



République algérienne démocratique et populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem
Faculté des Sciences et de la Technologie



d'ordre....

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES MASTER ACADEMIQUE

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Thème

Modélisation et simulation d'une liaison sous-marine par
VSC-HVDC

Présenté par :

■ MESSADI YUCEF

Soutenu en : Septembre 2018 devant le jury composé de :

Président : MME. BECHIRI.F
Encadreur: MME. GHOMRI.L
Examineur: MME. BEKKOUCHE.F
Examinatrice : MME. REZINI. S

Année Universitaire : 2017 / 2018

Remerciement

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui m' a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, Je tiens à remercier mon encadreur Mme GHOMRI.L, son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.

Mon vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ma recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Messadi youcef

Sommaire

Remerciements

Liste des Figures

Liste des abréviations

Symboles

Introduction Générale

| | |
|--|----|
| Chapitre I | 1 |
| I. Généralités sur la liaison HVDC | 1 |
| I.1. Introduction..... | 2 |
| I.2. Le transport en courant continu..... | 3 |
| I.2.1. Le cout du transport en courant continu..... | 3 |
| I.2.2. Domaine d'application du transport a courant continu | 4 |
| I.3. Les configurations des systèmes HVDC..... | 5 |
| I.3.1. La liaison Mono-polaire..... | 5 |
| I.3.2. La liaison Bipolaire..... | 5 |
| I.3.3. La liaison Homopolaire..... | 6 |
| I.3.4. La liaison Dos à Dos (back to back) | 6 |
| I.3.5. La liaison Multi-terminaux..... | 7 |
| I.4. Les types des convertisseurs dans liaison HVDC..... | 7 |
| I.4.1. Les convertisseurs CSC..... | 8 |
| I.4.2. Les convertisseurs VSC..... | 8 |
| I.4.3. Les avantages des convertisseurs VSC par rapport au convertisseurs CSC dans un système HVDC | 9 |
| I.5. Le principe de fonctionnement d'un VSC..... | 10 |
| I.5.1. Le convertisseur VSC a deux niveaux..... | 10 |
| I.5.2. Le convertisseur VSC a trois niveaux..... | 12 |
| I.6. La modulation de largeur d'impulsion MLI (PWM) | 14 |
| I.6. 1. La modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale..... | 15 |

| | |
|--|-----------|
| I.7. Les harmoniques et les filtres | 17 |
| 1.8. Les composants de VSC-HVDC..... | 19 |
| 1.8.1. Transformateur | 20 |
| 1.8.2. Filtre AC..... | 20 |
| 1.8.3. Réactance de phase..... | 20 |
| 1.8.4. Capacité DC..... | 20 |
| 1.8.5. Câbles de courant continu | 20 |
| I.9. Conclusion..... | 20 |
| | |
| L'état de L'art..... | 22 |
| 1. L'évolution de HVDC..... | 23 |
| 2. Les plus grandes lignes de transmission HVDC dans le monde..... | 24 |
| 2.1 Le Projet de transmission UHVDC Jinping-Sunan $\pm 800\text{kV}$ | 24 |
| 2.2 La Ligne de transmission Xiangjiaba-de-Shanghai, la Chine | 25 |
| 2.3 Le lien de transmission Rio - Madère, le Brésil | 26 |
| 2.4 La Ligne de transmission d'Inga-Kolwezi, le Congo | 27 |
| 2.5 Le lien de transmission de Talcher-kolar, Inde..... | 28 |
| | |
| Chapitre II | 30 |
| II. Modélisation et simulation d'une liaison VSC-HVDC..... | 30 |
| | |
| II.1. Introduction | 31 |
| II.2 Vue d'ensemble d'une liaison VSC..... | 32 |
| II.3 Le modèle mathématique du convertisseur VSC..... | 33 |
| II.4. Stratégie de contrôle du VSC-HVDC..... | 38 |
| II.4.1 Stratégie de contrôle direct | 38 |
| II.4.2 Stratégie de contrôle vectoriel | 39 |
| II.4.2.1 Contrôle externe..... | 40 |
| II.4.2.1.A Contrôle de la tension DC..... | 40 |
| II.4.2.1.B Contrôle de la puissance active..... | 42 |
| II.4.2.1.C Contrôle de la puissance réactive..... | 42 |
| II.4.2.2. Contrôle interne..... | 43 |
| II.4.2.2.A Contrôle de la tension AC..... | 43 |
| II.5. Simulation d'une liaison VSC-HVDC..... | 47 |

