deux cas de figures et nous verrons leurs impacts sur la commande.

L'objectif de cette mémoire est donc de développer une méthodologie de commande qui soit systématique pour les systèmes HVDC intégrant des convertisseurs VSC.

Le présent mémoire est organisé comme suit :

1. Le chapitre 1 rappellera brièvement les différentes configurations des systèmes HVDC. Nous expliquerons aussi l'intérêt qu'ils présentent par rapport à une transmission de puissance alternative.
2. Le chapitre 2 est destiné à définir les modèles des différents éléments qui constituent un système HVDC de type VSC, ainsi qu'à la présentation de la théorie de base de la conversion d'énergie par des convertisseurs auto-commutés VSC et du principe de contrôle de ces derniers.
3. Le chapitre 3 établit des lois de commande qui permettent le contrôle des systèmes HVDC de type VSC. Les principes de base sont décrits et les différentes options de commandes disponibles sont discutées.
4. Dans le chapitre 4, des simulations par Matlab/Simulink d'une liaison VSC-HVDC en régime perturbé sont présentées. Plusieurs scénarios de défauts sont simulés et discutés. Les résultats sont analysés afin d'évaluer le comportement dynamique et l'impact de la liaison VSC-HVDC sur les deux réseaux alternatifs connectés.

# **CHAPITRE I**

## **Les systèmes VSC-HVDC (Différentes Configurations)**

## CHAPITRE I : ETAT DE L'ART

### 1-1- Introduction

Si, dès 1882, Edison a réalisé la première distribution d'électricité en courant continu (sous 110 V) pour l'éclairage, et si la première transmission à distance a été réalisée en 1882 entre Miesbach et Munich (57 km, 2000 V), il est vite apparu que la solution pour un transport à distance devait passer par une tension plus élevée ; donc par l'utilisation du courant alternatif et du transformateur dont le principe était breveté par Gaulard et Gibbs en 1881.

Les générateurs triphasés sont de conception plus simple que les machines à courant continu et la coupure de courant plus facile. En 1891, une liaison à courant alternatif sous 15 kV reliait une centrale sur le Neckar à Lauffen à Francfort (une liaison de 176 km). Vers les années 1920, la fréquence de 50 Hz est normalisée en Europe et la tension passe à 132 kV grâce notamment à l'invention des isolateurs suspendus. Les raisons de ce transport à distance proviennent, au début, de la distance entre les centrales hydrauliques et les villes. Lorsque des centrales thermiques sont développées, il est vite apparu qu'une complémentarité existait entre ces divers modes de production, d'où une meilleure utilisation des ressources par une interconnexion tant au sein d'un pays qu'entre pays voisins. Les liaisons internationales vont alors rapidement se développer : en 1922 une liaison à 150 kV entre la France et la Suisse, en 1929 une liaison entre l'Autriche et l'Allemagne en 225 kV, en 1935 tout l'est de la France est interconnecté avec la Belgique, la Suisse et l'Allemagne, interconnexion sous 380 kV de l'Europe occidentale en 1985, extension vers l'Europe de l'est (Pologne, Hongrie, etc.) et le Maghreb dans les années 1990.

Les avantages d'un tel réseau synchrone sont de permettre des échanges programmés mais aussi d'assurer la solidarité entre les différents partenaires en cas d'aléas de production, tout en diminuant l'impact sur la fréquence.

Il faut encore signaler qu'un retour vers les liaisons à courant continu sous haute tension devient, techniquement et économiquement, intéressant dans le cas de liaisons sous-marines dépassant quelques dizaines de kilomètres (par exemple liaison France - Grande Bretagne, Irlande - Ecosse, etc.), en liaison aérienne point à point dépassant

quelques centaines de kilomètres ou encore lors d'une interconnexion entre réseaux asynchrone (cas des liaisons entre l'Europe de l'ouest et l'Europe centrale avant l'interconnexion synchrone en 1995) ou entre réseaux de fréquences différentes (Japon) [12].

Commercialisés sous le nom *HVDC Light* par ABB et *HVDC PLUS* par Siemens, les premières liaisons de transport de puissance utilisant les systèmes HVDC ont été commercialisées en 1954. Cette technologie permet de transporter l'électricité sur des milliers de km en limitant fortement les pertes. Elles sont seulement de 3% pour 1000 km à un coût standard (*Les pertes peuvent être davantage réduites, jusqu'à 0,3% pour 1000 km, mais à un coût plus élevé*). La perte globale du transfert Afrique du nord / Europe (3000 km) est d'environ 10,5 à 11%. D'après le groupe Suisse/Suédois ABB, leader mondial de l'HVDC, le transfert HVDC de l'électricité solaire saharienne vers l'Europe (700 TWh) conduit à une augmentation du kWh CSP d'un demi-centime d'euro, ce qui est presque négligeable [11]. En 1970, et avec l'application du thyristor au transport de l'énergie électrique, la première station de conversion dos-à-dos est mise en service en 1972 par General Electric à Eel River, au Canada.

En 1994, l'entreprise ABB concentra ses travaux de développement sur les « Convertisseurs Source de Tension » dans un projet destiné à exploiter deux convertisseurs à IGBT dans un système HVDC de petite taille. Une ligne CA (CA pour courant alternatif) de 10 km de long au centre de la Suède fut mise à disposition pour le projet. Fin 1996, après un programme complet d'essais synthétiques, le matériel fut installé et testé en conditions réelles d'exploitation. En 1997, le premier système de transport HVDC à convertisseurs source de tension, baptisé HVDC Light, commençait à acheminer l'électricité entre Hellsjön et Grängesberg en Suède. Actuellement, les nouvelles liaisons sont réalisées tant avec la technologie des thyristors qu'avec celle des sources de tension, souvent en fonction du niveau de puissance [35].

## **1-2- HVDC et efficacité énergétique**

L'intérêt de la technologie HVDC réside dans la réduction des pertes d'électricité lors du transport par rapport aux technologies CA conventionnelles. En outre, elle nécessite moins de lignes de transport, ce qui signifie que le terrain occupé est moins important. La conversion du courant alternatif en courant continu ne peut être réalisée qu'à l'aide d'équipements spéciaux. Le diagramme illustré par la figure 1.1 montre que le HVDC n'est rentable que sur de longues distances, généralement c'est à partir supérieures à 600 km pour les lignes aériennes et à 50 km pour les câbles sous-marins [62][31][86].

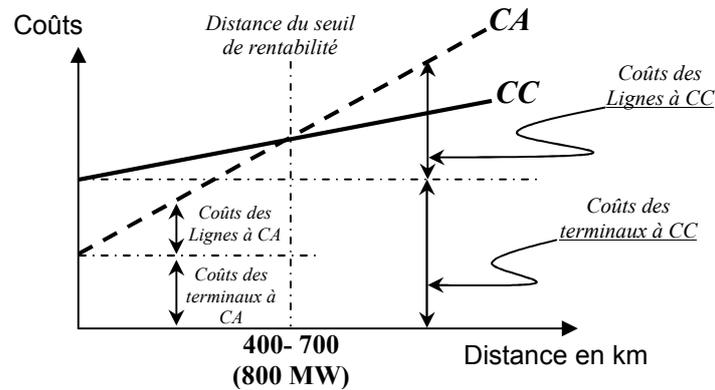


Figure. 1.1 – Comparaison entre systèmes CA et CC.

### 1-2-1- Pourquoi utiliser la haute tension ?[84]

Le choix d'utiliser des lignes à haute tension s'impose dès qu'il s'agit de transporter de l'énergie électrique sur des distances supérieures à quelques kilomètres. Le but est de réduire les chutes de tension en ligne, les pertes en ligne, et également d'améliorer la stabilité des réseaux.

Les pertes en ligne sont dues à l'effet Joule, qui ne dépend que de deux paramètres : la résistance et le courant ( $Pertes = RI^2$ ). L'utilisation de la haute tension permet, à puissance transportée  $P = UI$  équivalente, de diminuer le courant et donc les pertes. Par ailleurs, pour diminuer la résistance, aux fréquences industrielles, il n'y a que deux facteurs, la résistivité des matériaux utilisés pour fabriquer les câbles de transport, et la section de ces câbles. À matériau de fabrication et section équivalents, les pertes sont donc égales, en principe, pour les lignes aériennes et pour les lignes souterraines.

Généralement, la tension utilisée dans les lignes HT à courant alternatif et de l'ordre de 765 kV. Dans certains pays, comme le Québec, on utilise aussi du 735 kV, et même des tensions plus élevées comme en Chine (1100 kV), Inde (projet 1200 kV), Japon (projet 1100 kV) et dans l'ex-URSS où des essais de transport en « ultra haute tension » ont été effectués en 1500 kV. Mais ce type de tension ne se justifie que pour un transport sur une distance de l'ordre du millier de kilomètres, pour lequel un transport en courant continu peut être une solution intéressante. Par exemple, pour un besoin de transport total de 6 gigawatts (GW), environ 5 % de l'électricité sera perdue sur une ligne 800 kilovolts (kV) CC de 1 500 km, tandis que les pertes atteignent 6 % avec une ligne 500 kV CC et environ 7 % avec une ligne 800 kV CA conventionnelle.

Une cabine de transformation réversible (convertisseur CC/CA ou CA/CC) est plus de 2 à 4 fois plus chère qu'un transformateur de courant alternatif triphasé. Les pertes de la cabine sont aussi plus élevées, disons, 1 % de l'énergie transportée. Les pertes sur 1000 km de lignes n'est ensuite que de 2 % au lieu de 3 %. Si l'on ne considère que les pertes, les lignes HT en continu ont moins de pertes à partir de 300 km. Si l'on inclut les frais financiers des stations de transformation, la longueur minimum nécessaire pour un prix compétitif est actuellement d'au moins 500 km. Les frais totaux, cabines et lignes, sont alors réduits à partir de 1000 km (le pourcentage de pertes diminue quand la ligne ne travaille pas à son maximum) [87].

Les lignes à courant continu ne sont pas une innovation technologique propre à changer significativement le coût du transport électrique en dessous de 1500 km mais elles ont d'autres avantages. Le HVDC peut également être utilisé pour raccorder différents réseaux en courant alternatif et améliorer leur efficacité individuelle. Cette technologie aide à réguler le flux d'énergie rapidement et précisément en termes de puissance et de direction, ce qui permet de compenser ses fluctuations. Elle est donc idéale pour raccorder les parcs éoliens, dont la production irrégulière pourrait affecter la fiabilité des réseaux.

### **1-3- Avantages du HVDC par rapport au HVAC**

Le transport HVDC offre de multiples avantages par rapport au transport alternatif à savoir [24][65][74] :

#### **1-3-1- L'absence de puissance réactive**

Un câble haute tension peut être assimilé à une capacité cylindrique donnant lieu, en alternatif, à un courant de charge qui augmente linéairement avec la longueur du câble, la tension ainsi qu'avec la fréquence. Dans le cas des liaisons HVAC longue distance, la puissance réactive associée au courant de charge est si considérable qu'il devient nécessaire de la compenser. Le coût des compensateurs s'ajoutant au coût du système de câble, les liaisons HVAC deviennent alors difficilement réalisables pour les longues distances. On estime que le système HVAC n'est plus rentable lorsque la puissance transportée est supérieure à 200 MW et la distance supérieure à 700 km. Dans le contexte actuel où la question environnementale occupe une place importante, l'utilisation des liaisons longue distance semble être une solution attractive. En effet, celles-ci offrent la possibilité d'acheminer l'électricité d'une centrale électrique à énergie « propre » (hydraulique, nucléaire, éolienne,...) vers des zones éloignées à forte densité de population, ce qui évite, par là même, la construction des centrales polluantes à proximité de ces zones. Dans cette

circonstance, il semble judicieux de travailler en courant continu puisque les câbles ne génèrent pas de puissance réactive lorsqu'ils fonctionnent en CC.

### **1-3-2- Des pertes plus faibles au niveau des câbles**

Au niveau des câbles, les pertes sont plus importantes en CA qu'en CC. On dénombre, principalement, trois composantes de pertes en CA :

- Les pertes par effet Joule au niveau de l'âme (accentuées par l'effet de peau et l'effet de proximité) ;
- Les pertes par effet Joule au niveau de l'écran conducteur (du fait du courant induit) ;
- Les pertes diélectriques (relativement faibles).

En CC, seules les pertes par effet Joule au niveau de l'âme existent ; elles sont plus faibles qu'en CA puisque l'effet de peau et l'effet de proximité sont absents en CC.

Cependant, pour un bilan complet des pertes du système, il faut également prendre en compte celles produites par les convertisseurs.

### **1-3-3- L'absence de problème de synchronisme**

Le transport HVDC permet (grâce à l'utilisation des convertisseurs) la connexion entre deux réseaux de fréquences différentes, ce qui n'est pas le cas en alternatif.

Par ailleurs, la puissance échangée entre deux plateformes dépend en CA de la réactance des lignes ainsi que du déphasage des tensions aux extrémités. En CC, la puissance transportée est seulement régie par la résistance de la ligne et la différence de tension entre les deux extrémités.

### **1-3-4- Un système plus stable**

Grâce à sa contrôlabilité rapide, une liaison HVDC maîtrise entièrement les transits de puissance, elle est capable aussi d'améliorer la stabilité transitoire et dynamique associée aux réseaux à courant alternatif. En plus, elle limite l'influence des défauts dans les lignes sur les deux côtés. En outre, les liaisons HVDC peuvent améliorer certains problèmes que l'on rencontre souvent dans le domaine du transport d'énergie électrique :

- **Transit de puissance**

En courant alternatif, le transfert de puissance est fixé par l'expression :

$$P = \frac{V_S V_R}{X_{SR}} \sin \delta_{SR}$$

Où : V est la valeur efficace de la tension à la fréquence industrielle, X la réactance série,  $\delta$  l'angle de déphasage relatif de la tension, les suffixes S pour l'extrémité qui fournit (sending) et R pour la réceptrice (receiving). Des perturbations dans le diagramme de charge du réseau se reflète directement dans cet angle  $\delta$ , ce qui force à le maintenir, pour des raisons de stabilité, en deçà d'une valeur généralement inférieure à 30°. Donc, la capacité de transport dans une ligne CA est inversement proportionnelle à la distance de transport, tandis que la capacité de transport en CC n'est pas affectée par la distance de transport.

- **Contrôle de tension**

Au delà d'environ 200 km, et parfois bien avant, le transport de la tension en alternatif nécessite des compensations séries et parallèles liées au transfert du réactif, problème accru en cas de liaisons souterraines. Ce problème n'existe pas en courant continu, qui peut transporter l'énergie sur de très longues distances sans dispositifs compensateurs.

- **Compensation**

En cas de longues lignes, on procède à des compensations séries (capacité en série) avec bien entendu un appareillage approprié de mise en/hors service. Pour le maintien de la tension, on utilise également des compensations parallèles telles que des compensateurs synchrones et des batteries de condensateurs. On doit encore citer les réactances shunts utilisées pour éviter les surtensions en cas de fortes charges. De même, pour une liaison souterraine (généralement limitée en haute tension - pour des raisons de coût) et pour des raisons thermiques, le transit est d'habitude limité à 30% de la puissance naturelle, ce qui nécessite une forte compensation inductive et limite donc rapidement la longueur de la liaison de transport. En courant continu, ces difficultés n'existent pas. Elles sont, par contre, concentrées dans la station de conversion. Cette dernière (que ce soit en mode onduleur ou redresseur) consomme de la puissance réactive qu'il faut donc produire sur place à partir du réseau alternatif.

- **Relation entre la puissance à transiter et le niveau de tension optimal**

A supposer que le choix de la tension existe, le transit d'une puissance  $P$  à véhiculer par une liaison aérienne ou souterraine se fera à une tension « optimale » limitant au maximum les coûts d'exploitation sur toute la durée de vie (environ 30 ans).

Ce coût comprend des coûts fixes, le coût de l'isolement, le coût du conducteur et le coût des pertes. Les trois derniers dépendent de la tension. La densité de courant optimale dépend principalement de la qualité du câble de transport. Généralement cette valeur oscille entre 0.5 et 1 A/mm<sup>2</sup>.

Une fois fixée cette densité, on peut dériver l'expression du coût en fonction de la tension. On obtient alors une dépendance de la tension optimale et du coût optimal avec la racine carrée de la puissance.

***Donc, plus la puissance à transporter est élevée, plus le coût du kW transporté est faible. Par ailleurs, une seule ligne à haute tension est plus économique que plusieurs à tension plus basse.***

## **1-4- Inconvénients du transport à courant continu**

L'application des liaisons à courant continu est limitée par les facteurs suivants :

1. Coût élevé des équipements de conversion,
2. Impossibilité d'utilisation des transformateurs pour modifier les niveaux de tension,
3. Présence d'équipements polluants générant trop d'harmoniques tels que les stations de conversion,
4. Exigence de la fourniture de puissance réactive
5. Complexité du système de contrôle.

Au fil des années, il y a eu des avancées significatives dans le développement des technologies à courant continu. Ces recherches ont permis de minimiser les inconvénients mentionnés ci-dessus. Ces progrès technologiques s'articulent sur :

1. Les convertisseurs fonctionnant à douze impulsions (et plus).
2. L'utilisation de la commutation forcée.
3. L'application de l'électronique numérique et de la fibre optique dans le contrôle des convertisseurs.

## 1-5- Applications du transport à CC

### 1-5-1- Transport par câbles souterrains ou sous-marins

Le câble d'une liaison VSC-HVDC est constitué par des matériaux en polymère (Figure. 1.2), ce qui explique sa résistance, sa robustesse et son adéquation au transit de tensions continues. L'enfouissement de ce câble à courant continu présente de nombreux avantages par rapport aux lignes aériennes :

- Moindre risque de détérioration face aux agressions naturelles que sont les intempéries (tempêtes, grand froid, vent), les séismes et le feu ;
- Levée des contraintes d'élagage et de débroussaillage permanents ;
- Gains considérables pour la population : cadre de vie préservé, valeur foncière accrue, risques sanitaires réduits.
- Bref, l'installation d'un câble HVDC bipolaire n'a guère d'impact environnemental et la quasi-absence de rayonnement magnétique, puisque les champs des conducteurs de polarité positive et négative s'annulent mutuellement [21] [31][68].

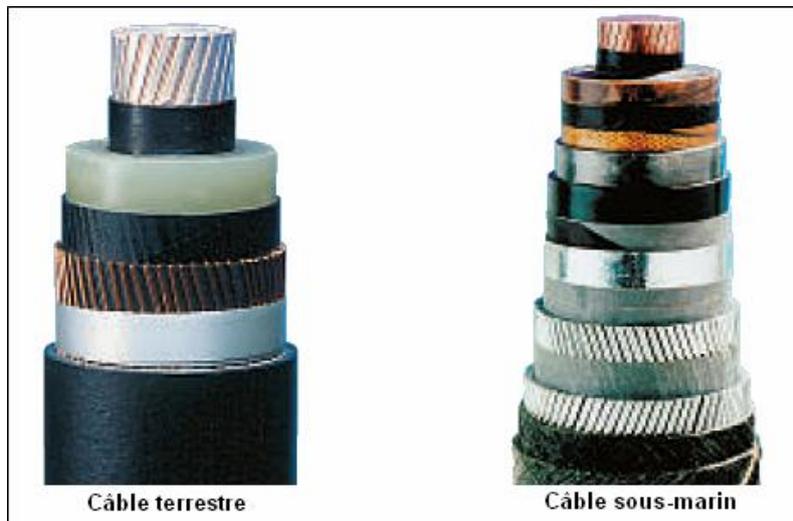


Figure. 1.2 – Câbles pour les liaisons VSC-HVDC.

D'après les dernières statistiques (8 octobre 2013) la plus grande liaison utilisant un câble sous-marin est celle de "NorNed". Cette liaison qui relie les deux pays Norvège - Pays-Bas, mise en œuvre en 2008 (580 km de distance), transmet une puissance de 700 MW sous une tension de  $\pm 450$  kV.

### **1-5-2- Transport de puissance sur de longues distances**

Le transport massif d'électricité (milliers de mégawatts) sur les grandes distances (milliers de kilomètres) relie, par exemple, les centrales hydroélectriques aux lieux de consommation. C'est le cas de la liaison Xiangjiaba-Shanghai à 800 kV, qui achemine 6 400 MW sur plus de 2 000 km, avec un rendement global de 93 % pour une emprise au sol ne dépassant pas 40 % de celle du transport alternatif. À plus de 99,5 %, sa disponibilité est aussi très élevée.

### **1-5-3- Interconnexion asynchrone des systèmes à courant alternatif**

Interconnecter des réseaux électriques non synchrones ou présentant des fréquences différentes (50 Hz ou 60 Hz dans la presque totalité des cas) nécessite un dispositif spécifique, et un HVDC est la réponse la plus courante. Par exemple, l'Arabie saoudite et le Japon utilisent ces deux fréquences.

Le projet d'interconnexion des pays du Golfe Persique, majoritairement en 50 Hz, prévoit une liaison HVDC de 1800 MW avec ce pays. C'est aussi le cas de la France et du Royaume-Uni, qui bien que tous deux à 50 Hz, ne sont pas considérés comme synchrones.

### **1-5-4- Interconnexion des réseaux à différentes sources énergétique**

Le VSC-HVDC, pour sa part, est idéal pour insérer des productions renouvelables diffuses (éoliennes, par exemple), dans les réseaux CA existants. Sa grande souplesse d'exploitation et d'adaptation en fait une solution toute désignée pour le transport et les réseaux électriques intelligents.

Le projet *BorWin1* est le premier raccordement HVDC au monde entre un parc éolien marin et le réseau CA à terre. Basée sur un HVDC Light et longue de 200 km, la liaison relie le parc *BARD Offshore 1*, en mer du Nord, au réseau de distribution allemand en courant alternatif à haute tension (HVAC). 400 MW y transitent depuis fin 2009, à une tension continue d'environ 150 kV.

*BARD Offshore 1* totalise 80 éoliennes dont la puissance unitaire de 5 MW alimente une liaison câblée de 36 kV CA. Cette tension est ensuite portée à 155 kV CA avant d'atteindre la station de conversion HVDC Light, implantée sur une plate-forme maritime.

## **1-6- Technologie de convertisseur utilisée dans un système HVDC [51][68]**

Pour le transport en CC, il est donc nécessaire de convertir la puissance alternative d'un réseau en puissance continue puis d'effectuer l'opération inverse à savoir convertir la puissance continue en puissance alternative. Ces opérations sont assurées par des stations de conversion AC/DC et/ou DC/AC).

Deux types de convertisseurs sont actuellement utilisés dans ces stations de conversion :

- Les convertisseurs à thyristors à commutation naturelle (LCC ou CCC), apparus dans les années 70 pour remplacer les valves à vapeurs de mercure.
- Les convertisseurs autonomes (connus aussi sous le nom de convertisseur à commutation forcée ou encore sources de tension : VSC pour Voltage Source Converter) sont des technologies récentes, apparus en 1997).

### **1-6-1- Les liaisons HVDC à base de convertisseurs conventionnels (LCC)[7][68]**

Elles utilisent des convertisseurs basés sur des valves de mercure ou des valves à thyristors appelés convertisseurs commutés par ligne (par phase), ou bien, convertisseurs commutateurs de courant. Le module de base d'un convertisseur LCC est le montage en pont double alternance triphasé connu sous le nom de montage en pont de Graetz (figure 1.3). Bien qu'il y ait plusieurs configurations alternatives possibles, le pont de Graetz a été universellement utilisé pour les liaisons LCC-HVDC, car il fournit une meilleure transformation d'énergie et des tensions de blocage inférieures à travers les valves qui ne conduisent pas. Les bornes continues des deux ponts à 6 impulsions peuvent être reliées en série pour l'arrangement à 12 impulsions. La plupart des arrangements modernes des liaisons HVDC utilisent des convertisseurs à 12 impulsions pour réduire les conditions de filtrage d'harmoniques additionnelles exigées pour le fonctionnement en 6 impulsions.

Actuellement, ces convertisseurs s'appuient sur des interrupteurs raccordés en série pour obtenir un niveau de tension souhaitée. Chaque unité de cette chaîne est dans la gamme de 10 kV et un courant allant jusqu'à 5 kA au maximum. Toute la capacité installée dépasse les 75000 MW dans plus de 90 projets dans le monde. Ces projets sont localisés dans plusieurs pays comme l'Australie, le Brésil, le Canada, la Chine, le Danemark, l'Allemagne, l'Inde, la Russie, l'Afrique du Sud, la Suède et les Etats-Unis.

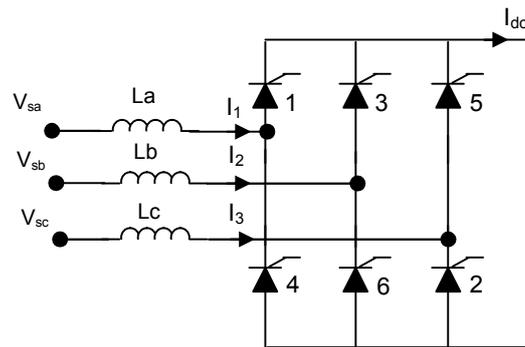


Figure. 1.3 – Convertisseur commuté par le réseau (LCC)

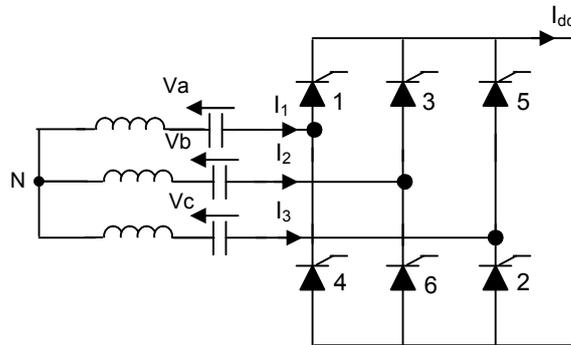
### 1-6-2- Liaisons HVDC à base des convertisseurs commutés par condensateur (CCC)

Le convertisseur utilisé dans le concept CCC-HVDC est caractérisé par un condensateur de commutation inséré en série entre le transformateur et le convertisseur. Le condensateur génère une partie de la puissance réactive nécessaire pour le fonctionnement du convertisseur. Par conséquent, on élimine le besoin des bancs de condensateurs shunt pour la compensation de la puissance réactive. Les filtres à C.A. sont nécessaires seulement pour le filtrage des harmoniques et la génération de la puissance réactive par les condensateurs shunt est réduite au minimum.

La taille du condensateur de commutation est ainsi choisie telle que la puissance réactive de fonctionnement du convertisseur est compensée. Cette contribution réduit considérablement la quantité de compensation shunt requise, en générant plus de puissance réactive pour le réseau CA et améliorant ainsi la stabilité de tension dans les applications des réseaux faibles. Cette solution est trouvée plus attrayante pour les installations dos à dos alimentant de faibles réseaux alternatifs.

Le condensateur série peut être intégré de trois manières différentes dans l'installation :

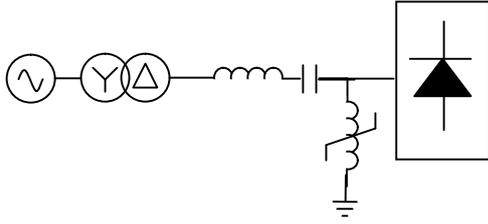
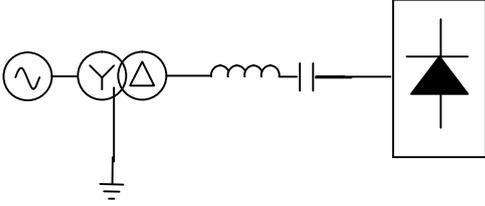
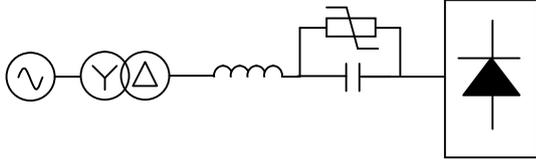
- sur le côté entrée de la ligne à courant alternatif (figure 1.4),
- entre la barre collectrice du filtre et le transformateur, ou
- entre le transformateur de l'onduleur et le pont des valves



**Figure. 1.4** – Convertisseur commuté par condensateur (CCC)

L'endroit d'emplacement du condensateur de commutation et les problèmes liés au raccordement sont présentés dans le tableau 1.1. Un emplacement possible du condensateur série est entre le transformateur et la station de la conversion, et le concept est introduit dans le domaine en 1990. Ce choix est imputable à plusieurs raisons : Tant en exploitation stationnaire que transitoire, le condensateur n'est sollicité que faiblement, étant donné que le courant qui circule à travers le condensateur est déterminé par la valve branchée en série avec lui. Ce circuit élimine aussi le risque de la Ferro résonance lors de surtensions et par des sollicitations accrues dues à des courants homopolaires en cas de défauts à la terre dans le réseau à courant alternatif. On a besoin d'un petit varistor supplémentaire pour protéger le condensateur contre les surtensions.

En outre, le développement de filtres CA automatiquement accordés (CONTUNE) a permis de faire correspondre la caractéristique CCC avec les exigences de puissance réactive. Ces filtres peuvent être construits pour produire de petites quantités de puissance réactive, mais encore pour assurer un bon filtrage.

	Endroit d'emplacement du condensateur série
1	
2	
3	

**Tableau. 1.1** – Raccordement des condensateurs dans différents endroits entre le transformateur et la station de la conversion

La configuration CCC offre les avantages suivants lorsqu'elle est utilisée pour alimenter des faibles réseaux CA :

- Amélioration de la stabilité de tension alternative du réseau.
- Réduction de la nécessité de compensation shunt.
- Réduction de la surtension pendant le rejet de la charge.
- Réduction de la nécessité de commutation des éléments de compensation avec la variation de charge.
- Augmentation de la capacité de transfert de puissance.
- Probabilité réduite de ratés de commutation pour les défauts impédants.
- Robuste et résistant aux perturbations.

L'utilisation de CCC améliore la stabilité de la régulation. Cela permet d'exploiter les installations HVDC avec des réseaux présentant une puissance de court-circuit plus basse qu'auparavant.

Le condensateur de commutation provoque une élévation de la tension du réseau, de sorte que la tension de commutation déterminante pour les valves est quelque peu plus élevée et légèrement déphasée. Du point de vue de la valve, il en résulte une marge de

commutation agrandie dans l'onduleur, mais aucune différence plus grande dans le redresseur. Du point de vue du réseau, l'angle de retard à la commande devient plus petit tant sur le redresseur que sur l'onduleur, ce qui provoque une consommation plus basse de puissance réactive. En exploitation d'onduleur, les conditions de commutation modifiées signifient que la caractéristique  $U_d/I_d$  présente une pente positive, ce qui fournit une stabilité de régulation fortement améliorée. Une installation CCC est moins sujette à perturbations qu'une installation HVDC usuelle. Elle peut poursuivre son exploitation normale également en cas de dérangement de la tension alternative du côté alimentation. Elle maîtrise les chutes de tension subites de 15–20% sans provoquer des ratés de commutation. En outre, la stabilité dynamique est fortement améliorée.

### 1-6-3- Liaisons HVDC à base des convertisseurs sources de tension (VSC)[7][68]

Un système HVDC à base de VSC est constitué de convertisseurs, transformateurs, d'inductances, de capacités DC et de câbles à courant continu.

La figure 1.5 illustre un convertisseur composé d'association en parallèle d'un transistor (interrupteur commutable en ouverture et en fermeture) et d'une diode, permet d'obtenir une valve bidirectionnelle en courant. Il est alors possible, à partir de la source de tension à courant continu et au moyen d'une programmation adéquate des valves  $S_{11}$  à  $S_{13}$ , de générer des tensions quasi-sinusoïdales aux points a, b et c dont on contrôle parfaitement les amplitudes, la fréquence et les phases des composantes fondamentales de manière indépendante.

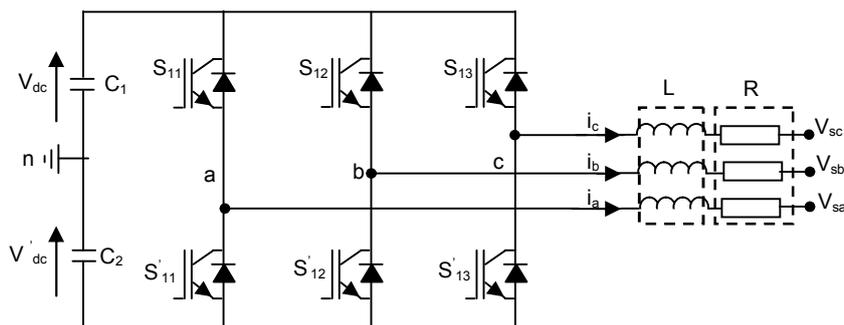


Figure. 1.5 – Principaux éléments d'un convertisseur VSC.

- **Comparaisons des caractéristiques des 2 types de convertisseurs**

LCC	VSC
Composants : Thyristors	Composant : IGBT
Courant DC unidirectionnel	Polarité de la tension unidirectionnelle
Polarité de la tension CC change avec le flux de puissance	Sens du courant CC change avec le flux de puissance
Consomme de la puissance réactive	Fournit ou absorbe de la puissance réactive
Nécessite deux réseaux CA puissants (actifs)	Capable d'alimenter un réseau CA passif
Génère des harmoniques BF (nécessite des filtres volumineux)	Génère des harmoniques HF (facilement filtrables)
Peut convertir de grandes puissance (jusqu'à 3 GW) et peut opérer à tension élevée (>600 kV)	Puissance et tension limitées (350 MW, 150 kV)
Pertes par effet joule faibles	Pertes par effet joule > système LCC
Coût abordable	Assez onéreux pour le moment
Technologie mature	Technologie récente

**Tableau. 1.2** – Comparaison des deux types de convertisseurs

Nous constatons que le système VSC offre davantage de flexibilité par rapport au système LCC mais présente, tout de même, aujourd'hui, des limites vis-à-vis de la puissance convertible. Le développement des transistors de puissance devrait permettre, à l'avenir, de concevoir des systèmes VSC plus puissants.

## **1-7- HVDC et environnement[4][68][88]**

Le courant continu se comporte de manière très différente du courant alternatif, ce qui rend le HVDC idéal pour une liaison haute tension souterraine. De plus, les coûts sont souvent inférieurs à ceux des câbles à haute tension conventionnels. Le souci croissant pour notre environnement de vie et l'influence positive de l'invisibilité des liaisons pourraient, en outre, déboucher sur un revirement de situation plus rapide encore. Les liaisons haute tension souterraines sont plus intéressantes que jamais [88].

### **1-7-1- Aspects écologiques**

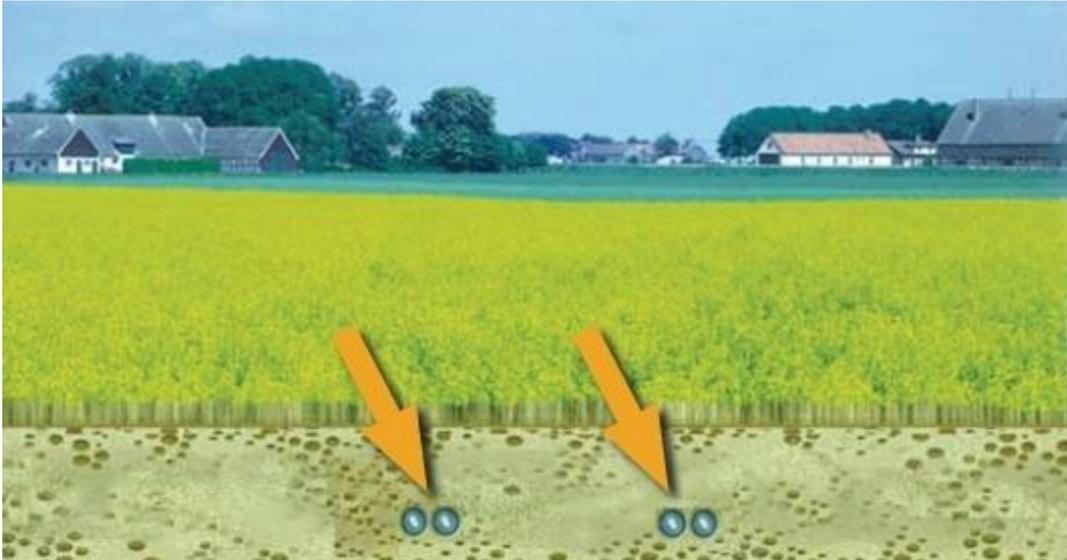
Les liaisons HVDC enterrées peuvent mieux répondre aux exigences modernes en matière d'écologie pour diverses raisons.

- **Champs électro-magnétiques**

Plusieurs pays appliquent une politique prudente et réservée en matière de champs magnétiques. Le Ministère du Logement, de l'Aménagement du Territoire et de l'Environnement aux Pays-Bas comme la « National Electrical Safety » en Suède recommandent un niveau de sécurité 0,4uT pour les champs magnétiques 50 Hz des lignes haute tension. Ce niveau de sécurité correspond à l'intensité du champ couramment utilisée de nos jours dans les environnements urbains. Contrairement à une liaison à courant alternatif, une liaison à courant continu est statique (pas de rayonnement). Dans ce cas, le «corridor» pour les lignes à haute tension conventionnelles actuellement utilisées devra présenter une largeur de 300m. Les convertisseurs VSC-HVDC peuvent être quasi totalement intégrés dans les bâtiments et sont plus petits que les convertisseurs HVDC classiques. Ils sont donc relativement faciles à intégrer. De même, le champ généré par le câble souterrain enterré est nettement inférieur au champ magnétique naturel de la terre.

- **Espace**

Une liaison HVDC nécessite nettement moins d'espace. Une ligne haute tension 380 kV conventionnelle requiert une bande d'une largeur de 60 mètres minimum. Cette bande doit être dépourvue d'arbres hauts ou de constructions. Une liaison HVDC n'exige qu'un chemin d'installation de 4 mètres de large. A titre de comparaison : pour une liaison aérienne d'une longueur de 100 km, on a besoin d'une superficie au sol de 600 hectares (1 hectare = 10.000 m<sup>2</sup>). Une liaison HVDC ne nécessite quant à elle que 40 hectares, soit moins de 6% de l'espace nécessaire pour une ligne haute tension aérienne comparable.



**Figure. 1.6** – Transport invisible de l'énergie via HVDC

- **Bruit audible**

La production sonore des liaisons haute tension aériennes – plus importante encore par temps humide – limite également la possibilité de construction dans leur environnement immédiat. La largeur du corridor sonore dépend des règlements locaux et de la conception de la liaison haute tension. Les lettres de réclamation peuvent parfois rendre l'installation des lignes aériennes très pénible. Les lignes souterraines ne présentent absolument aucun inconvénient d'ordre sonore.

- **Danger pour les oiseaux**

Diverses études démontrent qu'aux Pays-Bas, les lignes aériennes font environ un million de victimes par an, soit, en moyenne, quelque 300 oiseaux par kilomètre chaque année. Les lignes enterrées apportent une solution définitive à ce problème.

### **1-7-2- Aspects esthétiques et sociaux**

Diverses études ont démontré que l'installation d'une liaison haute tension aérienne affectait défavorablement l'évolution du prix des terres. A titre d'exemple, citons une enquête réalisée au Royaume-Uni qui a démontré que le prix des terrains était de 38% inférieur au prix habituel lorsque les parcelles se trouvaient à une distance de 100 mètres d'une liaison haute tension.

Une étude conduite en Finlande a, quant à elle, révélé que la perte de valeur est directement proportionnelle à la distance jusqu'à la liaison haute tension. Autre exemple : un jugement récent du tribunal d'Utrecht a confirmé que le placement des lignes à haute tension

aériennes portait préjudice à la valeur d'une maison. La commune a été contrainte de payer un dédommagement au propriétaire de la maison.

Nombreuses sont les régions du Benelux affichant un taux de construction élevé.

Chaque ligne à haute tension installée influencera donc vraisemblablement de nombreuses parcelles de terrain. Si nous considérons que par 500 mètres de liaison haute tension, l'on trouve en moyenne :

- quatre parcelles à une distance de 0 à 500 mètres (10% de perte de valeur)
- huit parcelles à une distance de 500 à 1.000 mètres (5% de perte de valeur)
- seize parcelles à une distance de 1.000 à 1.500 mètres (3% de perte de valeur)
- vingt parcelles à une distance de 1.500 à 2.000 mètres (2% de perte de valeur)

et que nous attribuons une valeur moyenne de 300.000 € par parcelles (construction comprise), pour chaque 100 km de liaison haute tension aérienne, le perte de valeur représente 100.800.000 €.

Viennent encore s'ajouter à cela les pertes sociales inhérentes au paysage, au patrimoine historique et culturel et à la nature.

- **Sécurité**

Comme la technologie HVDC repose intégralement sur un câblage souterrain, la sécurité est optimale. Ce n'est pas le cas des liaisons haute tension aériennes qui présentent un risque d'électrocution par ou pour les travailleurs en hauteur, les mâts de bateau, les lignes de pêche ou les interventions des services d'incendie.

Avec la technologie HVDC, l'on élude aussi les risques des dommages ou d'électrocution dus à la chute des lignes sous l'effet de la neige ou de la tempête.



**Figure. 1.7** – Le projet Murraylink, en Australie, repose sur une méthode simple et très efficace utilisant des matériaux issus de l'industrie de la fibre de verre.

## 1-8- Configurations des systèmes HVDC

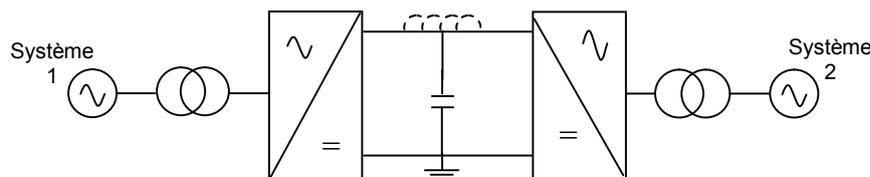
Les systèmes HVDC peuvent être classifiés en trois catégories [73][2] :

- Les liaisons "back-to-back"
- Les liaisons entre deux terminaux
- Les liaisons multi terminaux

Nous allons, à présent, décrire, brièvement, chacune de ces catégories.

### • Systèmes HVDC "back-to-back"

Dans un système de transport de puissance "back-to-back", le redresseur (convertisseur CA - CC) et l'onduleur (convertisseur CC - CA) sont, d'une part, localisés dans une même station, c'est-à-dire un même bâtiment, et d'autre part reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC (voir [72]) ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC (figure 1.8.a).



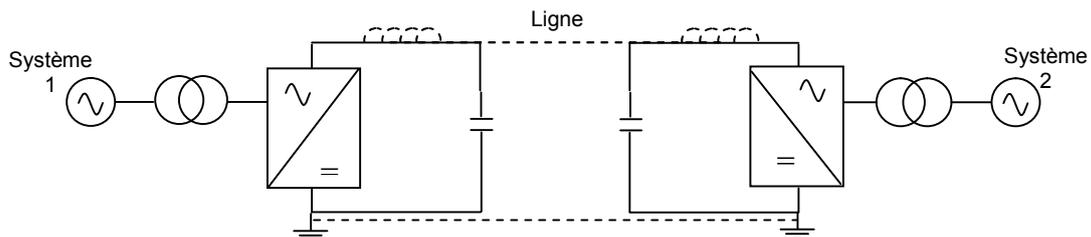
**Figure. 1.8.a** – Système CC "back-to back"

Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes CC asynchrones qui peuvent soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit le faire sans être synchronisés.

- **Liaison HVDC entre deux terminaux**

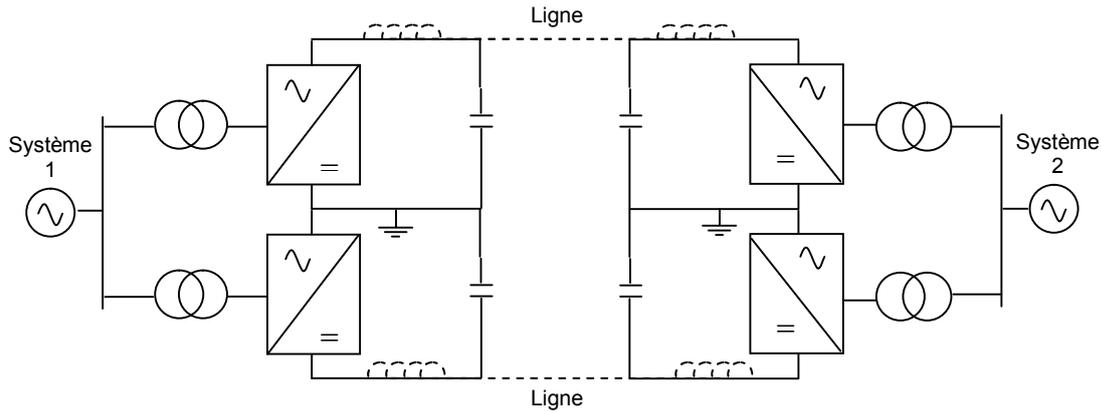
Les liaisons HVDC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou monopolaires. Une configuration monopolaire est montrée dans la figure 1.8.b. Elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transport par câble.

Cette configuration peut aussi être la première étape dans la conception d'un système bipolaire. A la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les interférences avec des structures métalliques sous terraines/sous-marines sont préjudiciables.



**Figure. 1.8.b** – Configuration monopolaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs

La configuration bipolaire (figure 1.8.c) est généralement utilisée pour un transit de puissance par voie aérienne. Dans ces systèmes, nous trouvons deux conducteurs, un par polarité (positive ou négative), et chaque terminal possède deux convertisseurs connectés en série du côté CC et fonctionnant à la même tension nominale. Les jonctions entre les convertisseurs sont réalisées par la terre. Normalement, les courants qui traversent les conducteurs sont égaux et il n'y a pas de courants qui s'écoulent dans la terre. Les deux pôles peuvent fonctionner indépendamment et, par conséquent, si un pôle est isolé à cause d'un défaut sur son conducteur, l'autre pôle peut transporter la moitié de la puissance nominale, voire plus, en considérant les possibilités de surcharge des convertisseurs et de la ligne.



**Figure. 1.8.c – Configuration bipolaire**

Du point de vue des performances, une configuration bipolaire est considérée comme étant l'équivalent d'une liaison CA utilisant deux lignes.

- **Liaison multi-terminale**

De par le développement et le succès grandissant des liaisons HVDC entre deux terminaux ("point to point"), les concepteurs de systèmes de puissance ont réalisé que les liaisons multi-terminaux (Multi-terminal CC ou encore MTDC) pouvaient être beaucoup plus attractives, et ce afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie HVDC. Les systèmes MTDC se déclinent suivant deux configurations :

- Les liaisons parallèles.
- Les liaisons séries (utilisation de convertisseurs CSC uniquement).

Dans une configuration parallèle, les convertisseurs opèrent tous à la même tension CC nominale. Les connexions peuvent être soit radiales (figure 1.8.d) soit maillées (figure 1.8.e).