| | |
|---|----|
| II.5.1 Description du modèle..... | 47 |
| II.5.1.1 Réseau AC | 47 |
| II.5.1.2 Transformateur | 47 |
| II.5.1.3 Filtres AC | 47 |
| II.4.1.4 Convertisseurs trois niveaux | 49 |
| II.5.1.5 Réactance de phase | 49 |
| II.5.1.6 Les câbles DC | 49 |
| II.5.1.7 Condensateur DC | 49 |
| II.5.1.8 Le système de contrôle | 50 |
| II.5.2 LA Simulation..... | 53 |
| II.5.2.1 .Le démarrage du système | 53 |
| II.5.2.2 réponse aux variation de la puissance active..... | 56 |
| II.5.2.3 réponse aux variation de puissance réactive..... | 59 |
| II.5.2.4 réponse aux variation de tension continue (onduleur) | 62 |
| II.6.Conclusion..... | 65 |

Chapitre III66

III. Analyse et simulation d'une interconnexion sous-marine de type VSC-HVDC..... 66

| | |
|---|----|
| III.1. Introduction | 67 |
| III.2. L'interconnexion sous-marines avec ALGERIE..... | 67 |
| III.2.1. L' énergies renouvelables | 67 |
| III.2.2. Sécurité de l'approvisionnement électrique | 68 |
| III.2.3. Marché électrique | 68 |
| III.2.4. Développement social et économique | 68 |
| III.3. Câbles sous-marines..... | 68 |
| III.3.1.Technologie des câbles sous-marins HVDC..... | 68 |
| III.3.1.1 Câbles recouverts de papier(Paper-lapped -cables) | 69 |
| III.3.1.1 Câbles en polymère, par exemple XLPE | 69 |
| III.3.2 les différentes catégories de la technologie des câbles sous-marins | 70 |
| III.3.2.1 Câbles basse pression remplis d'huile | 70 |
| III.3.2.1 Câbles sous-marins HVDC imprégnés en masse | 71 |
| III.3.2.2 Câbles isolants extrudés..... | 71 |

| | |
|---|----|
| III.3.3 Installation de câbles sous-marins HVDC..... | 72 |
| III.3.4 Intégration de systèmes HVDC sous-marins dans les réseaux de transmission AC..... | 74 |
| III.4. Le projet "interconnexion électrique sous-marines (ALGERIE- ESPAGNE)" | 75 |
| III.5 La simulation | 77 |
| III.5.1 fonctionnement normale | 80 |
| III.5.2 un court-circuit cotée AC de l' onduleur | 83 |
| III.5.3 un court-circuit DC | 86 |
| III.6. Conclusion..... | 89 |

Table des figures

| | |
|--|----|
| 1.1 variation des couts de transmission en fonction de la distance pour les systèmes de transmission CA et CC. | 4 |
| 1.2 Des systèmes HVDC Mono polaire (a), bipolaire (b) et homopolaire (c). | 6 |
| 1.3 Des systèmes HVDC dos-a-dos (a), parallèle multi-terminal (b) et série multi-terminal (c). | 7 |
| 1.4 Un convertisseur source de tension CSC. | 8 |
| 1.5 Un convertisseur source de tension VSC. | 9 |
| 1.6 Le convertisseur VSC a deux niveaux. | 10 |
| 1.7 commutation d'un convertisseur VSC à deux niveaux. | 11 |
| 1.8: Les état de commutation possible d'un convertisseur VSC à deux niveaux. | 11 |
| 1.9 Le tension de sortie d'un seul bras d'un convertisseur VSC à trois niveaux. . . . | 12 |
| 1.10: un convertisseur VSC à trois niveaux. | 13 |
| 1.11: La commutation d'un convertisseur VSC à trois niveaux. | 13 |
| 1.12: Les état de commutation possible d'un convertisseur VSC à trois niveaux. | 14 |
| 1.13 Le tension de sortie d'un seul bras d'un convertisseur VSC à trois niveaux. | 14 |
| 1.14 Le principe a modulation de largeur d'impulsion. | 16 |
| 1.15 MLI à deux porteuse pour VSC trois niveaux. | 17 |
| 1.16 spectre d'une tensions. | 18 |