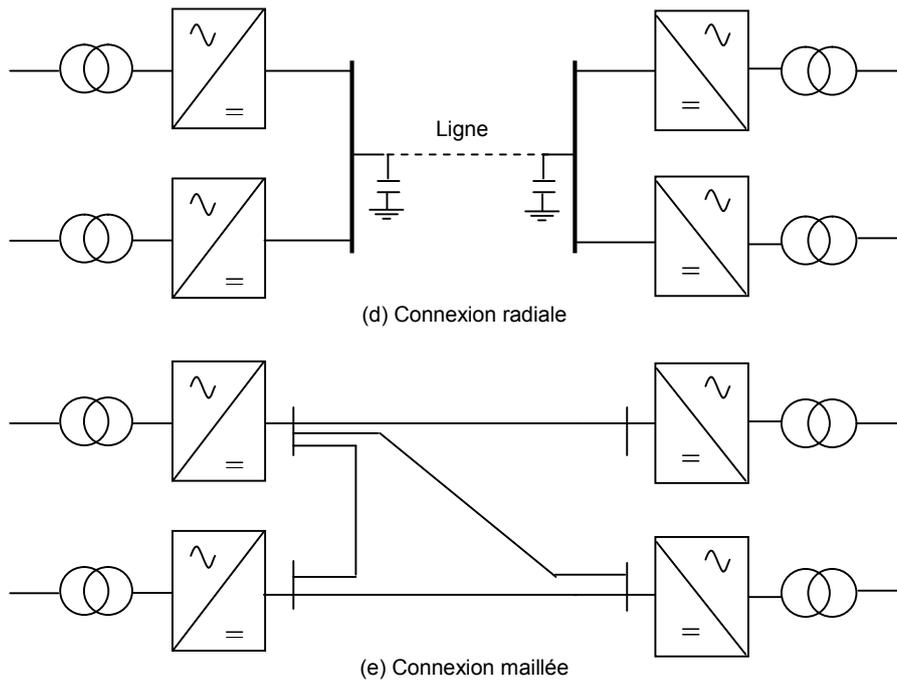


Figure. 1.8.(d, e) – Exemples de liaisons MTDC- VSC- Configuration parallèle

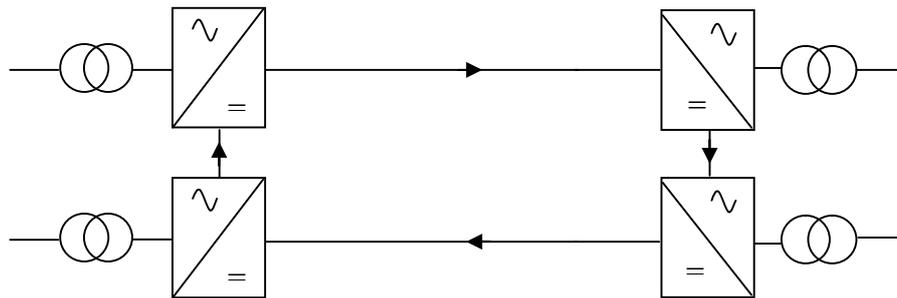


Figure. 1.8.f – Schéma de principe d'une liaison MTDC - CSC en configuration série (inductances omises)

## 1.9- Principales liaisons HVDC en service

Généralement, les liaisons LCC sont les plus répandues dans le monde (figure 1.9). Aujourd'hui, seule une dizaine de systèmes à base de VSC sont en service (référencés en bleu sur la figure 1.9). La liaison « Murraylink », en Australie, utilisant la technologie HVDC Light d'ABB mesure 180 km de long et est référencée comme étant la liaison VSC la plus longue au monde à ce jour. Cette liaison, installée en 2002, transporte 220 MW et fonctionne à  $\pm 150$  kV (en tension continue).[68]

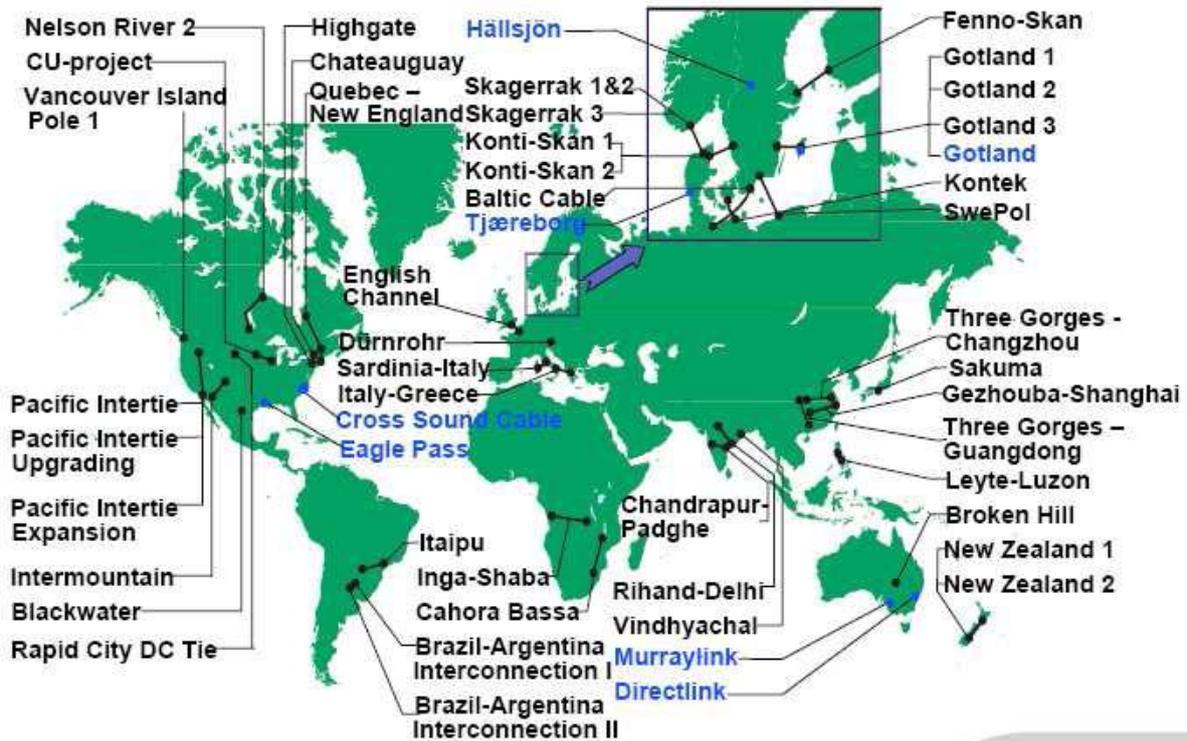


Figure. 1.9 – Principales liaisons HVDC dans le monde.

En bref, le tableau 1.2 donne un aperçu sur l'évolution de ces systèmes :

1.9.1- Installations existantes

Nom	Puissance (MW)	Tension (kV)	Distance (km)	Commentaire
liaison à courant continu Italie-Corse-Sardaigne	300	200	118+304	câble sous-marin et ligne aérienne
IFA 2000 (interconnection France-Royaume-Uni)	2000	±270	78	câble sous-marin
Itaipu (Brésil)	6300	±600	785//805	ligne aérienne, changeur de fréquence le plus puissant du monde
Cahora Bassa (Mozambique-Afrique du Sud)	1920	533	1420	ligne aérienne
Baltic-Cable (Allemagne-Suède)	600	400	170	
Kontek (Allemagne-Danemark)	600	400	170	
GK Dürnrohr (Autriche)	600	160	back to back	transit de puissance
GK Wien-Südost (Autriche)	600	160	back to back	transit de puissance
GKK Etzenricht (Allemagne)	600	160	back to back	transit de puissance
Chandrapur (Inde)	1000	205	back to back	transit de puissance
Radisson (Baie James) - Nicolet - Des Cantons - Sandy Pond (Québec)	2000	±450	1480	câble sous-marin et ligne aérienne
Poste Châteauguay (Québec)	1000	140	back to back	transit de puissance
Poste Outaouais (Québec)	1250	175	back to back	transit de puissance
Fenno-Skan (Suède-Finlande)	500	400	233	câble sous-marin et ligne aérienne
NorNed (Norvège-Pays-Bas)	700	±450	580	câble sous-marin le plus long au monde
Cross Sound Cable (États-Unis)	330	±150	40	câble sous-marin

Tableau. 1.3 – Principales liaisons HVDC existantes et/ ou en cours de réalisation dans le monde.

### 1.9.2- Projets en cours

De nombreux projets sont en cours de réalisation dont BritNed, entre le Royaume-Uni et les Pays-Bas, et d'autres projets en Inde et en Chine.

### 1.9.3- Projets Futurs

- **RTE** et **Terna** ont annoncé un projet de HVDC entre la France et l'Italie, qui passerait par la galerie de service du Tunnel du Fréjus.
- La nouvelle liaison entre la France et l'Espagne devrait être réalisé par câbles enterrés à courant continu.
- le projet **DESERTEC** de la **Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation** implique plusieurs liaisons HVDC pour transporter l'électricité produite dans le désert dans plusieurs pays africains et jusqu'en Europe. [92]

## 1.10- Conclusion

Nous venons de présenter l'utilité du transport d'énergie électrique en HVDC, ainsi que les différentes configurations existantes. A présent, nous allons nous intéresser aux systèmes VSC (connus aussi sous le nom de convertisseur à commutation forcée ou encore convertisseurs sources de tension / VSC pour Voltage Source Converter). Le chapitre suivant est totalement consacré à leur étude.

# **CHAPITRE II**

# **FONCTIONNEMENT D'UNE LIAISON VSC-HVDC**

## **CHAPITRE II :**

### **FONCTIONNEMENT D'UNE LIAISON VSC-HVDC**

#### **2.1- Introduction**

Récemment, des progrès significatifs ont été réalisés dans le développement des semi-conducteurs haute puissance, en particulier avec l'apparition des GTO (Gate Turn-Off thyristor) et des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistors). La conception des convertisseurs a alors tiré parti de ces technologies. Nous les rencontrons à présent sous la forme de convertisseurs fonctionnant en source de tension (VSC : Voltage Source Converter). Ces convertisseurs sont du type quatre quadrants. De plus, ils opèrent à n'importe quel facteur de puissance et des commandes conçues à partir de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI ; en anglo-saxon PWM, Pulse Width Modulation) peuvent leur être associées. Ces commandes permettent l'approximation de la tension de référence de sortie par la réalisation d'une tension moyenne de même valeur sur une période de commutation. Pour cela, elles utilisent une modulation temporelle des niveaux possibles les plus proches. Leur profil de tension de sortie CA est meilleur du point de vue harmonique.

Pour un système HVDC, la présence de convertisseurs VSC apporte de précieux avantages :

- Les harmoniques de faible ordre peuvent être grandement atténués si la fréquence de commutation des convertisseurs le permet, réduisant ainsi la taille des équipements de filtrage.
- Les convertisseurs VSC sont capables d'absorber et d'engendrer de la puissance réactive. Les composants VAR connectés au côté CA des convertisseurs ne sont plus nécessaires.
- La puissance active transportée par la ligne CC et les puissances réactives de chaque terminal sont contrôlées indépendamment.
- Les temps de réponse sont plus courts grâce à l'augmentation de la fréquence de commutation des commandes PWM. Cette fréquence était inférieure à

300 Hz lorsque les interrupteurs étaient réalisés à partir de thyristors. Elle devient maintenant supérieure à 1 kHz avec les GTO ou les IGBT.

- Les convertisseurs VSC sont indépendants et peuvent fonctionner à des fréquences différentes.

Malgré tout, en plus de leur coût, les convertisseurs VSC n'offrent pas la même facilité pour connecter les composants en série. Les pertes en conduction sont aussi plus importantes et la fiabilité des IGBT est plus faible que celle des thyristors.

Néanmoins, ces convertisseurs représentent l'avenir pour la conception des systèmes HVDC et ils peuvent être les candidats idéaux pour les domaines d'application suivants :

- La connexion de sources d'énergie renouvelables telles que les éoliennes.
- L'acheminement d'électricité vers des îles.
- L'apport d'énergie à des grandes villes qui sont soumises à des contraintes environnementales et de sécurité.

Dans ce contexte, on consacre ce chapitre en premier lieu à l'architecture des liaisons VSC-HVDC., En second point, une étude détaillée des convertisseurs source de tension VSC, et leurs différentes stratégies de modulation sera présentée [67][72].

## 2.2- Architecture d'une liaison VSC-HVDC

Un système HVDC à base de VSC est constitué de convertisseurs, de transformateurs, d'inductances, de capacités CC et de câbles à courant continu (Figure 2.1). [35] [67][69] [77]

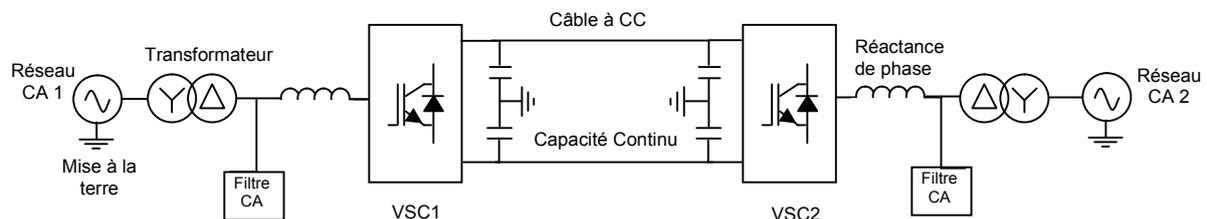


Figure. 2.1 – Les composants d'une liaison VSC-HVDC.

### **2.2.1- Convertisseurs**

Les convertisseurs sont des VSC utilisant des semi-conducteurs de puissance IGBT. Les deux convertisseurs sont identiques. L'un fonctionne comme un redresseur. L'autre nécessairement comme onduleur. Les deux convertisseurs peuvent être connectés directement (station dos à dos), ou par l'entremise d'un câble à courant continu. Cela dépend de la nature de l'application de la liaison.

### **2.2.2- Transformateurs**

Évidemment, les convertisseurs sont connectés aux systèmes CA par des transformateurs. La fonction la plus importante des transformateurs consiste à transformer la tension CA à des valeurs adéquates pour le bon fonctionnement du convertisseur. Un transformateur permet des fonctions supplémentaires comme l'adaptation de la tension, l'association d'unités de conversion ou l'isolement vis-à-vis de la composante homopolaire. L'inductance de fuite des transformateurs utilisés dans ce mode de transport est généralement entre 0,1pu et 0.2pu.

### **2.2.3- Réactances de phase**

La réactance de phase peut être soit une inductance, soit l'inductance de fuite du transformateur d'interface, soit une combinaison des deux. Cette inductance est nécessaire pour pouvoir connecter l'unité de conversion et le réseau alternatif qui sont deux sources de tension. Elle transforme ainsi une différence de tension entre le réseau et le convertisseur en courant circulant entre ces derniers. Les réactances de phase sont utilisées pour contrôler à la fois les puissances active et réactive. Elles fonctionnent également comme des filtres à courant alternatif pour réduire les harmoniques de rangs élevés causés par le fonctionnement des convertisseurs VSC. Généralement, la valeur de la réactance est de 0.15 pu.

### **2.2.4- Capacité continue**

La capacité continue a pour fonction de maintenir une tension continue stable pendant les commutations des interrupteurs de l'unité de conversion. Sa valeur doit être suffisante pour limiter l'ondulation de la tension continue mais c'est au détriment du coût, du temps de réponse du système et de l'encombrement qui augmentent en proportion. Le dimensionnement de cette capacité dépend de la tension continue nécessaire.

Toute inductance parasite entre cette capacité et les interrupteurs est nocive, particulièrement à cause des surtensions apparaissant lors de la coupure d'un courant

inductif. Cette capacité doit donc être placée au plus près des interrupteurs, même si elle n'est pas représentée ainsi sur les schémas.

### **2.2.5- Filtres**

En fonction du réseau alternatif, des filtres peuvent être nécessaires pour empêcher toute pénétration d'harmoniques vers la station de conversion. Ces filtres sont souvent omis, d'autant plus qu'aucune compensation de réactif n'est nécessaire. D'autre part, la fréquence élevée des commutations dans l'unité de conversion rend les harmoniques qu'elle génère plus nocifs pour le matériel mais également plus faciles à filtrer. Aussi, ces filtres permettent de cantonner les harmoniques HF à l'intérieur de la station de conversion.

Des filtres peuvent être installés sur le bus continu pour limiter l'ondulation de tension continue sans pour autant augmenter la valeur de la capacité continue, dans les cas où cette dernière est limitée par d'autres contraintes.

### **2.2.6- Inductance continue**

Une inductance peut être ajoutée en série dans le circuit continu pour atténuer les harmoniques sans augmenter la capacité continue. Une autre fonction de cette inductance est de modifier la fréquence de résonance du circuit continu, au cas où celle-ci est trop proche d'une fréquence générée par le convertisseur. Il faut noter qu'une inductance série modifie la dynamique du système en s'opposant aux variations brutales du courant continu, donc de la puissance active transmise.

### **2.2.7- Mise à la terre du point neutre**

Le point neutre, point milieu de la capacité continue, est mis à la terre de façon à imposer deux tensions symétriques par rapport au potentiel nul sur les pôles positif et négatif, pour une utilisation optimale des câbles connectant les deux stations de conversion. Cela peut être fait par une mise à la terre directe ou via des éléments passifs (inductance, filtre, résistance, parafoudre).

### **2.2.8- Disjoncteur principal**

Un disjoncteur situé au point de connexion sert à (dé)-connecter la station de conversion et le réseau alternatif. Il peut être équipé de résistances de pré-insertion pour limiter la pointe de courant d'enclenchement lors de la charge des capacités continues via les diodes de roue libre.

### **2.2.9- Disjoncteur continu rapide**

Les convertisseurs source de tension craignent les courts-circuits sur leur côté continu car le défaut est alimenté par les diodes et ne peut être éliminé que par l'ouverture du disjoncteur principal. Dans ce cas, les courants de défaut ont le temps d'atteindre des amplitudes rédhibitoires pour les composants d'électronique de puissance. Ces défauts sont extrêmement rares si la liaison est effectuée par câbles mais fréquents dans le cas de lignes aériennes. Une liaison à convertisseur source de tension par ligne aérienne peut nécessiter l'ajout en série d'un disjoncteur rapide pour la protéger des défauts continus. Vu le temps d'ouverture exigé (de l'ordre de la milliseconde), il faut utiliser un interrupteur statique, ce qui pose des problèmes de coûts et de pertes joule dans ce composant supplémentaire.

### **2.2.10- Câbles à courant continu**

Dans l'immense majorité des cas, les lignes à haute tension sont alimentées en courant alternatif triphasé ; mais dans le cadre particulier de certaines traversées sous-marines ou de lignes enterrées, le transport se fait en courant continu (HVDC) pour des raisons d'économie, d'encombrement et de fiabilité. (ex : Liaison France-Angleterre ; Grondines, 100 km au sud-ouest de Québec). Les lignes souterraines sont utilisées dans quelques cas particuliers : transport sous-marin, franchissement de sites protégés, alimentation de grandes villes, de métropoles ou autres zones à forte densité de population. De même, ces lignes sont plus répandues en basse et moyenne tension, moins en haute tension du fait des coûts prohibitifs.

On note que l'isolation de ce type de ligne à courant continu s'est d'abord faite par papier imprégné d'huile, puis par de nouvelles technologies : isolation synthétique (LIS, XPLE), isolation gazeuse (LIG, CIG), supraconducteurs.

## **2.3- Topologies des Convertisseurs VSC**

### **2.3.1- Convertisseur CC/CA - structure de base**

Afin d'arriver aux différentes topologies et avant d'observer l'évolution de sa structure de base qui est un convertisseur "continu / alternatif", il faut bien comprendre les séquences de fonctionnement du montage simple comme celui de la figure 2.2.a. Ce montage représente une phase du convertisseur à deux niveaux et il est constitué de deux cellules. Chaque cellule comprend un interrupteur à base de semi-conducteur qui est unidirectionnel en tension et en courant, avec une diode en antiparallèle qui permet le passage réversible du courant. Le côté CC comprend une source de tension continue qui peut être réalisée à

l'aide d'un (ou plusieurs) condensateurs ou de sources indépendantes (batterie). Le côté alternatif peut avoir un récepteur actif (la source de CA) ou passif (sans source) et une inductance. Le rôle de l'inductance est double : lisser le courant et permettre l'échange d'énergie entre les deux côtés. Il faut remarquer que l'échange d'énergie est possible seulement dans le cas du récepteur actif du côté CA (qui peut jouer le rôle de la source ou le rôle du récepteur) et des condensateurs du côté CC (qui peuvent également jouer les deux rôles). Le fait que chaque cellule est réversible en courant et irréversible en tension nous permet de constater qu'une telle cellule fonctionne en deux quadrants, mais que par contre le convertisseur fonctionne en quatre quadrants.

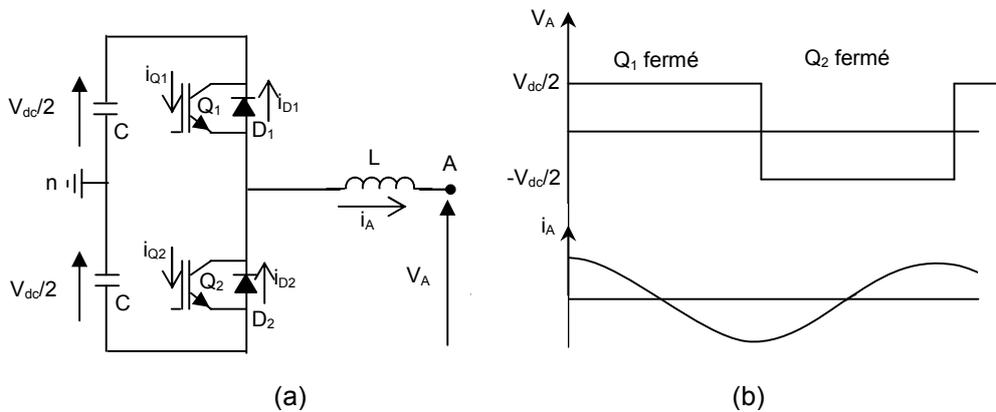


Figure. 2.2 – Bras d'un convertisseur, (b) Forme d'onde à la sortie d'un convertisseur

Les interrupteurs  $Q_1$  et  $Q_2$  comportent deux états stables : état ouvert et état fermé, ce qui fait ensemble quatre combinaisons possibles :

- 1)  $Q_1$  ouvert et  $Q_2$  fermé
- 2)  $Q_1$  ouvert et  $Q_2$  ouvert
- 3)  $Q_1$  fermé et  $Q_2$  ouvert
- 4)  $Q_1$  fermé et  $Q_2$  fermé

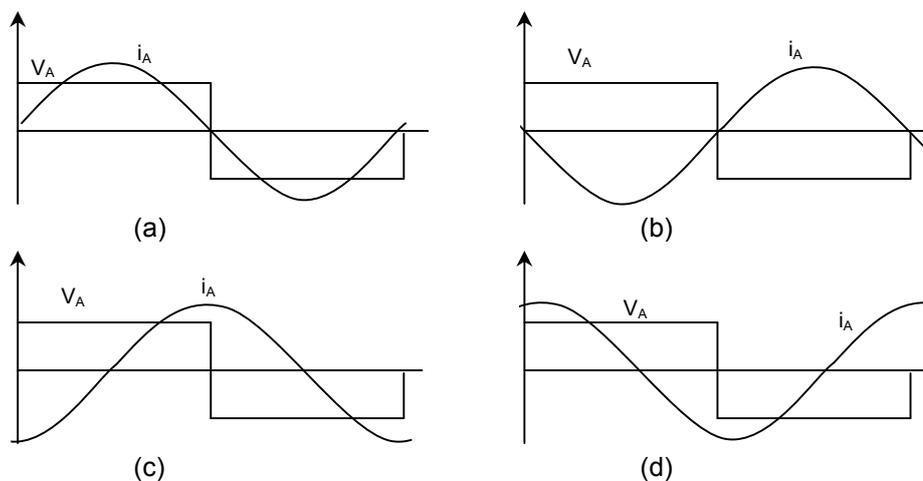
En général, les combinaisons 1 et 3 sont permises, donc les deux interrupteurs sont complémentaires (ils sont toujours en état opposé). L'état 4 cause un court-circuit du côté CC et l'état 2 donne une tension indéterminée du côté CA. Si l'interrupteur  $Q_1$  est fermé (état de conduction) et  $Q_2$  ouvert (état de blocage), la tension vue au point A (figure 2.2.a) est  $V_{cc}/2$ . Dans le cas complémentaire, donc  $Q_1$  ouvert et  $Q_2$  fermé, cette tension est  $-V_{cc}/2$ .

Le courant du convertisseur est imposé par la charge. Le signe de ce courant et son déphasage par rapport à la tension à la sortie du convertisseur déterminent la direction et le taux de transfert de l'énergie entre les côtés CC et CA. La figure 2.2.b présente la tension à

la sortie du convertisseur avec le courant qui est imposé par une charge quelconque. Au début, le courant  $i > 0$  et  $V_A > 0$ ,  $Q_1$  est fermé. Dans ce cas, le courant passe par la diode  $D_1$  et  $i_A = i_{D1}$ . Le convertisseur fonctionne comme redresseur et le transfert d'énergie s'effectue du côté CA au côté CC.

Il faut remarquer que grâce à l'inductance  $L$  (figure 2.2.a), ce transfert s'effectue, malgré le fait que la tension du côté CA peut être plus élevée que la tension du côté CC. La diode  $D_1$  est polarisée en inverse et c'est l'énergie magnétique stockée dans le champ magnétique de l'inductance qui va pousser le courant par la diode. Si le courant passe par zéro et devient négatif pendant que le  $Q_1$  est fermé (figure 2.2.a), le courant commutera naturellement dans la même cellule et il va passer par  $Q_1$ ,  $i_A < 0$ ,  $i_{D1} = 0$ ,  $i_{Q1} = -i_A$ . Le transfert d'énergie se fait maintenant du côté CC au côté CA et le convertisseur fonctionne comme un onduleur. Si l'interrupteur  $Q_2$  est commandé à la fermeture et  $Q_1$  commandé à l'ouverture pendant que le courant est négatif. Le courant commutera de  $Q_1$  à la diode  $D_2$  et  $i_A < 0$ ,  $i_{D1} = 0$ ,  $i_{Q1} = 0$ ,  $i_{Q2} = 0$ , et  $i_{D2} = -i_A$ . Le transfert d'énergie se fait du côté CA au côté CC et le convertisseur fonctionne en mode redresseur. Finalement, si le courant devient positif et que  $Q_1$  reste fermé, le courant commutera de la diode  $D_2$  au transistor  $Q_2$  et  $i_A = i_{Q2}$ ,  $i_{D2} = 0$ . Le convertisseur devient un onduleur.

Sur la figure 2.3, il est possible de remarquer quatre cas extrêmes. Dans le premier cas, le courant  $i_A$  et la tension  $V_A$  sont en phase. L'écoulement d'énergie se fait du côté CA au côté CC et le convertisseur fonctionne en mode redresseur. Le deuxième cas représente le fonctionnement en mode onduleur (le déphasage entre le courant et la tension est de 180 degrés) et l'énergie est transférée du côté CC au côté CA.



**Figure. 2.3** – Forme d'onde de la tension, et du courant à la sortie d'un convertisseur (a) fonctionnement en mode redresseur, (b) en mode onduleur, (c) en mode capacitif, (d) en mode inductif

Dans les deux derniers cas, le déphasage entre la tension et le courant est de 90 degrés. Le convertisseur change le mode de fonctionnement de redresseur en onduleur et vice-versa chaque quart de cycle. Cela permet de constater que, malgré l'échange d'énergie instantanée entre les deux côtés existants, le transfert d'énergie moyen est zéro et le convertisseur prend le comportement de charge réactive pure. [20][21][38]

### 2.3.2- Convertisseur à niveaux multiples - Topologies

Les convertisseurs multiniveaux constituent des associations de semi-conducteurs et de sources de tension qui permettent d'obtenir une tension de sortie au-dessus des calibres unitaires de chaque interrupteur ainsi qu'une fréquence apparente supérieure à celle de commutation de chaque interrupteur. Les avantages les plus importants de la topologie multiniveaux par rapport à la topologie biniveaux conventionnelle sont les suivants :

- La tension de sortie est échelonnée avec au moins trois niveaux de tension et donc, elle présente un meilleur spectre fréquentiel. En conséquence, les éléments de filtrage nécessaires sont plus réduits et moins coûteux.
- L'utilisation des tensions de sortie plus élevées permet d'augmenter la puissance du convertisseur sans augmenter le courant.
- L'augmentation de la fréquence apparente de sortie permet une dynamique du système plus élevée.

Cependant, ces convertisseurs présentent aussi quelques inconvénients :

- Au fur et à mesure que les niveaux de tension augmentent, la structure de contrôle devient plus complexe.
- Des problèmes de déséquilibres de tension des condensateurs apparaissent.

Une révision des publications de ces dernières années nous montre que l'étude des convertisseurs multiniveaux (analyse de la topologie, contrôle, modulation, etc.) est à présent un des sujets le plus important de l'électronique de puissance.

Le développement de la technologie multiniveaux a été marqué par deux facteurs. D'un côté, l'évolution technologique des matériaux semi-conducteurs permettant la réalisation de convertisseurs de puissance et de tension plus élevées. D'un autre côté, même si le contrôle des convertisseurs multiniveaux est compliqué, l'évolution des processeurs numériques de

signal avec capacité de calcul et vitesse de réaction très élevée et coût réduit ont rendu possible la mise en œuvre de ce contrôle. [26][62]

### 2.3.2 .a- Topologies multiniveaux

Les convertisseurs multiniveaux sont de plus en plus connectés dans les applications de haute puissance. Dans [35][38][48], un résumé de l'évolution des topologies des convertisseurs multiniveaux est réalisé sur la base des brevets.

Le premier brevet date de 1975 où l'onduleur en cascade, en anglais *cascade Full-Bridge with separate DC sources*, a été défini comme « la structure qui connecte séparément un pont de diodes en série afin d'obtenir une tension de sortie échelonnée ». Son application n'est pas développée jusqu'au milieu des années 1990. A cette époque deux brevets montrent la supériorité des convertisseurs en cascade pour les applications industrielles et la commande de moteurs.

En ajoutant au convertisseur en cascade des diodes pour bloquer les sources, le convertisseur clampé par les diodes a été breveté, plus connu par son nom en anglais *diode-clamped (DC)*. Ce convertisseur a été aussi appelé convertisseur clampé par le neutre, (*neutral point clamped, NPC*, en anglais) lorsqu'il était utilisé pour la première fois dans la topologie à trois niveaux, dans laquelle le niveau de tension du point milieu était le point neutre. L'application NPC et son extension aux convertisseurs multiniveaux ont été développées en [9][20][21].

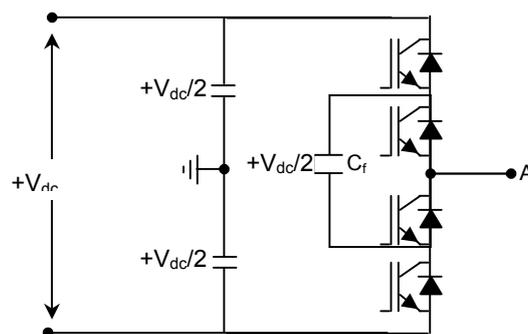
Les derniers brevets datent des années 90 où le convertisseur à capacité flottante (dans la littérature anglo-saxonne *flying capacitor*) a été présenté [6, 9]. Ce convertisseur est composé de plusieurs cellules de commutations séparées entre elles par des capacités flottantes. Il a été initialement utilisé dans des applications de haute tension des convertisseurs CC/CC.

Plusieurs contributions présentent, en détail, les caractéristiques de chacune de ces topologies [38][62] ...etc, classées en fonction du nombre de composants, du type d'application, de la qualité de la tension de sortie, du coût, etc. Chaque topologie possède plusieurs avantages et plusieurs inconvénients. Le choix de la topologie multiniveaux la plus adéquate dépend du type d'application et de son cahier des charges. Actuellement, les topologies des convertisseurs multiniveaux les plus développées et les plus utilisées sont au nombre de trois :

- **Convertisseur à capacité flottante**

La topologie de l'onduleur à capacité flottante (Flying Capacitor Multilevel Inverter), a été proposée par T. Meynard et H. Foch [20][22][38] en 1992. Cette structure est proposée pour résoudre, d'une part, le problème de l'équilibre des tensions, et d'autre part pour réduire le nombre excessif de diodes.

La figure 2.4.a montre la topologie d'un convertisseur à condensateurs flottants à trois niveaux (se trouve aussi sous le nom "cellules imbriquées" et en anglais "Flying Capacitor inverter"). Dans cette structure et pour un convertisseur de "n" niveau, (n-1) condensateurs à courant continu et (n-1) x (n-2) / 2 condensateurs auxiliaires par bras sont nécessaires. Ces condensateurs sont connus sous le nom de condensateurs flottants. Le premier avantage de ces convertisseurs est la réduction des contraintes en tension sur les interrupteurs. Les sources de tension flottantes imposent sur chaque cellule une contrainte en tension égale à  $V_{dc}/2.P_i$  (avec  $P_i$  est le nombre de cellule par demi-bras). Par contre, le calibre en courant des interrupteurs est identique à celui d'une structure classique. Les convertisseurs à condensateurs flotteurs permettent aussi d'améliorer la forme d'onde de la tension de sortie et permettent plus de flexibilité pour obtenir des niveaux différents de tension (par rapport à la structure NPC). D'autre part, la contrainte de ces convertisseurs est la nécessité d'un grand nombre de condensateurs, notamment pour une configuration triphasée ce qui signifie un coût très élevé.



**Figure. 2.4.a** – Bras d'un convertisseur trois niveaux à «Condensateurs flottants ».

- **Convertisseurs en cascade**

Autre structure largement utilisée pour générer une tension multiniveaux est le convertisseur cascade. Le principe de base de cette structure (fig. 2.4.b) est la connexion de plusieurs onduleurs monophasés en pont, à sources continues séparées. La première utilisation de ce type de convertisseur fut la stabilisation du plasma (travail publié par Marchesoni et al. [3] en 1988).

Chaque unité est alimentée par un condensateur à courant continu distinct et aucun autre circuit pour équilibrer la tension ou dispositifs de commutation n'est nécessaire. Il n'est pas nécessaire d'ajouter des diodes de blocage ou de condensateurs d'équilibrage de tension dans cette topologie, qui se traduit par une construction relativement simple. Le principal inconvénient de cette topologie est l'exigence de plusieurs sources d'alimentations indépendantes.

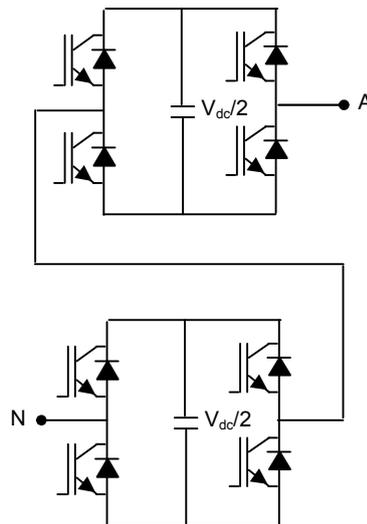


Figure. 2.4.b – Bras d'un convertisseur trois niveaux « topologie Cascade».

- **Convertisseur clampé par diode [1]**

Différents auteurs définissent la topologie à trois niveaux clampé par diode (connus aussi en anglais avec Neutral Point Clamped) comme la topologie la plus indiquée pour la plupart des applications dans la plage de tensions entre 2.3 et 4kV et qui demandent des fréquences de commutation basses ou moyennes, car le coût des composants passifs est réduit (cette topologie utilise un condensateur du bus continu et elle n'utilise pas de condensateurs additionnels (fig. 2.4.c)). Pour obtenir des fréquences de sortie plus élevées, il serait nécessaire d'augmenter le nombre de niveaux. [38][54]

En ajoutant deux cellules de commutation et deux diodes de calage tel que montré à la figure 2.4.c, on obtient le convertisseur à trois niveaux de topologie clampé par diode. Une phase de convertisseur à trois niveaux comprend quatre interrupteurs principaux  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_2'$  et  $Q_1'$ , quatre diodes mises en antiparallèles avec eux, et deux diodes de calage. Les interrupteurs  $Q_1$  et  $Q_1'$  sont complémentaires. Donc, pendant que le  $Q_1$  conduit, le  $Q_1'$  est en état de blocage et vice-versa. La même logique est valide pour les interrupteurs  $Q_2$  et  $Q_2'$ .

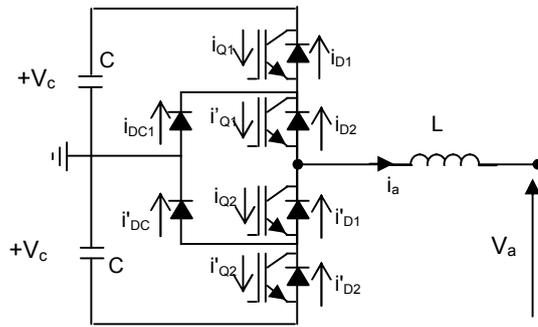


Figure. 2.4.c – Bras d'un convertisseur trois niveaux « clampé par diode »

Les séquences de fonctionnement sont les suivantes :

- les deux interrupteurs  $Q_1$  et  $Q_2$  sont fermés (donc  $Q_1$  et  $Q_1'$  ouverts). La tension vue du côté CA du convertisseur est  $V_c$ . Si le courant est négatif, il passera par les deux interrupteur  $Q_1$  et  $Q_2$ , ou, par les diodes principales  $D_1$  et  $D_2$  s'il est positif.
- $Q_1$  est commandé à l'ouverture (donc  $Q_1'$  à la fermeture). La tension du côté CA est zéro. Le parcours du courant passera par l'interrupteur  $Q_1'$  et la diode de calage  $D_{c1}'$  dans le cas du courant positif ou par la diode  $D_{c1}$  et le transistor  $Q_2$ , dans le cas du courant négatif. L'interrupteur  $Q_1$  bloque la tension  $V_c$ .
- $Q_2$  est commandé en ouverture et le transistor  $Q_2'$  à la fermeture. La tension vue du côté CA est  $-V_c$ . Le parcours du courant s'effectue maintenant par les interrupteur  $Q_1'$  et  $Q_2'$  dans le cas du courant positif, ou par les diodes  $D_1'$  et  $D_2'$ . dans le cas du courant négatif.  $Q_1$  et  $Q_2$  bloquent chacun la tension  $V_c$ , et la diode de calage  $D_{c1}'$  bloque la même tension.

En répétant les trois séquences, la forme d'ondes de la tension de phase générée au côté CA est à trois niveaux, ce qui est représenté schématiquement à la figure 2.4.d.

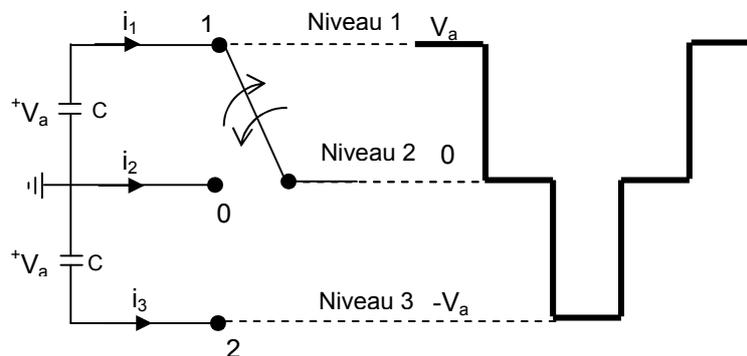
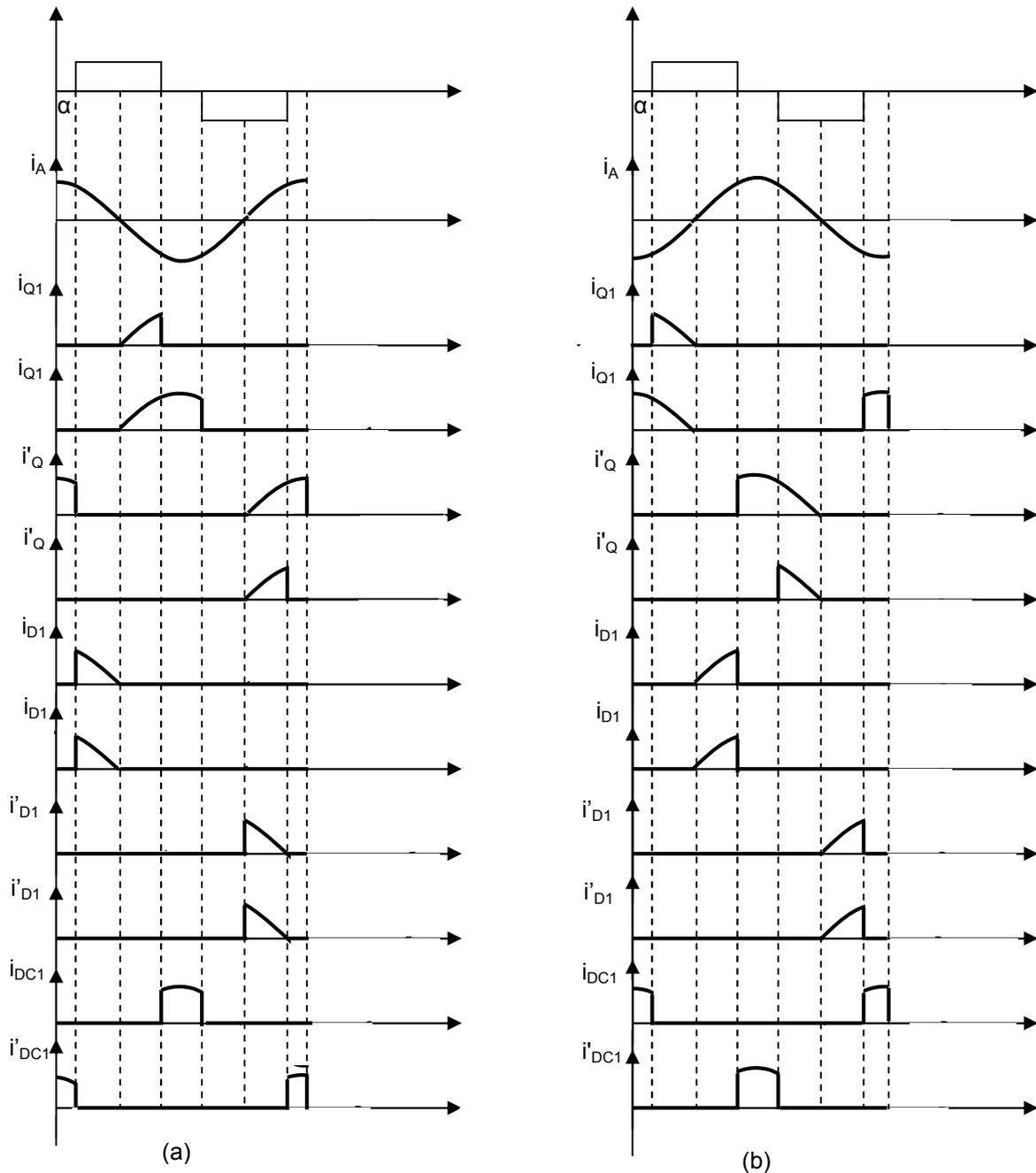


Figure. 2.4.d – Forme d'onde de la tension de phase à trois niveaux.

Il faut remarquer qu'il est possible de choisir l'angle d'amorçage des interrupteurs afin de minimiser la distorsion. Si la tension au côté CA est zéro, donc  $Q_2$  et  $Q_1'$  sont en état de

conduction, et en commandant la fermeture de l'interrupteur  $Q_1$  et l'ouverture de  $Q_2'$  au moment  $\omega t = \alpha$  où  $\omega = 2\pi f$  ( $f$  : la fréquence de la tension au côté CA produite par l'onduleur) et si l'angle est choisi en avant, et en répétant les séquences symétriquement par rapport à cet angle et à la période de la tension  $T=1/f$ , alors la tension résultante à la sortie de l'onduleur sera optimisée, ce qui donne un degré de liberté. La distribution du courant dans le convertisseur pour les cas de courant purement capacitif et purement inductif et son parcours sont montrés à la figure 2.4.e. Il est possible de voir que la distribution du courant dans les composantes du convertisseur dépend de l'angle d'amorçage  $\alpha$  [33][38].



**Figure. 2.4.e** – Distribution de courant dans un convertisseur à trois niveaux. (a) courant capacitif, (b) courant inductif

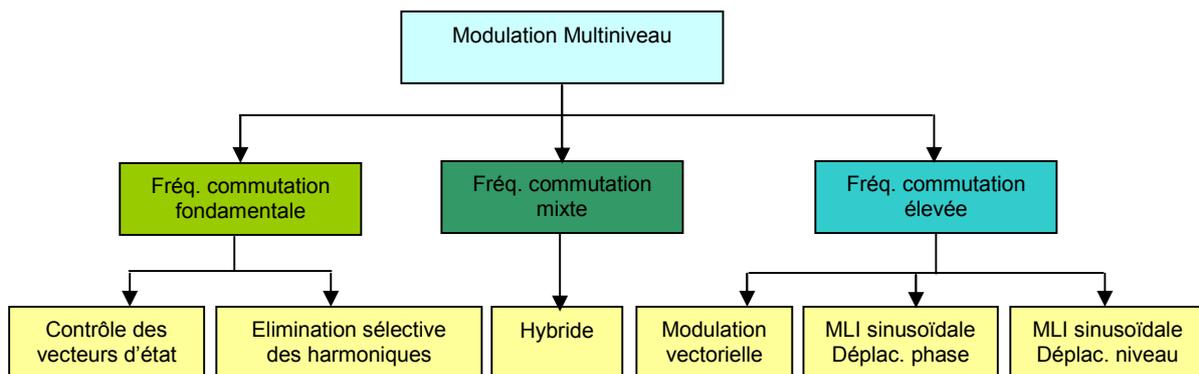
• **Autres topologies**

Outre les trois topologies de base discutées précédemment, d'autres topologies de convertisseurs multiniveaux ont été proposées, mais la plupart d'entre elles, sont à base de circuits hybrides [30, 38, 40]. Quelques-unes de ces topologies sont :

- A. Le convertisseur asymétrique hybride,
- B. Le convertisseur avec des ponts en cascade et sources CC/CC avec isolement,
- C. Le convertisseur avec des topologies multiniveaux en cascade,
- D. Le convertisseur avec commutation douce,
- E. Les convertisseurs reliés par transformateur,
- F. Le convertisseur Diode/Capacitor-Clamped : variante de l'onduleur NPC,
- G. Le convertisseur New Diode-Clamped : autre variante de l'onduleur NPC,
- H. Le convertisseur multiniveaux généralisé.
- I. Le convertisseur symétrique

## 2.4- Techniques de Modulations des Convertisseurs VSC

Les différentes méthodes de modulation mise en œuvre dans les convertisseurs multiniveaux sont classées selon la fréquence de commutation utilisée [16]. On distingue trois différents groupes (voir Figure 2.5).

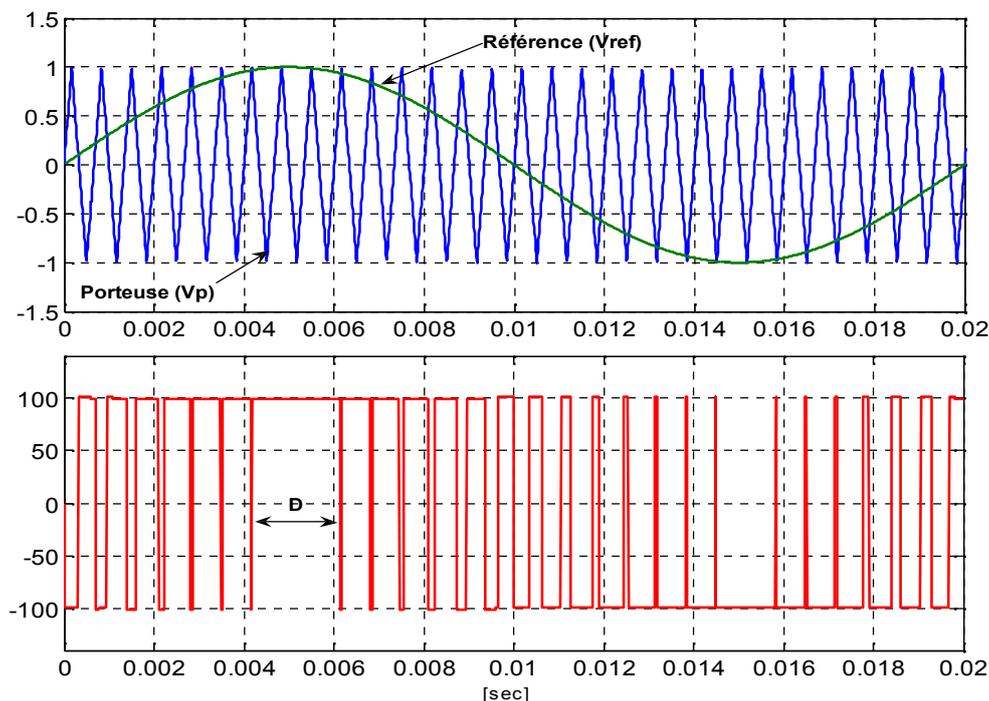


**Figure. 2.5** – Classification des différentes méthodes de modulation Multiniveau.

D'un côté, on trouve les techniques qui travaillent avec une fréquence de commutation élevée, avec de nombreuses commutations des semi-conducteurs dans une période du fondamental de la tension de sortie : la MLI sinusoïdale (avec déplacement de la phase ou du niveau) et la MLI vectorielle. Ces systèmes travaillent avec des fréquences de commutation au niveau du composant entre 275Hz-5000Hz. D'un autre côté, on trouve les

méthodes qui travaillent avec une fréquence de commutation basse, une ou deux commutations par période. Finalement, on distingue la technique qui travaille avec une fréquence de commutation mixte : la modulation hybride. Cette technique est limitée au convertisseur en cascade où les différentes cellules travaillent avec des fréquences différentes (basses où élevées) afin de limiter les pertes. [26][62][46][71]

Une des méthodes les plus étudiées dans la littérature est la modulation de largeur d'impulsion (figure.2.6). En plus de régler l'amplitude, cette méthode contrôle le contenu harmonique de la tension de sortie de l'onduleur en repoussant les harmoniques d'ordre inférieur vers les fréquences les plus élevées, ce qui rend le filtrage plus facile et moins coûteux, parce que la taille des composantes du filtre est assez réduite. Cependant, il est à noter que la technique de MLI a des limites par rapport à la fréquence d'opération des onduleurs. Plus cette fréquence est élevée, plus le sont aussi les pertes dues à la commutation des interrupteurs à semi-conducteurs. En plus, la fréquence d'opération des onduleurs MLI est également limitée par la vitesse de commutation propre des interrupteurs à semi-conducteurs.



**Figure. 2.6** – Exemple de tension MLI (Modulation de Largeur d'impulsion). D représente le rapport cyclique.

Deux paramètres caractérisent cette commande :

- L'indice de modulation ( $m$ ) qui définit le rapport entre la fréquence du signal porteur ( $f_p$ ) et la fréquence du signal de référence ( $f_{ref}$ ).

$$m = \frac{f_p}{f_{ref}}$$

- Le taux de modulation qui donne le rapport de l'amplitude de la modulante ( $V_{ref}$ ) et la valeur crête du signal porteur ( $V_p$ ).

$$r = \frac{V_{ref}}{V_p}$$

Cette technique nous permet de réduire le facteur de distorsion. Ainsi, elle élimine toutes les harmoniques inférieures ou égales à  $(2N_p-1)$ . Avec  $N_p$  est le nombre de modulation par demi-cycle.

$$N_p = \frac{m}{2} = \frac{f_p}{2 \cdot f_{ref}}$$

Toutefois, la tension de sortie contient des harmoniques. Cette modulation repousse ces harmoniques dans le domaine des hautes fréquences autour de la fréquence de commutation  $f$ , et de ses multiples.

On peut augmenter le fondamental de la tension de sortie en choisissant ( $r$ ) plus grand que l'unité. Ce mode de fonctionnement est appelé surmodulation. Cependant, la surmodulation est déconseillée dans des applications où on exige la minimisation des distorsions comme dans le cas des 'UPS' (Uninterruptible Power Supplies). [16]

Plusieurs techniques de contrôle à MLI ont été développées [55]. Les plus utilisées sont les suivantes :

- MLI simple.
- MLI multiple.
- MLI sinusoïdale.
- MLI sinusoïdale modifiée.
- Modulation trapézoïdale.
- Modulation en escalier.
- Modulation par échelle.
- Modulation delta.
- Modulation par injection d'harmonique.
- Modulation à zone morte.
- Modulation sinusoïdale modifiée.
- Modulation vectorielle.

## 2.5- Fonctionnement d'une liaison VSC-HVDC

Le principe d'un système de transport à courant continu décrit dans [3][25][35] consiste à acheminer - en utilisant une liaison continue - de la puissance d'un réseau A vers un réseau B et vice-versa. Pour le transport en CC, il est donc nécessaire de convertir la puissance alternative d'un réseau en puissance continue : c'est le rôle d'un redresseur (convertisseur CA/CC). De même à l'autre extrémité, il est nécessaire d'effectuer l'opération inverse, à savoir, convertir la puissance continue en puissance alternative : cette opération est assurée par un onduleur (convertisseur CC/CA). [37][70][72]

### 2.5.1-Réglage de la puissance active et puissance réactive

Le principe de fonctionnement peut être expliqué par un schéma unipolaire montré dans la figure.2.7, où les deux réseaux CA sont reliés par un système de transport VSC-HVDC.

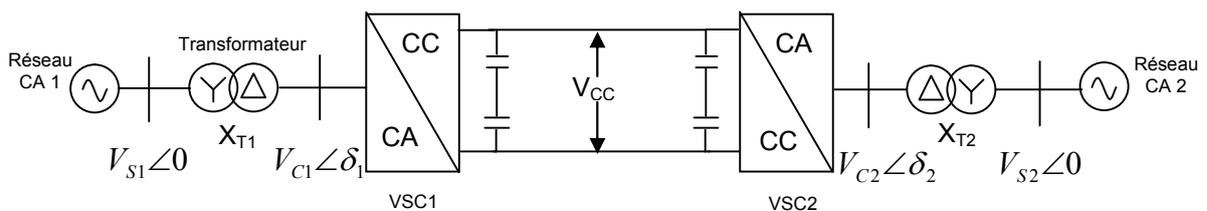


Figure. 2.7 – Schéma monophasé d'une liaison VSC-HVDC

Le transformateur qui connecte le réseau CA et le convertisseur peut être modélisé par une impédance équivalente comportant une résistance en série avec une réactance. On ajoute que la valeur de la résistance du transformateur est très faible par rapport à sa réactance, de sorte qu'elle peut être négligée dans les calculs de puissance.

Le déphasage de la tension des deux côtés qui est dues principalement à la réactance du transformateur est le responsable de l'écoulement de la puissance active.

Si on prend le premier côté (VSC1+ Réseau CA1), la tension  $V_{S1}$  est considérée comme une référence de sorte que la tension de sortie du convertisseur côté alternatif  $V_{C1}$  est déphasée d'un angle  $\delta_1$  par rapport à la tension de bus  $V_{S1}$ .

La magnitude et la phase de la tension  $V_{C1}$  de sortie du convertisseur VSC1 est contrôlée par le système de commande VSC1.

Le transit de puissances active et réactive entre le système à courant alternatif et le convertisseur dépend de l'amplitude des tensions sur les deux côtés du transformateur, de la

réactance du transformateur  $X_{T1}$  et du déphasage entre eux  $\delta_1$ . La puissance active et réactive écoulées entre le côté CA du convertisseur et le système CA peut être exprimée comme suit : [3][67]

Les puissances actives dans les deux côtés du système peuvent être exprimées par :

$$P_1 = \frac{|V_{S1}| \cdot |V_{C1}| \cdot \sin \delta_1}{X_{T1}} \quad (2.1)$$

$$P_2 = \frac{|V_{S2}| \cdot |V_{C2}| \cdot \sin \delta_2}{X_{T2}} \quad (2.2)$$

Les puissances réactives dans les deux côtés du système peuvent être exprimées par :

$$Q_1 = \frac{|V_{S1}|^2}{X_{T1}} - \frac{|V_{S1}| \cdot |V_{C1}| \cdot \cos \delta_1}{X_{T1}} \quad Q_2 = \frac{|V_{S2}| \cdot |V_{C2}| \cdot \cos \delta_2}{X_{T2}} - \frac{|V_{S2}|^2}{X_{T2}} \quad (2.3)$$

Lorsque le VSC est connecté à un réseau alternatif, celui-ci peut-être modélisé d'une manière simplifiée par une source de tension alternative réglable  $V_C$  côté CA, et par une source de courant  $I_{dc}$  côté CC (Figure. 2.8). En première approximation, la source de tension est décrite par la relation suivante :

$$V_C = \frac{1}{2} V_{DC} m \sin(2\pi f_v t + \delta) + \text{harmoniques} \quad (2.4)$$

Où  $V_{dc}$  est la tension continue,  $m$  est l'indice de modulation,  $f_v$  et  $\delta$  sont respectivement la fréquence et le déphasage de la composante fondamentale de  $V_C$ . Ces paramètres sont ajustables au moyen d'un contrôle adéquat du VSC. Par conséquent, la chute de tension aux bornes de la réactance de phase est réglable, ce qui permet le contrôle du flux des puissances active et réactive.

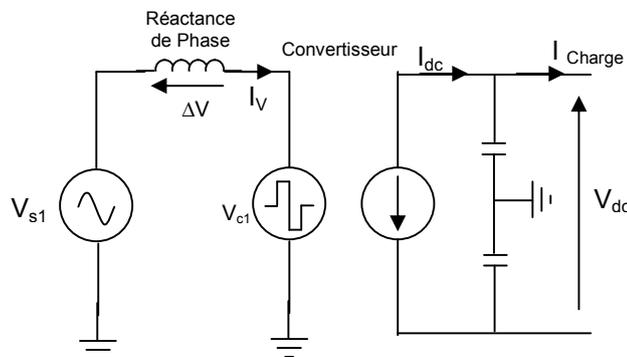
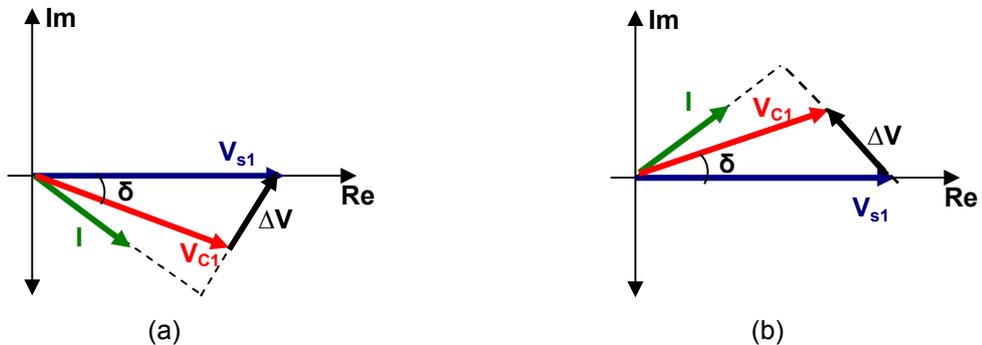


Figure. 2.8 – Circuit équivalent d'un VSC connecté à un système CA.

La figure. 2.9 montre le diagramme de Fresnel d'un VSC connecté à un réseau CA. La tension  $V_{C1}$  est en retard de phase ( $\delta$ ) par rapport à la tension  $V_{S1}$ , la puissance active est donc transférée du système CA vers le VSC.



**Figure. 2.9** – Diagramme de phase d'un VSC connecté à un système CA  
 (a) : redresseur, (b) : onduleur.

En jouant sur l'amplitude et le déphasage de la tension de sortie du VSC, il est donc possible de contrôler les puissances actives et réactives. Le VSC est capable d'opérer à l'intérieur du cercle du diagramme P-Q de la figure 2.10. Lorsque le VSC fonctionne en mode ( $P=0$ ,  $Q>0$ ), il se comporte comme un condensateur en fournissant uniquement de la puissance réactive au réseau. C'est ce mode de fonctionnement qui est exploité dans les compensateurs statiques synchrones (STATCOM) que nous avons déjà évoqués. [69]

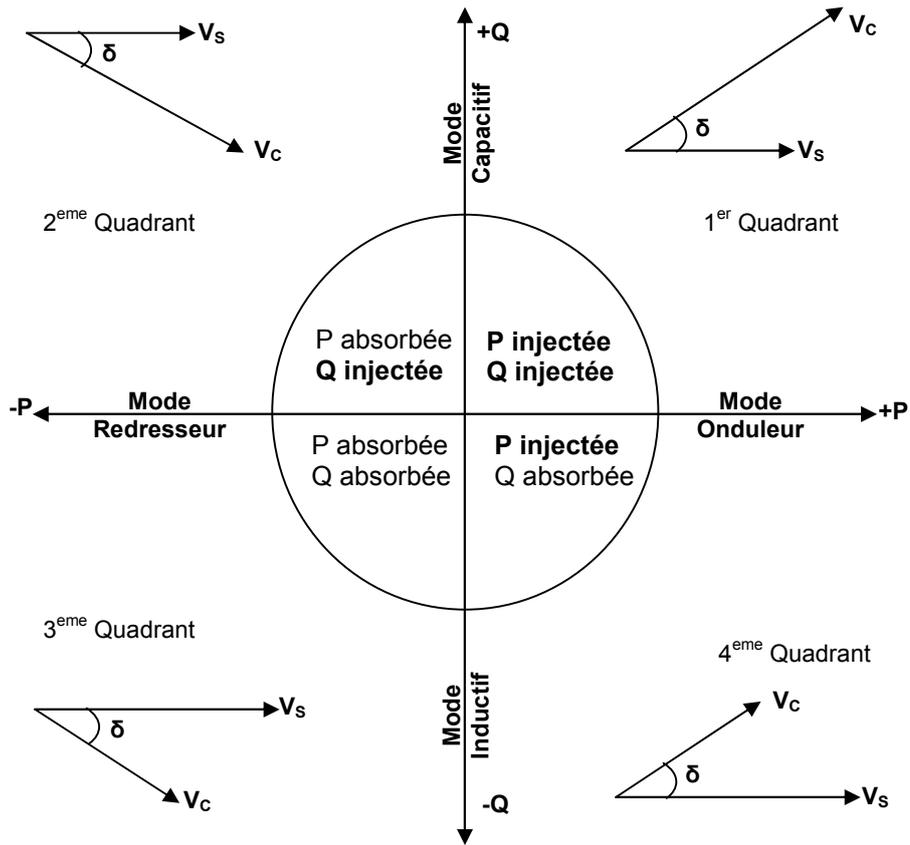


Figure. 2.10 – Diagramme P-Q d'un VSC.

### 2.5.2 - Réglage de la tension continue

La tension continue est réglée grâce au contrôle de la puissance active. Si la puissance fournie au câble (côté redresseur) devient supérieure à la puissance soutirée (côté onduleur), les condensateurs DC se chargent, provoquant ainsi l'augmentation de la tension  $V_{dc}$ . Cette anomalie est immédiatement détectée par le redresseur qui diminue aussitôt la puissance active fournie (en ajustant l'angle  $\delta$ ) de manière à ce que les puissances s'équilibrent. On procède de la même façon lorsque la puissance soutirée est supérieure à la puissance fournie. Les deux convertisseurs VSC n'ont donc pas besoin de communiquer entre eux pour la commande de la puissance (ce qui n'est pas le cas des convertisseurs LCC).

Les convertisseurs VSC sont bien entendu réversibles. Contrairement au système à base de thyristors (système LCC), l'inversion de puissance ne requiert pas d'inversion de polarité du câble. C'est le sens de circulation du courant dans le câble qui est inversé, ce qui est rendu possible grâce à l'utilisation des valves (transistor + diode) bidirectionnelles en courant. L'absence d'inversion de polarité peut être un aspect bénéfique des systèmes VSC

par rapport au système LCC, notamment lorsqu'on utilise des câbles à isolation synthétique (connus pour être sensibles aux inversions de polarité) [67].

## **2.6- Conclusion**

Dans ce chapitre, l'architecture du système VSC-HVDC, son principe de fonctionnement et la fonction opérationnelle de chaque composant ont été expliqués en détail. Les différentes topologies de VSC et les différentes techniques ont été exposées. Suite à cela, il est indispensable de consacrer notre prochain chapitre au contrôle de ce type de système de conversion.

# **CHAPITRE III**

## **COMMANDE D'UN SYSTEME VSC-HVDC**

---

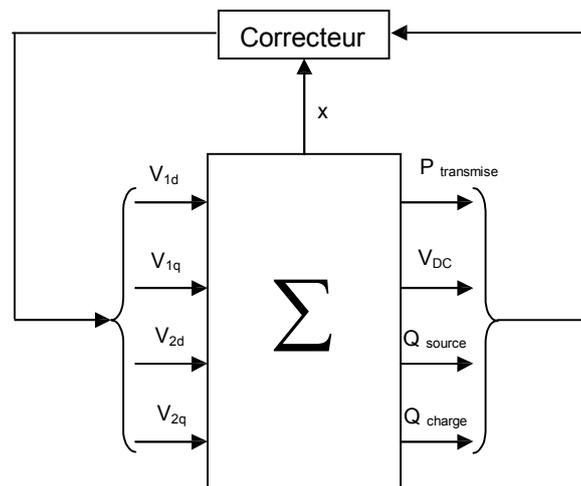
## CHAPITRE III :

### COMMANDE D'UN SYSTEME VSC-HVDC

#### 3.1-Introduction

Les systèmes de transport d'énergie continue, qui utilisent des convertisseurs VSC, sont très contrôlables. En effet, la présence de ces convertisseurs offre des degrés de liberté supplémentaires et autorise donc de nouveaux comportements. Dans ce paragraphe, nous allons, dans un premier temps, énoncer les principaux objectifs de commande qui sont associés à ces systèmes, tout en essayant d'expliquer au mieux leur intérêt pour le transport de puissance. [72]

Dans une liaison VSC-HVDC (figure. 3.1), il est essentiel que la commande permette la stabilisation du transfert de puissance. Celle-ci doit se faire en limitant au mieux les oscillations engendrées par un changement de point de référence. Nous rappelons que toute oscillation de la puissance active transmise n'est pas souhaitable car elle peut entraîner une dégradation des équipements



**Figure. 3.1** – Objectifs de commande dans un système VSC-HVDC

Avec :

$V_{1d}$  : Composante directe de la tension du bus infini i.

$V_{iq}$  : Composante en quadrature de la tension du bus infini  $i$ .

$P_{transmise}$  : Puissance active transmise.

$V_{dc}$  : tension du bus continu.

$Q_{source}$  : Puissance réactive de la source.

$Q_{charge}$  : Puissance réactive de la charge.

Le deuxième objectif, qui doit être pris en compte dans la synthèse de la commande, est la régulation de la tension du bus continu. En effet, les équipements d'un système de puissance sont conçus pour opérer à une certaine tension nominale. Un fonctionnement prolongé en dehors des tensions admissibles, peut affecter leurs performances et causer leur dégradation. C'est notamment le cas pour les interrupteurs des convertisseurs.

Malgré tout, en plus d'être coûteuse, cette solution n'est pas satisfaisante : plus la taille des condensateurs est importante, plus l'énergie qu'ils stockent est grande. Les risques pour l'installation sont donc accrus.

Le dernier objectif de commande qui est formulé dans la littérature, est le maintien des facteurs de puissance demandés en certains points de l'installation. Dans la majorité des études [38][41][57], cela est réalisé par la régulation des puissances réactives de la source et de la charge. En ces deux points, les facteurs de puissance doivent être les plus élevés possibles (idéalement unitaires). Plusieurs raisons peuvent expliquer ce choix. En agissant ainsi, nous minimisons tout d'abord les pertes de l'installation. En effet, la puissance "effective" reçue par une charge ou délivrée par une source correspond à la puissance active  $V \cdot I \cdot \cos\phi$ . Pour une même valeur de puissance transmise, la diminution de la puissance réactive permet de diminuer le courant nominal et, de ce fait, les pertes induites par les résistances ( $R I^2$ ). Par le même biais, nous diminuons aussi, d'une part les chutes de tensions lorsque la puissance transmise augmente, et, d'autre part, la "charge" sur les interrupteurs. Enfin, si nous arrivons à contrôler la puissance réactive par l'intermédiaire de la commande, nous diminuons le coût de l'installation : les dispositifs VAR connectés au côté CA des convertisseurs, et qui ont habituellement cette fonction, n'ont plus d'utilité.

Donc, dans une telle liaison les modes de contrôles sont choisis selon l'application et l'exigence du système de puissance. De même, la conception du contrôle des deux convertisseurs (redresseur et onduleur) est identique [3][61]. L'avantage de ce type de système c'est que chaque convertisseur possède deux degrés de libertés, par exemple dans notre cas (figure. 3.2) :

- Convertisseur (1) - redresseur : contrôle la puissance active (P) et la puissance Réactive (Q).
- Convertisseur (2) - onduleur : contrôle la puissance réactive (Q) et la tension continue ( $V_{dc}$ ).

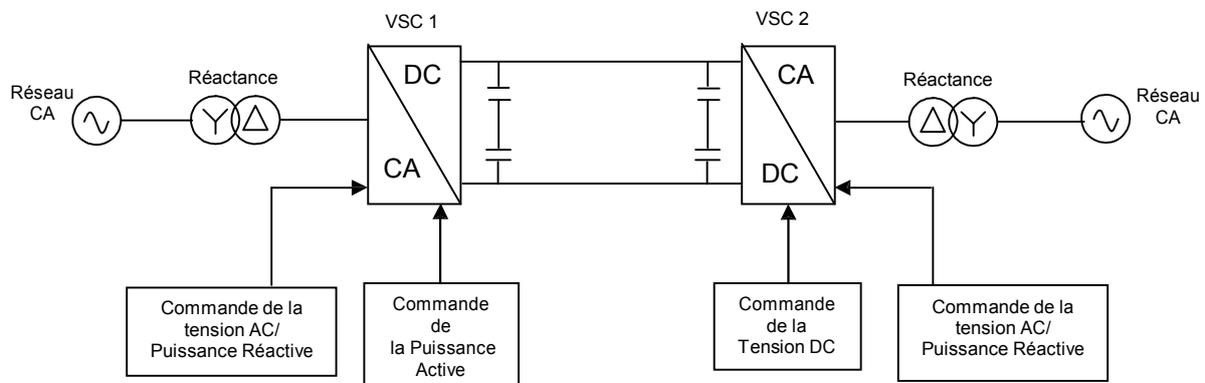


Figure. 3.2 – Schéma de commande d'une liaison VSC-HVDC

### 3.2-Méthode de contrôle direct

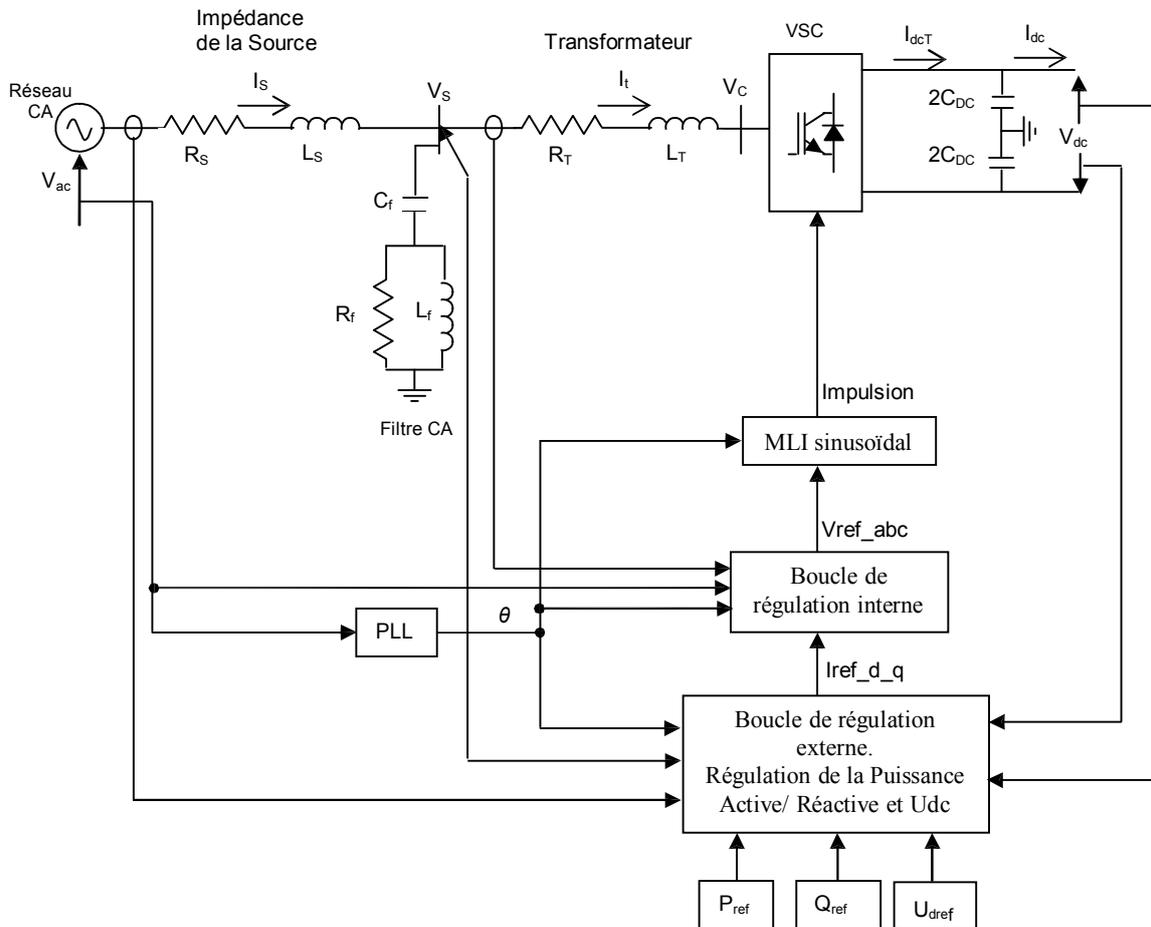
La méthode de contrôle direct est une méthode simple basée sur deux paramètres (l'indice de modulation  $m$  et l'angle d'amorçage  $\delta$ ) qui sont contrôlés directement à travers un régulateur PI (proportionnel Intégral). [47]

### 3.3-Commande Vectorielle

La modélisation du système VSC- HVDC nous montre que les puissances active  $P$  et réactive  $Q$  sont couplées les unes aux autres de telle sorte que tout changement dans une quantité affecte fortement l'autre. La méthode de commande vectorielle élimine le couplage entre ces deux quantités afin d'assurer une commande indépendante de chaque grandeur. Cette stratégie est constituée d'un système de régulation cascade possédant des régulateurs internes. Cette régulation est accomplie par des régulateurs de courant supplémentaires externes afin de fournir les valeurs de référence pour les régulateurs internes [58][64][70].

Les régulateurs externes incluent généralement : des régulateurs de puissance active, de puissance réactive, de la tension CA, de la tension continue et des régulateurs de fréquence. La mise en œuvre de ces contrôleurs dépend, en particulier, de l'application et des conditions d'exploitation du système VSC-HVDC.

Dans notre type de commande choisie [42][43][52][81], il est nécessaire de commander la fréquence de la tension alternative tandis que la commande de la puissance active et la puissance réactive est nécessaire dans le système actif (côté redresseur) (figure. 3.3).



**Figure. 3.3** – Schéma de commande d'un système VSC-HVDC.

$I_{dcT}$  est le courant dans le côté continu du VSC,  $C_{dc}$  est la capacité totale,  $V_{dc}$  est la tension continue aux bornes du condensateur et  $I_{dc}$  est le courant continu circulant dans la ligne de transport.

Cependant, puisque l'écoulement de puissance active dans une liaison à courant continu doit être équilibré, le régulateur de tension DC est nécessaire. Sur le côté DC, la puissance active injectée dans la liaison à courant continu doit être égale à la puissance active à la sortie de la liaison à courant continu ainsi que les pertes dans le circuit intermédiaire. Toute différence aboutirait à un changement de la tension continue.

Afin de comprendre la technique de la **commande vectorielle** appliquée à un système de conversion de type VSC-HVDC, le modèle mathématique doit être exposé [6][16][17][39].

Le convertisseur émetteur (redresseur) et le convertisseur récepteur (onduleur) ont la même topologie, nous pouvons donc établir le même modèle pour les deux convertisseurs. Cette stratégie de commande est issue de la modélisation mathématique du système représenté sur la figure. 3.3. [8][56]

Les filtres CA connectés au système VSC-HVDC se comportent comme des condensateurs purs à des fréquences fondamentales. Ainsi, dans le modèle mathématique présenté ici, les résistances de filtrage et les inductances peuvent être négligées.

Du schéma unifilaire (fig. 3.3), la tension aux bornes du transformateur, le courant dans le filtre et la tension aux bornes de l'impédance de la source peuvent être obtenus sous forme instantanée comme suit : [10][38]

La tension aux bornes de l'impédance de source est :

$$V_{ac}(t)_{abc} - V_s(t)_{abc} = R_s i_s(t)_{abc} + L_s \frac{d}{dt} i_s(t)_{abc} \quad (3.1)$$

Le courant à travers les filtres est :

$$i_s(t)_{abc} - i_t(t)_{abc} = C_f \frac{d}{dt} V_s(t)_{abc} \quad (3.2)$$

La tension aux bornes du transformateur est :

$$V_s(t)_{abc} - V_c(t)_{abc} = R_T i_t(t)_{abc} + L_T \frac{d}{dt} i_t(t)_{abc} \quad (3.3)$$

D'après les équations (3.1), (3.2) et (3.3), les valeurs  $i_s$ ,  $V_s$  et  $i_t$  peuvent s'exprimer par :

$$\frac{d}{dt} i_s(t)_{abc} = -\frac{R_s}{L_s} i_s(t)_{abc} + \frac{1}{L_s} [V_{ac}(t)_{abc} - V_s(t)_{abc}] \quad (3.4)$$

$$\frac{d}{dt} V_s(t)_{abc} = \frac{1}{C_f} i_s(t)_{abc} - \frac{1}{C_f} i_t(t)_{abc} \quad (3.5)$$

$$\frac{d}{dt} i_t(t)_{abc} = -\frac{R_T}{L_T} i_t(t)_{abc} + \frac{1}{L_T} [V_s(t)_{abc} - V_c(t)_{abc}] \quad (3.6)$$

Dans notre étude, on s'intéresse à la transformation de *Concordia* car elle conserve la puissance instantanée. Elle est donc invariante en puissance. L'hypothèse de départ consiste à considérer que le système est équilibré, ce qui veut dire que la composante homopolaire est nulle.

Cette transformation d'un système triphasé vers un système diphasé peut se décomposer en deux étapes (figure 3.4) :

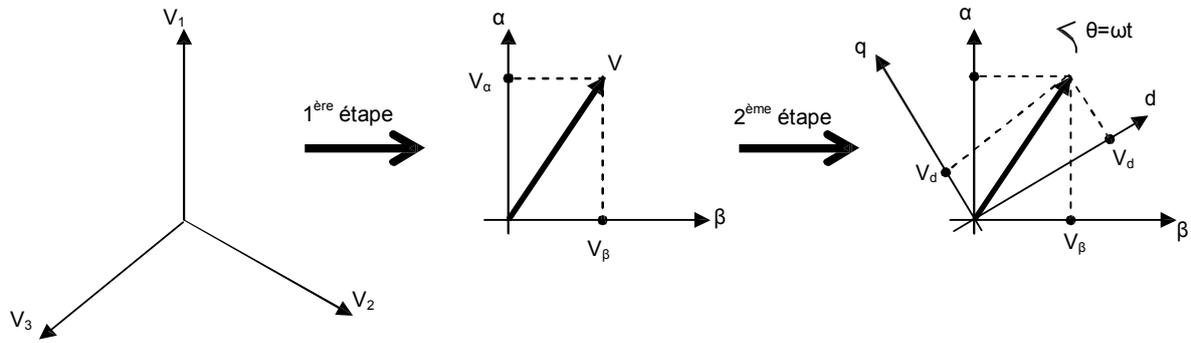


Figure. 3.4 – Passage du repère triphasé à un autre diphasé.

La première étape consiste à passer d'un système triphasé à un système diphasé. Les coordonnées dans le repère de CLARKE sont notées par  $x_\alpha$ ,  $x_\beta$  suivant les axes "α" et "β".

En utilisant la transformation de Clark, le passage d'un système triphasé à un autre biphasé est fourni par la formule (3.7) : [55]

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} 1 & \cos \gamma & \cos 2\gamma \\ 0 & \sin \gamma & \sin 2\gamma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Avec  $\gamma = 2\pi/3$

Les équations (3.4), (3.5) et (3.6) dans le repère  $(\alpha, \beta)$  peuvent être exprimées par :

$$\frac{d}{dt} i_s(t)_{\alpha\beta} = -\frac{Rs}{Ls} i_s(t)_{\alpha\beta} + \frac{1}{Ls} [V_{ac}(t)_{\alpha\beta} - V_s(t)_{\alpha\beta}] \quad (3.8)$$

$$\frac{d}{dt} V_s(t)_{\alpha\beta} = \frac{1}{C_f} i_s(t)_{\alpha\beta} - \frac{1}{C_f} i_t(t)_{\alpha\beta} \quad (3.9)$$

$$\frac{d}{dt} i_t(t)_{\alpha\beta} = -\frac{R_T}{L_T} i_s(t)_{\alpha\beta} + \frac{1}{L_s} [V_s(t)_{\alpha\beta} - V_C(t)_{\alpha\beta}] \quad (3.10)$$

Dans la deuxième étape, on passe par une rotation de  $\theta$  ( $\theta = \omega t$ ) du système diphasé dans le repère de CLARKE au système diphasé dans le repère tournant de PARK, dans lequel les coordonnées de la composante équilibrée directe ont la propriété d'être constantes :

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Les équations (3.8), (3.9) et (3.10) dans le repère dq peuvent être écrite sous la forme : [77][78]

$$\frac{d}{dt} i_s(t)_{dq} = -\frac{R_s}{L_s} i_s(t)_{dq} - j\omega i_s(t)_{dq} + \frac{1}{L_s} [V_{ac}(t)_{dq} - V_s(t)_{dq}] \quad (3.12)$$

$$\frac{d}{dt} V_s(t)_{dq} = \frac{1}{C_f} i_s(t)_{dq} - \frac{1}{C_f} i_t(t)_{\alpha\beta} - j\omega V_s(t)_{dq} \quad (3.13)$$

$$\frac{d}{dt} i_t(t)_{dq} = -\frac{R_T}{L_T} i_t(t)_{dq} - j\omega i_t(t)_{dq} + \frac{1}{L_T} [V_s(t)_{dq} - V_C(t)_{dq}] \quad (3.14)$$

La tension aux bornes du filtre, le courant du transformateur et la tension CA aux bornes du VSC s'obtiennent par :

$$V_s(t)_{dq} = -L_s \frac{d}{dt} i_s(t)_{dq} - R_s i_s(t)_{dq} - j\omega L_s i_s(t)_{dq} + V_{ac}(t)_{dq} \quad (3.15)$$

$$i_t(t)_{dq} = i_s(t)_{dq} - C_f V_s(t)_{dq} - j\omega C_f V_s(t)_{dq} \quad (3.16)$$

$$V_C(t)_{dq} = -L_T \frac{d}{dt} i_t(t)_{dq} - R_T i_t(t)_{dq} - j\omega L_T i_t(t)_{dq} + V_s(t)_{dq} \quad (3.17)$$

A partir de l'équation (3.17), les formes des courants suivant l'axe directe et en quadrature sont données par :

$$\frac{d}{dt} i_t(t)_d = \omega i_t(t)_q + \frac{V_s(t)_d - V_C(t)_d}{L_T} - \frac{R_T}{L_T} i_t(t)_d \quad (3.18)$$

$$\frac{d}{dt} i_t(t)_q = \omega i_t(t)_d + \frac{V_s(t)_q - V_C(t)_q}{L_T} - \frac{R_T}{L_T} i_t(t)_q \quad (3.19)$$

Les équations (3,18) et (3,19) représentent la relation entre les courants de référence et la tension de sortie du convertisseur dans le repère dq.

### 3.4-Limitations

Les liaisons VSC-HVDC ainsi que leurs interrupteurs à semi-conducteurs ont une capacité de surcharge limitée. Cela est dû aux courants transitoires dus à des perturbations du système qui peuvent endommager ces valves. Par conséquent, une limite de courant doit être mise en œuvre dans le système de contrôle. [31][55]

En outre, puisque l'amplitude de la tension de sortie côté VSC est limitée par le condensateur de tension, la tension de référence produite à partir du régulateur doit être limitée d'une manière appropriée. Le courant limité  $I_{lim}$  est comparée au courant calculé

à partir des courants de référence actif et réactif. Lorsque la limite de courant est dépassée, les deux courants de référence actif et réactif doivent être limités. Le choix de la façon de limiter les courants de référence dépendra de l'application. Par exemple, si le convertisseur est relié à un système fort, la composante active du courant de référence sera prioritaire lorsque la limite de courant est dépassée, pour produire plus de puissance active. La

puissance active produite est estimée à partir de l'équation :

$$P_{\max} = \sqrt{V_c^2 I_{\lim}^2} \quad (3.20)$$

Si le convertisseur est relié à un système faible ou utilisé pour alimenter un utilisateur industriel, le convertisseur donnera la priorité à la composante du courant réactif ( $i_q$ ) pour maintenir la tension du secteur ( $V_c$ ) lors d'une perturbation, tandis que le condensateur est disponible pour la production de la puissance active. Dans ce cas la valeur de la tension  $V_c$  ainsi que la puissance active produite peuvent être estimées à partir des équations suivantes [55] :

$$Q_{\max} = V_c i_{q \lim}, \quad P_{\max} = \sqrt{V_c^2 I_{\lim}^2 - Q_{\max}^2} \quad (3.21)$$

Où:  $i_{q \lim}$  est le courant réactif maximal.

## 3.5- Régulation

La partie régulation comporte des boucles internes et externes. La boucle externe comprend le régulateur de tension continue et les régulateurs de puissances active et réactive. Le modèle de simulation proposé comprend la régulation de la puissance active et de la puissance réactive pour le premier convertisseur (VSC1) et la régulation de la tension continue et de la puissance réactive au deuxième convertisseur (VSC2). Les régulateurs externes fournissent les valeurs des courants de référence d-q pour les régulateurs de la boucle interne.

### 3.5.1-Régulation de la tension continue : [10][60][65][79]

En utilisant la transformation de Clark-Park (annexe A), les puissances instantanées active et réactive dans le repère-dq, et la puissance continue  $P_{DC}$  transmise sont exprimées par :

$$P = \frac{3}{2} (V_{S_d} \cdot i_d + V_{S_q} \cdot i_q) \quad (3.22)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_{S_d} \cdot i_q - V_{S_q} \cdot i_d) \quad (3.23)$$

$$P_{DC} = V_{DC} \cdot I_{DCT} \quad (3.24)$$

Pendant le fonctionnement en régime permanent, les composantes de la tension dans le repère d-q sont des valeurs nominales. Par conséquent, la tension  $V_{sd}$  est égale à la tension nominale  $V_s$  et  $V_{sq}$  sera nulle. En tenant compte des hypothèses précédentes, les puissances active et réactive sont exprimées comme suit :

$$P = \frac{3}{2}(V_s \cdot i_d), \quad Q = \frac{3}{2}(V_s \cdot i_q) \quad (3.25)$$

Si les pertes dans le transformateur et le convertisseur sont négligées, les puissances du côté CA et du côté DC donnent :

$$\frac{3}{2}(V_s \cdot i_d) = V_{dc} I_{dcT} \quad (3.26)$$

**Donc**

$$I_{dcT} = \frac{3 V_s i_d}{2 V_{dc}} \quad (3.27)$$

Le courant du VSC dans la ligne continue :

$$I_{dcT} = C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \quad (3.28)$$

Tout déséquilibre dans la puissance entre les côtés CA et DC conduit à un changement de la tension aux bornes des condensateurs du circuit, qui est donnée par :

$$C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = I_{dcT} - I_{dc} \quad (3.29)$$

La valeur de courant continu de l'équation (3.28) peut être utilisée dans l'équation (3.26), ce qui nous donne :

$$\frac{3}{2}(V_s i_d) = V_{dc} \left( C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \right) \quad (3.30)$$

$$C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{3 V_s i_d}{2 V_{dc}} - I_{dc} \quad (3.31)$$

De l'équation (3.30), la valeur de courant de référence  $i_d^*$  est déterminée par :

$$i_d^* = \frac{2 V_{dc}}{3 V_s} \left( C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \right) \quad (3.32)$$

La composante du courant  $i_d^*$  provenant de l'équation (3.32) donne le courant de référence pour la régulation de la tension continue.

### 3.5.2-Régulation de la puissance active : [10][16][49][61]

Le courant de référence suivant l'axe-d  $i_d$  est obtenu à partir de l'équation (3.25) :

$$i_d^* = \frac{2 P_{ref}}{3 V_S} \quad (3.33)$$

La fonction de transfert en boucle fermée associée à la fonction de transfert du régulateur PI en cas ou la puissance active est une référence ça sera :

$$i_d = \frac{2 P_{ref}}{3 V_S} + \left( K_{p1} + \frac{K_{i1}}{s} \right) (P_{ref} - P_{actual}) \quad (3.34)$$

Où,  $P_{ref}$  est la puissance de référence active,  $K_{p1}$  et  $K_{i1}$  sont respectivement les gains proportionnel et intégral du régulateur de la puissance active.

### 3.5.3-Régulation de puissance réactive : [49][63][76]

La composante principale de la régulation de puissance réactive, similaire à la commande de puissance active, est obtenue d'après l'équation (3.25) :

$$i_q^* = \frac{2 Q_{ref}}{3 V_S} \quad (3.35)$$

La fonction de transfert en boucle fermée associée à la fonction de transfert du régulateur PI en cas ou la puissance réactive est une référence ça sera :

$$i_q = \frac{2 Q_{ref}}{3 V_S} + \left( K_{p2} + \frac{K_{i2}}{s} \right) (Q_{ref} - Q_{actual}) \quad (3.36)$$

Où,  $Q_{ref}$  est la puissance de référence réactive.  $K_{p2}$  et  $K_{i2}$  sont respectivement les gains proportionnel et intégral du régulateur de la puissance réactive.

## 3.6- Simulation

Dans cette partie de travail, nous simulons la commande d'une partie du système VSC-HVDC. Nous utilisons un onduleur à trois niveaux. [23][76][75][83]

Afin d'analyser les performances de ce type de convertisseur, nous allons effectuer une série de simulations.

### 3.6.1-Simulation d'un convertisseur type NPC via un réseau basse tension

En se référant au schéma block présenté dans la figure (3.3), et afin d'analyser les performances de ce type de commande du convertisseur, nous allons effectuer un certain nombre de simulations en utilisant :

1. MLI sinusoïdale.
2. Modulation par injection d'harmonique.

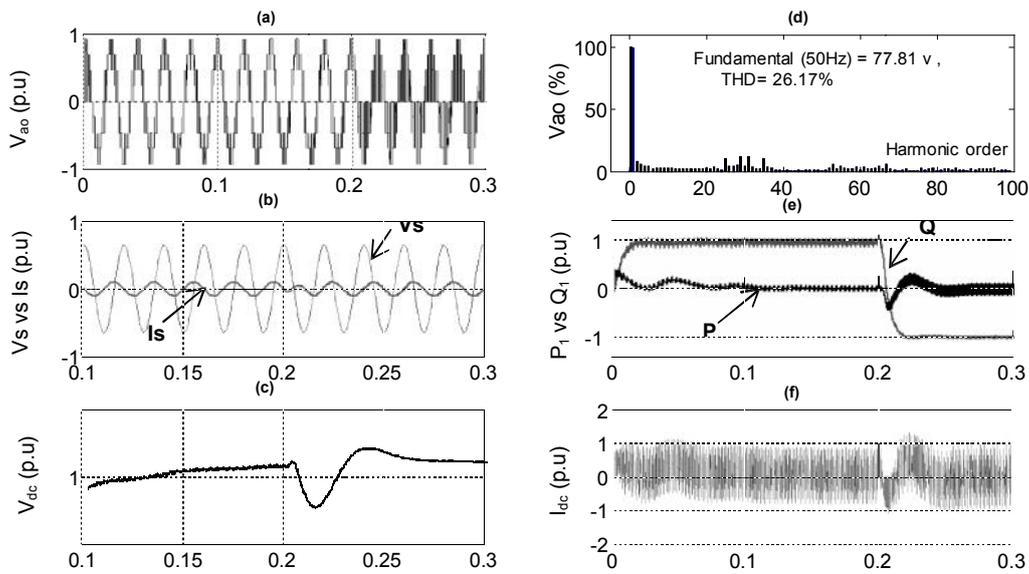
3. Modulation delta.
4. Modulation vectorielle.

### 3.6.1. a-Onduleur trois niveaux commandé par la MLI sinusoïdale

En premier lieu, la figure (3.6.a) présente la tension quasi-sinusoïdale produite par l'onduleur, ainsi que son spectre d'harmoniques (fig. 3.6.d). Après, nous simulons le courant de phase  $I_s$  du compensateur par rapport à la tension  $V_s$  (Fig. 3.6.b). Pour un premier changement de référence, on remarque que le courant est en retard de  $\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension ( $V_s$ ). A partir de  $t=0.2s$ , et pour un deuxième changement de référence, le courant est en avance de  $\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension ( $V_s$ ). La figure (3.6.e) donne l'allure de la réponse dynamique de la puissance active qui reste toujours nulle dans les deux modes de fonctionnement du compensateur. Elle a la même allure que le courant direct ( $i_d$ ) car ils sont liés l'un à l'autre. On trouve également la réponse dynamique de la puissance réactive. Elle passe de +1 pu (dans le cas où le convertisseur fournit de la puissance réactive) à une valeur de -1 pu à partir de  $t=0.2s$  (lorsque le compensateur absorbe de la puissance réactive). Elle a la même allure que le courant en quadrature ( $i_q$ ).

Du côté continu, la tension  $V_{dc}$  (fig. 3.6.c) est maintenue, plus ou moins à une valeur de  $\pm 10\%$  autour de la valeur de référence 1 pu, quel que soit la variation des modes de fonctionnement.

En dernier lieu, on simule le courant  $I_{dc}$  (fig. 3.6.f) côté continu qui passe dans le condensateur lors du mode inductif jusqu'à  $t=0.2s$ . En ce moment là, il passe en mode capacitif après un régime transitoire négligeable.

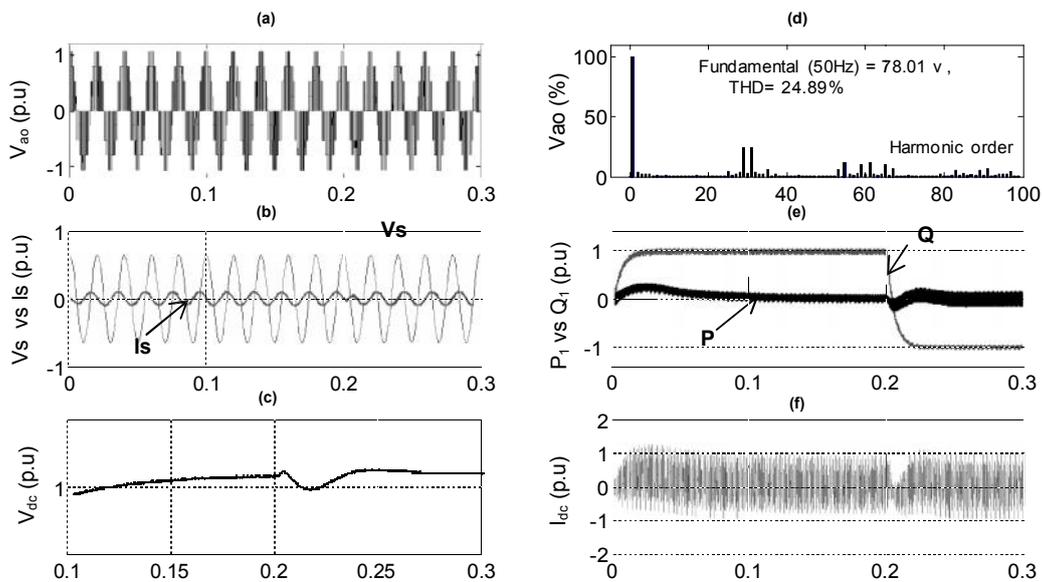


**Figure. 3.6** – Réponses dynamiques d'un convertisseur type NPC à Trois niveaux utilisant la technique MLI sinusoïdale (avec un taux de modulation  $m=25$ ).

L'analyse spectrale représenté dans la figure (3.6.a) illustre la présence de familles d'harmoniques telles que :

- La première, d'ordres  $m-2, m, m+2$ , donc : 28, 30 32.
- La deuxième, d'ordres  $2m-3, 2m-5, 2m+3, 2m+5$ , donc : 57, 59, 61, 63.

### 3.6.1.b-Onduleur trois niveaux commandé par la Modulation par injection d'harmonique

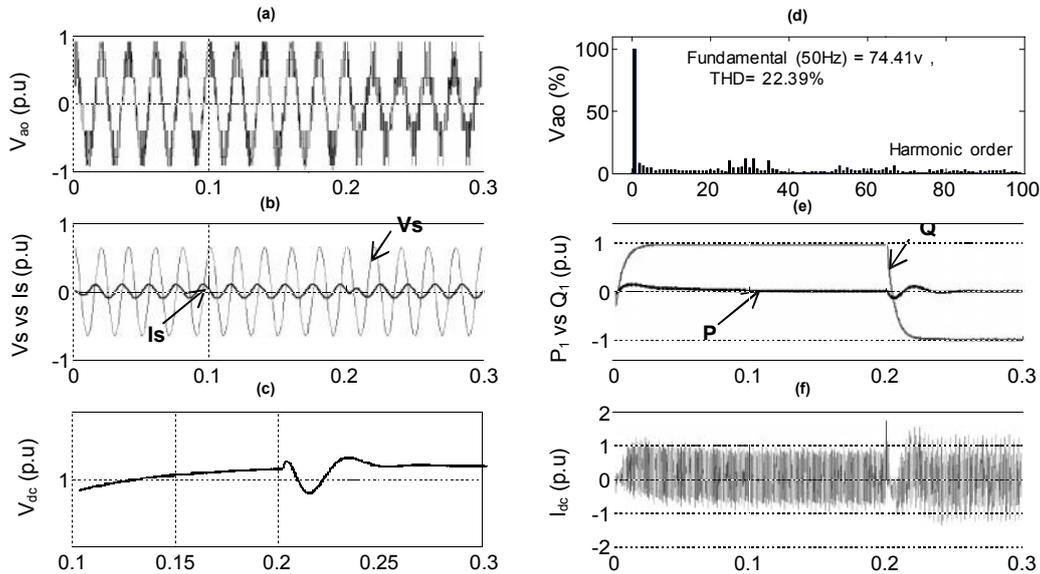


**Figure. 3.7** – Réponses dynamiques d'un convertisseur type NPC à Trois niveaux utilisant la technique de Modulation par injection d'harmonique (avec un taux de modulation  $m=25$ ).

Concernant le profil harmonique, on a :

- L'harmonique d'ordre 3 existe toujours avec une valeur plus faible.
- Les autres sont regroupées dans les rangs :  $m-9, \dots, m, \dots, m+9$ .
- Les autres ont des valeurs réduites.

### 3.6.1. c-Onduleur trois niveaux commandé par la Modulation delta

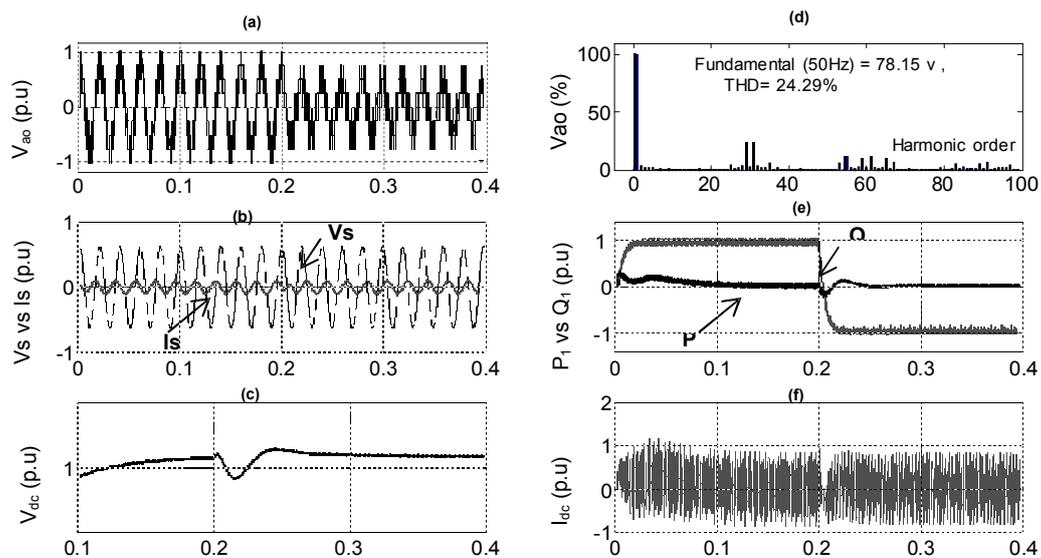


**Figure. 3.8** – Réponses dynamiques d'un convertisseur type NPC à Trois niveaux utilisant la technique de Modulation delta (avec un taux de modulation  $m=25$ ).

On remarque aussi la disparition des harmoniques les plus dominantes ( $2m-5$  à  $3m$ ), mais les harmoniques qui existent toujours sont :

- Premier groupe :  $m-4, \dots, m, \dots, m+4$ .
- Deuxième groupe :  $2m-6, \dots, 2m, \dots, 2m+6$ .
- Les autres ont des valeurs plus faibles.

### 3.6.1. d-Onduleur trois niveaux commandé par la Modulation vectorielle (SVM)[53]



**Figure. 3.9** – Réponses dynamiques d'un convertisseur type NPC à Trois niveaux utilisant la technique SVM (avec un taux de modulation  $m=25$ ).

Comparée aux commandes citées, cette dernière technique nous offre une augmentation du fondamental, le niveau de THD est acceptable comparé aux précédentes techniques, avec une faible distorsion du courant.

## 3.6- Conclusion

Ce chapitre a montré le principe de base de la commande des systèmes VSC-HVDC. Cette étude nous a permis également de définir nos objectifs de commande qui peuvent être résumés par la régulation des puissances réactives de la charge et de la source, celle de la puissance active de la charge et celle de la tension du condensateur, tout cela dans un repère diphasé à fréquence de rotation constante.

Les lois de commande ont été synthétisées en utilisant le principe de la commande vectorielle. Cette commande se base sur le principe d'orientation des courants diphasés, l'un sur l'axe direct « d » et l'autre en quadrature « q ». A travers celle-ci, nous avons pu montrer que la présence des entrées de commande des convertisseurs constituait un avantage important dans la stabilisation des systèmes de transport d'énergie.

**CHAPITRE IV**

**SIMULATION**

**D'UNE LIAISON VSC-HVDC**

**Dos à Dos.**

---

## CHAPITRE IV :

### SIMULATION D'UNE LIAISON VSC-HVDC

#### 4.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'étude par simulation du comportement dynamique d'une liaison VSC-HVDC Dos-à-Dos asynchrone, durant la simulation deux tests de performance sont envisagés :

- Démarrage de la liaison.
- Courts-circuits monophasés et triphasés côté redresseur et côté onduleur.

Les résultats de simulation de notre modèle sont obtenus à l'aide du logiciel Matlab/Simulink en utilisant la technique de la commande vectorielle décrite au chapitre 3. Étant donné que le système de contrôle du VSC-HVDC utilise différentes techniques MLI à haute fréquence, le modèle VSC-HVDC est simulé avec un pas de temps très faible (quelques millièmes de seconde). En utilisant un tel pas de temps faible, il est possible d'observer la réponse du système globalement au cours du démarrage du système, les changements majeurs et même les variations au moment des défauts. Toutefois, cela ralentit le processus de simulation et génère une quantité énorme de données. Cela peut servir, éventuellement, à approfondir l'étude des signaux résultants.

Les gains pour tous les quatre contrôleurs PI sont fournis dans le tableau 4.1. À partir de la table, il est évident que les gains des régulateurs des boucles internes sont plus élevés que ceux des régulateurs de boucles externes afin d'assurer la stabilité du système. Le gain proportionnel  $K_P$  permet d'atteindre rapidement la valeur de référence alors que le gain intégral  $K_I$  diminue le taux d'erreur en régime permanent [15][66].

Régulateurs	Boucle de régulation externe (Gains des régulateurs)		Boucle de régulation interne (Gains des régulateurs)	
	Kp	Ki	Kp	Ki
Puissance Active (VSC 1)	0.19	13	7	87
Puissance Réactive (VSC1)	0.14	13	3	51
Tension Continue (VSC 2)	1.1	26	5	44
Puissance Réactive (VSC2)	0.5	25.8	3	32

Tableau. 4.1 – Gains des régulateurs PI.

## 4.2 – Simulation d'une liaison VSC-HVDC dos-à-dos Asynchrone

### 4.2.1 - Description du système étudié

La figure (4.1) présente une liaison VSC-HVDC bipolaire dos-à-dos asynchrone utilisant des convertisseurs NPC à trois niveaux, à base d'IGBT. Elle transmet une puissance de 200 MVA (*sous une tension de  $\pm 100$  kV*) du VSC1 (redresseur) vers VSC2 (onduleur) : le système CA<sub>1</sub> est caractérisé par une tension de 230 kV, une puissance alternative de 2000 MVA, sous une fréquence de 60 Hz. L'impédance de l'ensemble du système 1 ( $Z_{CA1}$ ) vaut :  $Z_{CA1} = 5.769 + j34.256 \Omega$ . On ajoute que l'impédance du système inclue un câble de 50 km qui relie le système 1 avec la station de redressement. Par contre, le système alternatif 2 est caractérisé par une tension de 230 kV, une puissance alternative de 800 MVA, sous une fréquence de 50 Hz. L'impédance de l'ensemble système 2 ( $Z_{CA2}$ ) vaut :  $Z_{CA2} = 14.423 + j68.531$ . On ajoute aussi que la deuxième impédance du système inclut un câble de 50 km qui relie le système 2 avec la station d'ondulation.

On note également que nous avons procédé à des modifications au rapport de court-circuit, en partant d'abord d'un réseau CA très fort (SCR= 10) vers un réseau alternatif faible (SCR=4) [8][18][22][54].

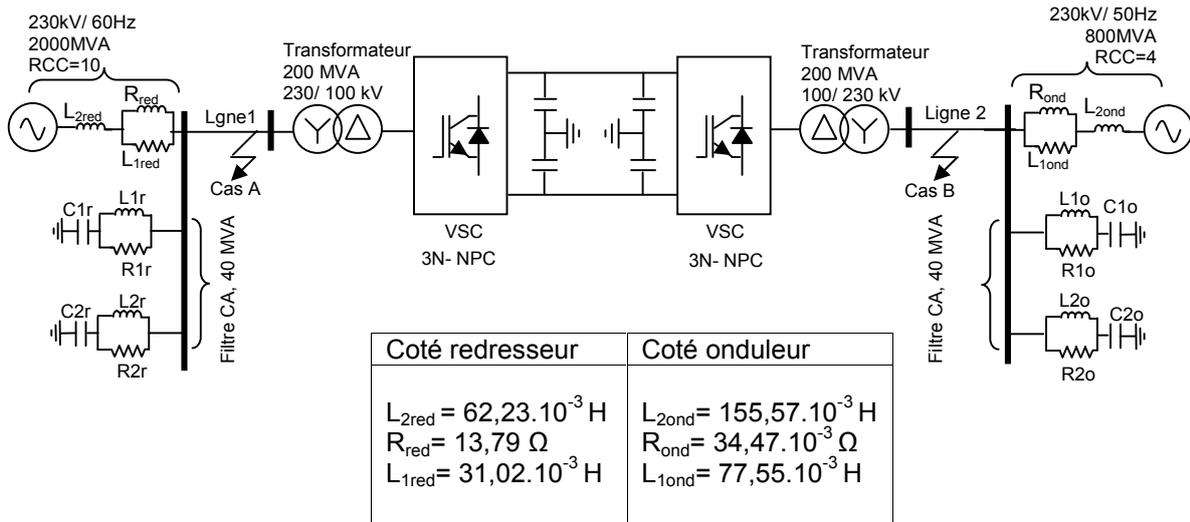


Figure. 4.1 – Liaison VSC HVDC dos-à-dos Asynchrone.

#### 4.2.2- Démarrage de la liaison et réponses des régulateurs

La figure (4.2) présente le fonctionnement du système VSC-HVDC en régime normal. À l'instant  $t = 0.1 \text{ s}$ , la station 2 (figure (4.3)) qui contrôle la tension continue est débloquée en premier lieu. Ensuite, le système de contrôle débloque la station 1 qui contrôle la puissance active. A partir de  $t = 0.3 \text{ s}$ , cette puissance qui est transmise du VSC1 vers VSC2, augmentera pour atteindre la valeur de 1 pu (soit : 200 MW) progressivement, selon une rampe de durée 0.7s (fig. 4.2).

Le système atteint toutes les valeurs de référence au bout de 1s, pratiquement. La puissance réactive est contrôlée par les deux convertisseurs, séparément, à une valeur nulle pour la première station (redresseur), et à 20 Mvar (- 0.1 pu) pour la station 2 (onduleur).

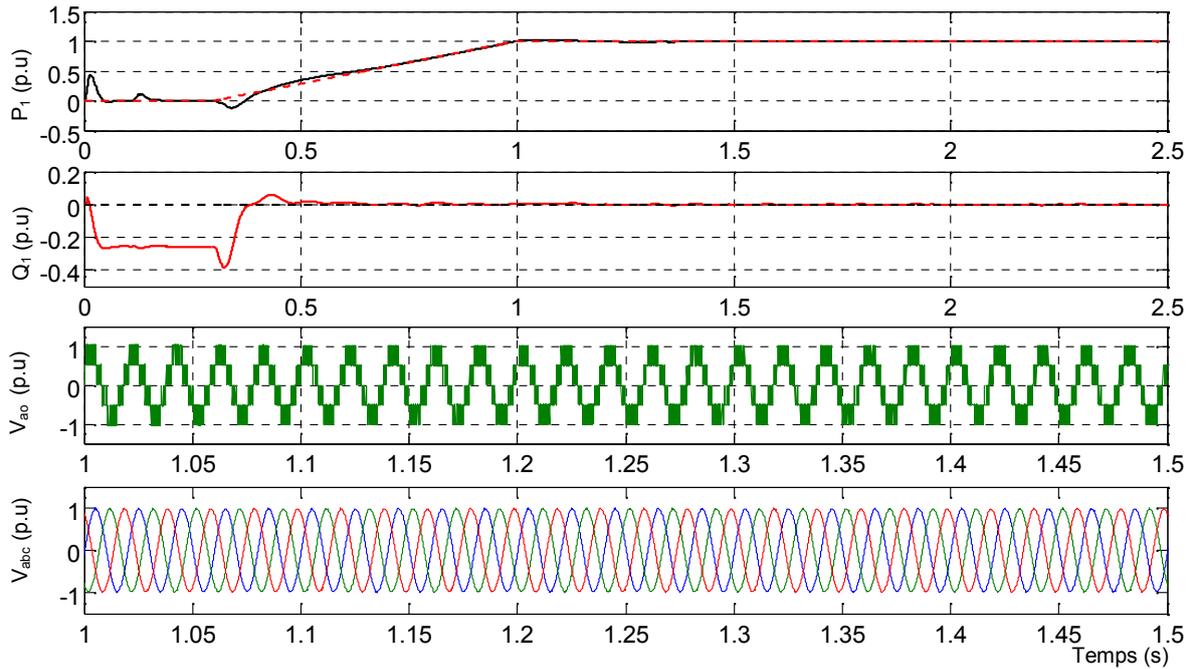


Figure. 4.2 – Démarrage et réponses en régime normal pour la station 1 (redresseur).

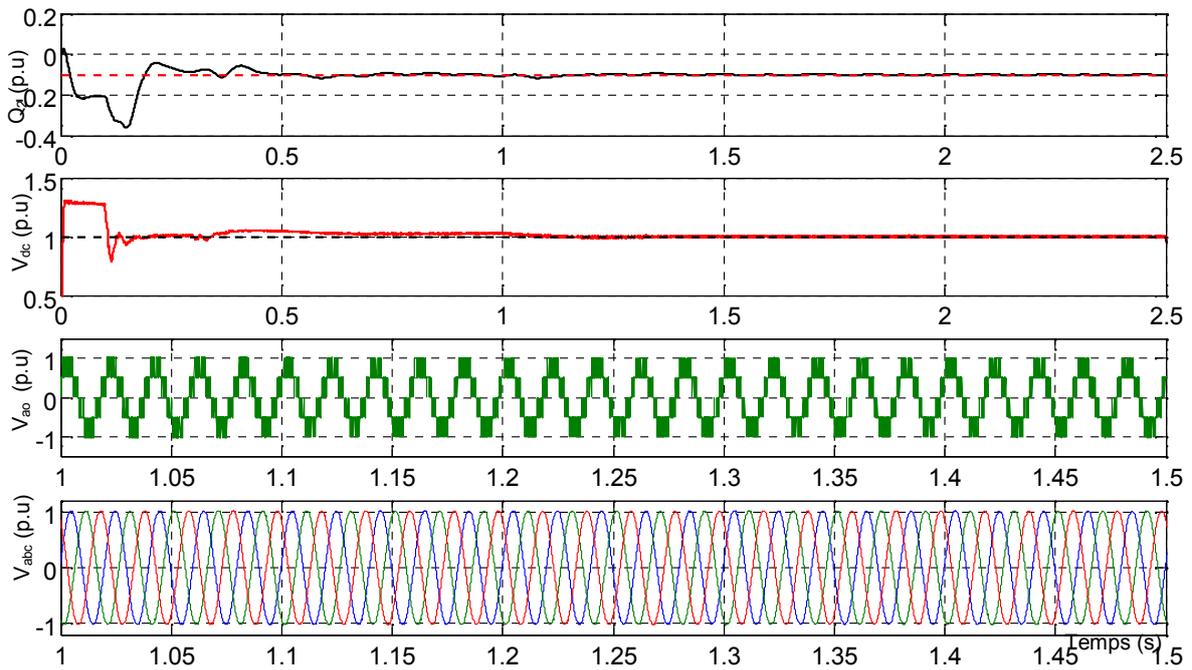


Figure. 4.3 – Démarrage et réponses en régime normal pour la station 2 (onduleur).

Afin d'analyser le comportement du système ainsi que le mode de contrôle proposé, nous allons appliquer un certain nombre de défauts mentionnés dans les cas A et B, séparément [22][32][36], comme indiqué dans la figure. 4.1. Le type de modulation proposé pour ce modèle est la modulation (SPWM). La fréquence de commutation est de 30 fois la fréquence fondamentale (1500 Hz).

- **Cas A:**
  1.  $t < 1.2$  s, le système fonctionne en régime permanent (conditions normales).
  2. à  $t = 1.2$  s, création d'un défaut (court-circuit monophasé entre la phase (A) côté redresseur et la terre) dans la ligne de transmission 1.
  3. à  $t = 1.3$  s, annulation du défaut dans la ligne de transmission 1.
- **Cas B:**
  1.  $t < 1.6$  s, le système fonctionne en régime permanent (conditions normales).
  2. à  $t = 1.6$  s, création d'un défaut (court-circuit triphasé à la terre côté onduleur) dans la ligne de transmission 2.
  3. à  $t = 1.7$  s, disparition du défaut dans la ligne de transmission 2.

#### 4.2.3 - Analyse et interprétations des résultats de simulations

##### 4.2.3.a- Réponse fréquentielle du système

La figure 4.4 montre l'impédance du filtre et du réseau CA en fonction de la fréquence (réseaux 60 Hz et 50 Hz). Pour les deux systèmes CA (60 Hz et 50 Hz), nous remarquons la présence d'une impédance minimale au voisinage de 1800 Hz et 3200 Hz pour le système à 60 Hz, de même au voisinage 1500 Hz et 3000 Hz pour celui de 50 Hz. Ce qui correspond au 30ème et 60ème harmonique. On remarque également que l'addition des filtres capacitifs sur les systèmes CA inductifs crée des résonances (autour 262 Hz du côté redresseur et 202 Hz du côté d'onduleur).

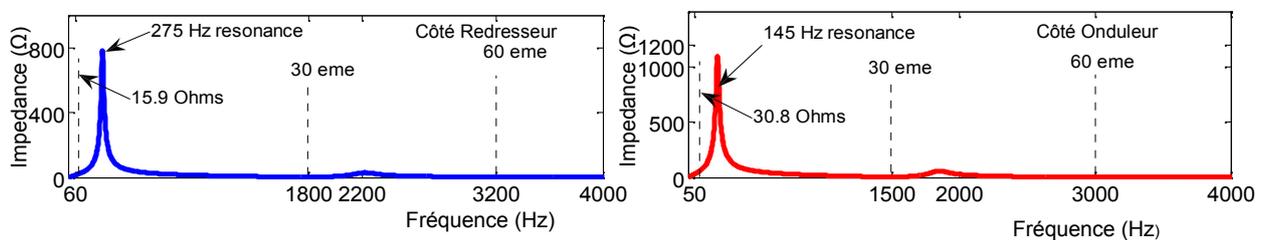
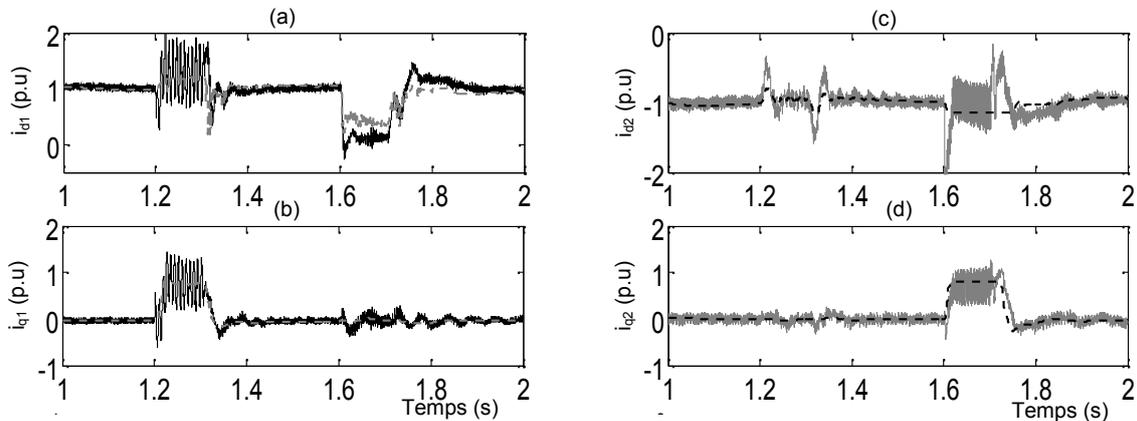


Figure. 4.4 – Réponses fréquentielles des deux systèmes CA.

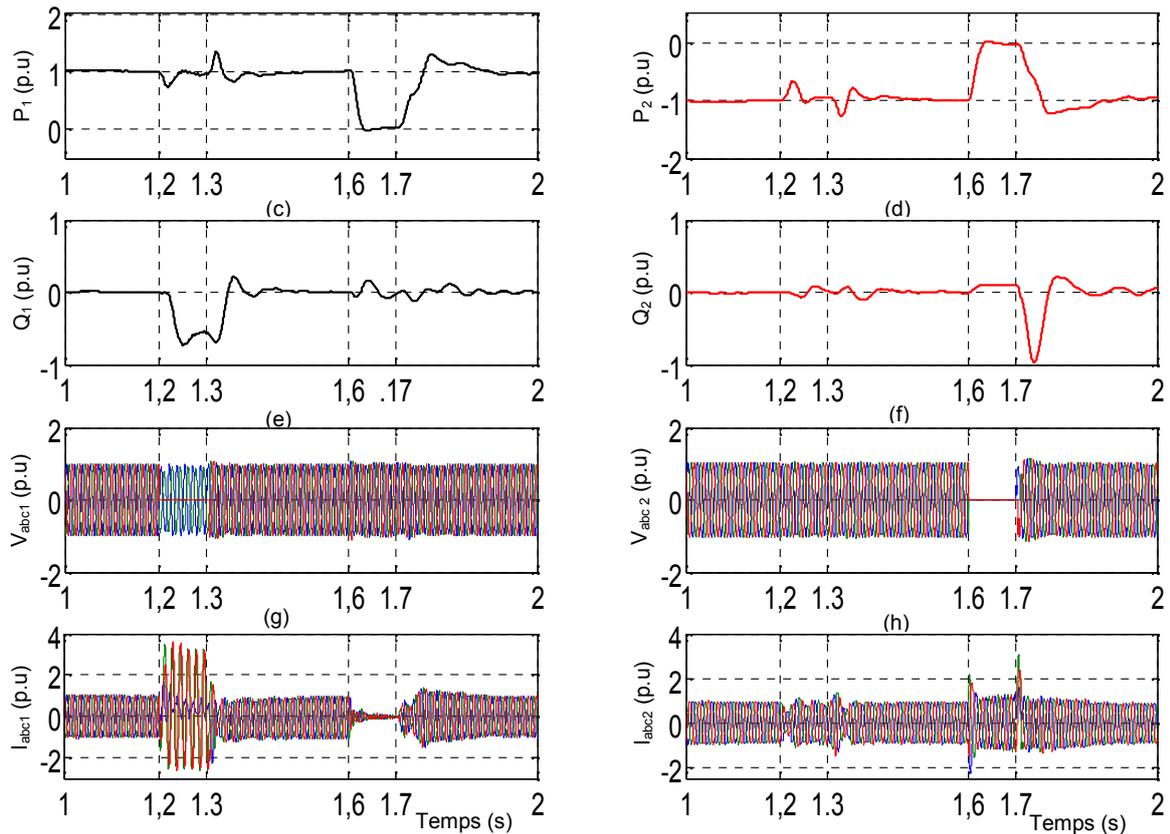
De plus, il est montré dans [25] qu'on peut écrire aussi :  $f_{res} = f_1 \sqrt{2 \cdot RCC}$  ou  $f_1$  est la fréquence fondamentale. Dans notre cas, le RCC dans le système 1 est égal à 10 et dans l'autre système il vaut 4. On remarque que les résultats théoriques sont comparables avec les résultats pratiques. De même, il est intéressant d'analyser la tension quasi-sinusoïdale produite avant et après filtre.

A l'instant  $t = 1.2$  s, le défaut mentionné dans le cas A est appliqué. Les figures (4.33 a, b, c, d) nous montrent les courants de contrôle observé dans le repère dq. Premièrement, le courant direct ( $i_{d1}$ ) subit quelques fluctuations autour de sa valeur nominale 1 p.u. De l'autre côté, ( $i_{d2}$ ) garde sa stabilité mis à part les deux pics au début et à la disparition du défaut. Presque le même scénario pour les courants en quadrature ( $i_{q1}$ ) et ( $i_{q2}$ ) : le premier passe de 0 p.u à 1 p.u dès que la faute est appliquée, tandis que le deuxième ne subit pratiquement aucun changement.



**Figure. 4.5** – (a)-(b) Résultats des courants de contrôle suivant l'axe direct et en quadrature (Côté Redresseur). (c)-(d) Résultats des courants de contrôle dans le repère dq (Côté onduleur).

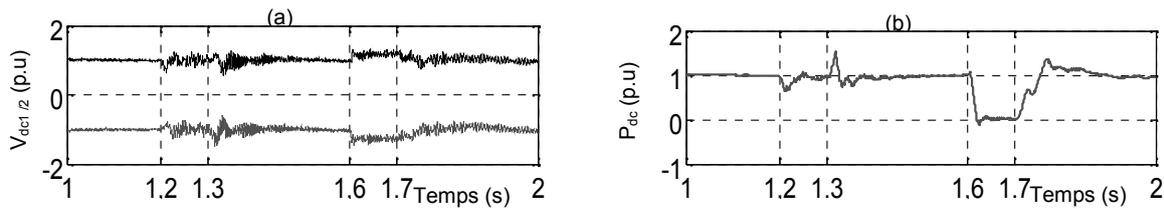
A l'application du deuxième défaut (cas B), les perturbations sont importantes. On commence par le courant direct du côté redresseur ( $i_{d1}$ ) qui bascule directement de 1 p.u à 0 p.u. Le courant ( $i_{d2}$ ) garde sa référence au tour de 1 p.u grâce à l'intervention des régulateurs, mais des pics remarquables apparaissent au moment de l'application et de l'extinction du défaut. Ces pics peuvent atteindre des valeurs jusqu'à -2 p.u.



**Figure. 4.6** – (a)-(c) Puissance active et réactive (côté Redresseur) (b)-(d) Puissance active et réactive (côté onduleur). (e)-(g) Courant et tension résultants par phase (côté Redresseur). (f)-(h) Courant et tension résultants par phase.

Au moment de défaut mentionné dans le cas A, les figures (4.6 a & b) nous montrent que la puissance active transmise du VSC1 (redresseur) au VSC2 (onduleur) reste maintenu à 1 p.u. La puissance réactive ( $Q_1$ ) chute à -0.6 p.u, alors que ( $Q_2$ ) garde sa stabilité. La tension affectée chute à zéro. De l'autre côté, on ne signale aucune perturbation au niveau des tensions ( $V_{abc2}$ ). Les courants ( $I_{abc1}$ ) les pics atteignent 4 p.u. Des perturbations peuvent être également remarqué de l'autre coté ( $I_{abc2}$ ), mais elles sont, généralement, acceptables.

A l'instant  $t=1.6s$ , le court-circuit triphasé à la terre est appliqué (cas B). Les puissances actives ( $P_1$ ), ( $P_2$ ), la puissance continue ( $P_{dc}$ ) (fig 4.7 b), de même que les tensions ( $V_{abc2}$ ) et les courants ( $I_{abc1}$ ) alternatifs coté redresseur chutent brusquement à zéro. Un saut remarquable de 0 p.u à -1 p.u sur l'allure de la puissance réactive ( $Q_2$ ) dès l'extinction du défaut. Les courants alternatifs coté onduleur ( $I_{abc2}$ ) subissent des changements de 0.3 p.u au moment de la perturbation. Des pics remarquables peuvent atteindre les 2 p.u et 3 p.u aux instants 1.6s et 1.7s.



**Figure. 4.7** – (a) Tensions continues (b) Puissance transmise.

Finalement, la tension du côté continue ( $V_{dc1}$ ) reste maintenu à 1p.u durant le défaut mentionné dans le cas A.

Au cours de défaut appliqué à 1.6 s (cas B), la tension progresse vers 1.1pu, mais revient rapidement à sa référence dès que le défaut s'annule. La puissance continue ( $P_{dc}$ ) garde n'est pas très perturbée au cours de premier défaut (mis à part lors des changements), mais, au moment du défaut symétrique à  $t= 1.6s$ , elle chute vers zéro. Les différentes réponses du système suivent toujours leurs références après quelques secondes de l'annulation des défauts.

## 4.11 – Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'analyser les performances du système VSC-HVDC dos à dos asynchrone, en particulier dans les conditions d'apparition de différents défauts symétriques et asymétriques. Ces défauts, qui sont appliqués des deux côtés du système VSC1 et VSC2 (côté redresseur et onduleur), nous ont permis de constater que les convertisseurs, qui constituent l'élément principal du système, stabilisent la tension en injectant ou en absorbant de la puissance réactive en fonction des besoins, autorisant, ainsi, un réglage simultané et indépendant de l'écoulement de puissance et de la tension, au point de raccordement. Nous avons aussi analysé les allures des différentes grandeurs telles que les courants alternatifs, les puissances actives et réactives des deux côtés lors de l'application des défauts. Par ailleurs, nous avons analysé les réponses du système lors d'un défaut du côté courant continu. Dans ce cas, la tension continue ( $V_{dc}$ ) s'annule brusquement tandis que le courant atteint des valeurs importantes. Cela est dû aux condensateurs qui alimentent également ce courant et de l'impédance de défaut.

# **CONCLUSION GENERALE**

## CONCLUSION GENERALE

Le développement des convertisseurs de type source de tension « VSC » durant la dernière décennie a suscité un intérêt considérable dans les applications de réseaux électriques. Les systèmes VSC-HVDC à base d'IGBT rendent possible le contrôle de la tension de sortie du convertisseur en phase et en amplitude. Ce sont ces caractéristiques qui permettent plusieurs degrés de liberté et rendent les systèmes VSC-HVDC plus flexibles.

Afin d'améliorer les performances des systèmes VSC-HVDC, un algorithme de contrôle appliqué aux systèmes VSC-HVDC a été étudié et les performances ont été testé par simulation sous différentes situations.

La commande vectorielle a été employée et évaluée pour différents systèmes de transport VSC-HVDC. Elle permet de contrôler la puissance active, la tension CA, la puissance réactive et la tension CC.

Les résultats de cette technique de contrôle montrent une réponse rapide du système, Nous avons pu, également, contrôler les puissances active et réactive séparément et avec précision.

Les contributions majeures de cette thèse s'établissent comme suit :

- Etude détaillée des convertisseurs réversibles multiniveaux, ainsi que leurs différentes structures. Cette partie traite aussi en détail le principe de fonctionnement de chaque dispositif constituant ces convertisseurs.
- Description et mise en œuvre de différentes techniques MLI appliquées aux convertisseurs multiniveaux.
- Elaboration d'une loi de commande connue sous l'appellation « commande vectorielle ». Cette technique nous permet le contrôle de la

puissance active et la puissance réactive d'une part et le contrôle de la puissance réactive et la tension continue, d'autre part.

Les résultats de simulation du système VSC-HVDC, en utilisant la commande vectorielle, nous a permis de contrôler chaque convertisseur séparément. Cette technique nous a permis d'assurer :

- Une réponse rapide du système.
- Une commande indépendante des puissances active et réactive des deux côtés de la liaison continue.
- Un transfert bidirectionnel de la puissance active et réactive dans le système VSC- HVDC

La taille des différents condensateurs doit être sérieusement étudiée, car elle influe directement sur la puissance active, la puissance réactive et la tension CC. Durant ce travail, nous avons remarqué que si la taille des condensateurs augmente, les transitions au niveau de puissance active et réactive et les tensions côtés CA et CC sont réduites. Mais, l'inconvénient est le coût car il représente le facteur limitant la taille du condensateur utilisé dans les installations réelles.

## **Perspectives futures**

Le VSC-HVDC franchit aujourd'hui une étape majeure en atteignant des centaines de MW transités sur de longues distances, à l'aide de câbles CC. La solution ouvre ainsi de nouvelles perspectives, comme le renforcement des réseaux existants, l'alimentation en énergie d'installations isolées (ouvrages en mer) et le transport de l'électricité produite par des Energies Renouvelables, éloignées (telles que les stations éoliennes et solaire). Ce type d'énergie représente un des principaux points de la politique des pays développés qui visent une énergie propre selon le Protocole de Kyoto [4].

Compte tenu de ces points, les principales perspectives sont :

- L'association des systèmes VSC-HVDC aux réseaux d'énergie renouvelable tels

que l'éolien ou le solaire.

- L'intégration du système VSC-HVDC multi-terminal dans des réseaux alimentés par des sources d'énergie renouvelables comme l'éolien et le solaire.
- L'implantation des filtres actifs dans les systèmes VSC-HVDC.
- L'élaboration d'une loi de commande robuste afin d'assurer un réseau plus stable.

---

## Bibliographie

- [1] R.C. Dorf, editor. The Electrical Engineering Handbook, Second Edition. CRC Press in cooperation with IEEE Press, University of California, 1997.
- [2] L. Xu, V.G. Agelidis, and E. Acha. Steady State Operation of HVDC Power Transmission System with Voltage Source Converters and Simultaneous VAR Compensation. In EPE, Graz, 2001.
- [3] A. Lindberg. PWM and Control of Two and Three Level High Power Voltage Source Converters. PhD thesis, Royal Institute of Technology, May 1995.
- [4] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw - Hill, Inc, 1994.
- [5] P. Lamell. Voltage Source Forced Commutated Converter Applied for HVDC Tapping Stations. PhD thesis, Royal Institute of Technology, April 1992.
- [6] A. Donzel. Analyse géométrique et commande active sous observateur d'un onduleur triphasé à structure multicellulaire série. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [7] A. Karimi. Dynamics of HVDC Line-Commutated, Forced-Commutated and Hybrid Converters. PhD thesis, Royal Institute of Technology, 1996.
- [8] H. Jiang and A. Ekstrom. Multiterminal HVDC Systems in Urban Areas of Large Cities. IEEE Transactions on Power Delivery, 13(4) :1278 – 1284, 1998.
- [9] E.W. Kimbark. Direct Current Transmission, volume 1. John Wiley & Sons, 1971.
- [10] J.L. Thomas, S. Poullain, and A. Benchaib. Analysis of a Robust DC-Bus Voltage Control System for a VSC Transmission Scheme. In IEE, editor, 7<sup>th</sup> International Conference on AC-DC Power Transmission, London, November 28 - 30 2001.
- [11] J. Dixon and B.T. Ooi. Indirect Current Control of a Unity Power Factor Sinusoidal Current Boost Type Three - Phase Rectifier. IEEE Trans. Ind. Electronics, 35(4) :508– 515, 1988.
- [12] R. Wu, S. Dewan, and G. Slemon. Analysis of an AC-to-DC Voltage Source Converter Using PWM with Phase and Amplitude Control. IEEE Trans. Ind. Appl., 27(2) :355 – 363, 1991.
- [13] Y. Guo, X. Wang, H.C. Lee, and B.T. Ooi. Pole Placement Control of Voltage Regulated PWM Rectifiers through Real Time Multiprocessing. IEEE Trans. Ind. Engineering, 41(2), 1994.
- [14] T. Habetler. A Space Vector Based Rectifier Regulator for AC/DC/AC Converters. IEEE Trans. Power Electronics., 8(1) :30 – 36, 1993.
- [15] J. Doval-Gandoy, A. Iglesias, and C. Penalver. Pole Placement Control of Voltage Source Rectifier. In EPE, Graz, 2001.
- [16] L.M. Malesani, L. Rossetto, and P. Tomasin. AC/DC/AC PWM Converter with Reduced Energy Storage in the DC Link. IEEE Trans. Ind. Applic., 31 :287 – 292, 1995.

- [17] S. Poullain, F. Héliodore, A. Henni, and J.L. Thomas. Modelling of the Dynamic Characteristics of the DC Line for VSC Transmission Scheme. In IEE, editor, 7<sup>th</sup> International Conference on AC-DC Power Transmission, London, November 28 -30 2001.
- [18] S. Brégeon, A. Benchaib, S. Poullain, and J.L. Thomas. State Estimation of DC Cable for Long Distance VSC Transmission Scheme Control Using Kalman Filter and Adaptive Control. In EPE, Toulouse, 2003.
- [19] C.E. Grund, R.V. Pohl, and J. Reeve. Control Design of an Active and Reactive Power HVDC Modulation System with Kalman Filtering. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS - 101(10) :4100 – 4111, 1982.
- [20] M. Chaves, E. Margato, J. F. Silva, S. F. Pinto, J. Santana « HVDC transmission systems: Bipolar back-to-back diode clamped multilevel converter with fast optimum-predictive control and capacitor balancing strategy », Electric Power Systems Research, Pages 1436–1445, vol 81, n° 7, February 2011.
- [21] M. Khatir « Analyse de performance de différentes configurations d’une liaison de transport d’énergie à courant continu « VSC-HVDC » et son impact sur les réseaux alternatifs connectés». Thèse Doctorat. Université Djillali Liabes de Sidi Bel- Abbès. Algérie. Juin 2010
- [22] Y. Jiang-Hafner, M. Hyttinen, B. Paajarvi, « On the short circuit current contribution of HVDC Light », Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES Pages 1926 - 1932, vol 3, 2002.
- [23] J. Rodriguez, J. S. Lai, F. Z. Peng, « Multilevel inverters : survey of topologies, controls and applications », IEEE Transactions on industrial electronics. Pages 724 - 738, vol 49, 2002.
- [24] [http://www.ecosources.info/actualites/10006\\_Solution\\_defi\\_energetique\\_solaire\\_eolien\\_desert\\_sa\\_hara](http://www.ecosources.info/actualites/10006_Solution_defi_energetique_solaire_eolien_desert_sa_hara). Septembre 2012.
- [25] G. Zhang; Z. Xu « Steady-state model for VSC based HVDC and its controller design », Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE. Pages 1085 - 1090, vol 3, 2001.
- [26] <http://dictionary.sensagent.com/hvdc/fr-fr/#Installations>. Septembre 2012.
- [27] D. V. Hertem, M. Ghandhari « Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles», Renewable and Sustainable Energy Reviews, Pages 3156-3163, vol 14, n° 9, December 2010.
- [28] S. Y. Ruan, G. J. Li, L. Peng, Y. Z. Sun, T. T. Lie « A nonlinear control for enhancing HVDC light transmission system stability», International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Pages 565-570, vol 29, n° 7, September 2007.
- [29] T. D. Vrionis, X. I. Koutiva, N. A. Vovos, G. B. Giannakopoulos, « Study of an HVDC Link Based on VSCs Using a Fuzzy Control System », Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna , vol 4, 2003.
- [30] M. Flitti, M. K. Fellah, M. Khatir, S. A. Zidi, M. F. Benkhoris «Control Of Back-To-Back Voltage Source Converter » Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg, Pages 259–268, vol 57, n° 3 Bucarest, 2012.
- [31] B. V. Soubarety « Matériaux de câble à isolation synthétique pour des applications au transport d’énergie HVDC » Thèse Doctorat. Université de Toulouse. Juin 2011
- [32] N. Nosaka, Y. Tsubota, K. Matsukawa, K. Sakamoto, H. Nakamura, M. Takasaki, H. Kawazoe « Simulation studies on a control and protection scheme for hybrid multi-terminal HVDC systems » Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE, Pages 1079 - 1084, vol 2, 1999.

- [33] N. Barberis Negra, J. Todorovic, T. Ackermann « Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms», *Electric Power Systems Research*, Pages 916-927, vol 76, n° 11, *July 2006*.
- [34] M. Benhaddadi, O. Guy « Dilemmes Energétiques » Presses de l'Université du Québec. 2008.
- [35] <http://www.leseoliennes.be/economieolien/transportcourant.htm>. Septembre 2012.
- [36] I. M. Alegria, J. L. Martín, I. Kortabarria, J. Andreu, P. I. Ereño « Transmission alternatives for offshore electrical power», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pages 1027-1038, vol 13, n° 5, June 2009.
- 
- [37] D. Velasco, C. L. Trujillo, R. A. Peña « Power transmission in direct current. Future expectations for Colombia», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Pages 759-765, vol 15, n° 1, January 2011.
- [38] L. Teppoz « Commande d'un système de conversion de type VSC-HVDC. Stabilité - Contrôle des perturbations ». Thèse Doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble. Septembre 2005.
- [39] <http://blog.usinenouvelle.com/abb/2011/03/17/qu%E2%80%99est-ce-que-le-hvdc/>. Septembre 2012.
- [40] A. I. Stan «Control of VSC-Based HVDC Transmission System for Offshore Wind Power Plants». Master Thesis of Aalborg University, Denmark, 2010.
- [41] F. Schettler, H. Huang, N. Christl, « HVDC transmission systems using voltage sourced converters design and applications » Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE , Pages 715 - 720, vol 2.
- [42] L. Xu, B. R. Andersen, P. Cartwright « Control of VSC transmission systems under unbalanced network conditions », *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES* , Pages 626 - 632, vol 2, 2003.
- [43] M. Flitti « Application des Onduleurs Multiniveaux à la compensation d'énergie Réactive ».Mémoire Magistère. Université Djillali Liabes de Sidi Bel-Abbès. Algérie. Juillet 2008.
- [44] S. Kincic « Onduleur à Niveaux Multiples et son Application en Compensation de la Puissance Réactive » Maitrise en génie électrique. Ecole de technologie supérieure université du Québec 2000.
- [45] A. L. de Heredia « Commandes Avancées des Systèmes Dédiés à L'Amélioration de La Qualité de l'Energie- De La Basse Tension à La Montée En Tension » Thèse Doctorat. Institut National Polytechnique de Grenoble. Novembre 2006.
- [46] J. Rodriguez, J. S. Lai, F. Z. Peng, « Multilevel inverters : survey of topologies, controls and applications », *IEEE Transactions on industrial electronics*. Pages 724 - 738, vol 49, 2002.
- [47] S. Kincic « Onduleur à Niveaux Multiples et son Application en Compensation de la Puissance Réactive » Maitrise en génie électrique. Ecole de technologie supérieure université du Québec 2000.
- [48] M. Madrigal, E. Acha, « Harmonic modelling of voltage source converters for HVDC stations» *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, 2001, Pages 125 - 131, 2001.
- [49] R. Benato, M. Forzan, M. Marelli, A. Orini, E. Zaccone « Harmonic behaviour of HVDC cables», *Electric Power Systems Research*, Pages 215-222, vol 89, August 2012.

- [50] M. Flitti, M.K. Fellah, M. Khatir, S.A. Zidi,, M. Yaichi «D- Statcom based on three level NPC Converter and its Application in Réactive Power Compensation » 2eme Conférence Internationale sur la maintenance, la Gestion, la Logistique et l'Electrotechnique , 19–21 Novembre 2012, ENSET Oran- ALGERIE.
- [51] J. Arrillaga «Flexible power transmission, the HVDC options » . John Wiley & Sons Ltd. 2007.
- [52] B. R. Andersen, L. Xu, K. T. G. Wong, « Topologies for VSC transmission », Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, 2001. Pages 298 - 304.
- [53] A. Petersson, A. Edris « Dynamic performance of the Eagle Pass back-to-back HVDC Light», Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, 2001. Pages 220 - 225.
- [54] G. Kalcon, G. P. Adam, O. A. Lara, G. Burt, K. L. Lo« Analytical efficiency evaluation of two and three level VSC-HVDC transmission links», Electrical Power and Energy Systems, Pages 1–6, vol 44, n° 1, January 2013.
- [55] D. Jovcic, L. Lamont, K. Abbott « Control system design for VSC transmission», Electric Power Systems Research, Pages 721-729, vol 77, n° 7, May 2007.
- [56] H. F. Latorre, M. Ghandhari, L. Söder « Active and reactive power control of a VSC-HVdc»,*Electric Power Systems Research*, Pages 1756-1763, vol 78, n° 10, October 2008.
- [57] C. Du, A. Sannino, M. H. J. Bollen, « Analysis of response of VSC-based HVDC to Unbalanced faults with different control systems», Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES , Pages 1- 6, 2005.
- [58] X. Lie, V. G. Agelidis, « VSC Transmission System Using Flying Capacitor Multilevel Converters and Hybrid PWM Control», IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, Pages 693 - 701, vol 22, 2007.
- [59] L. M. Tolbert, T. G. Habetler « Novel Multilevel Inverter Carrier-Based PWM Methods», IEEE IAS 1998 Annual Meeting, St. Louis, Missouri, Pages 1424-1431, October 1998.
- [60] H. Patel « Modeling of Voltage Source Converter Based HVDC Transmission System in EMTP-RV». Thesis of University .Ontario Institute of Technology. August 2010.
- [61] V. K. Sood “HVDC and FACTS Controllers, Applications of Static Converters in Power Systems”, Kluwer Academic Publishers, 2004.
- [62] S. A. Kharitonov, A. A. Stennikov , V. V. Mashinsky « A control algorithm for voltage source converter in a system for generating AC power », Science and Technology, 2000. KORUS 2000. Proceedings, Pages 244 - 249, vol 2, 2000.
- [63] S. Hadjeri «Etat de l'art Dans le Domaine du Transport en Courant Continu a Haute Tension (CCHT) : Modélisation, Performance et Simulation». Thèse de Doctorat d'Etat. Université Djillali Liabes de Sidi Bel-Abbès. Algérie. Septembre 2003.