| | |
|--|----|
| 1.17 Filtre passe-haut de deuxième et troisième ordre. | 18 |
| 1.18 Le système VSC -HVDC. | 19 |
| 1.19 Projet de transmission UHVDC Jinping-Sunan. | 25 |
| 1.20 Ligne de transmission Xiangjiaba-de-Shanghai. | 26 |
| 1.21 Le lien de transmission Rio - Madère. | 27 |
| 1.22 Ligne de transmission d'Inga-Kolwezi. | 28 |
| 1.23 Le lien de transmission de Talcher-kolar. | 29 |
| 2.1 liaison vsc-hvdc | 32 |
| 2.2 (a) un diagramme simplifié du convertisseur VSC. | 33 |
| 2.2 (b) l'état de commutation correspondant et I_{dc} | 33 |
| 2.3 un diagramme simplifié du convertisseur VSC avec charge RLE. | 36 |
| 2.4 une liaison HVDC VSC. | 38 |
| 2.5 Station VSC. | 39 |
| 2.6. Structure de contrôle d'une station VSC-HVDC. | 40 |
| 2.7 Contrôle externe générale d'une station VSC. | 43 |
| 2.8. Station VSC. | 44 |
| 2.9. Contrôle interne d'une station VSC. | 46 |
| 2.10. Lien VSC-HVDC de 100kv. | 47 |
| 2.11 FFT de sortie du convertisseur. | 48 |
| 2.12 FFT au niveau de filtre | 48 |

| | |
|---|----|
| 2.13 FFT au niveau de sortie. | 49 |
| 2.14. système de contrôle MLI-VSC base sur une boucle de réglage du courant alternatif. | 50 |
| 2.15. système de contrôle externe en détaille. | 51 |
| 2.16. système de contrôle interne en détaille. | 52 |
| 2.17 débloccage de station 2. | 54 |
| 2.18 debloccage de station 1. | 54 |
| 2.19 la puissance réactive de la station1. | 54 |
| 2.20 la puissance réactive de la station2. | 54 |
| 2.21 les paramètres qui atteints l'équilibre avec la puissance. | 55 |
| 2.22 la puissance active après les échelons appliqué (redresseur) | 57 |
| 2.23 la puissance active après les échelons appliqué (onduleur) | 58 |
| 2.24 la puissance réactive après les échelons appliqué (redresseur) | 60 |
| 2.25 la puissance réactive après les échelons appliqué (onduleur) | 61 |
| 2.26 la tension DC après l'échelons appliqué (redresseur) | 63 |
| 2.27 la tension DC après l'échelons appliqué (onduleur) | 64 |
| 3.1 un Câbles recouverts de papier. | 69 |
| 3.2 un Câbles recouverts de papier. | 69 |
| 3.3 le composant d'un Câblent basse pression. | 70 |
| 3.4 un Câbles imprégnés en masse. | 71 |

| | |
|--|-----------|
| 3.5 un Câbles isolants extrudés. | 72 |
| 3.6 Installation de câbles sous-marins HVDC a une profondeur moins de 500m.... | 73 |
| 3.7 Installation de câbles sous-marins HVDC a une profondeur plus de 500m..... | 74 |
| 3.8 lien de 200KM entre terga et Almeria. | 76 |
| 3.9 Intégration de systèmes HVDC dans un réseaux AC. | 78 |
| 3.10 FFT au niveau VSC, filtre, source consécutive de station 1..... | 79 |
| 3.11 les paramètres qui atteints l'équilibre (redresseur) | 81 |
| 3.12 les paramètres qui atteints l'équilibre (onduleur) | 82 |
| 3.13 le système après AC défaut (onduleur) | 84 |
| 3.14 le système après AC défaut (redresseur) | 85 |
| 3.15 le système après DC défaut (redresseur) | 87 |
| 3.16 le système de commande après DC défaut (redresseur) | 87 |
| 3.17 le système après DC défaut (onduleur) | 88 |
| 3.18 le système de commande après DC défaut (onduleur) | 88 |
| Conclusion Générale..... | 90 |
| Références..... | 91 |

Liste des abréviations

AC Alternating current

CA Courant alternatif

CSC Current Source Converter

DC Direct current

CC Courant continu

HVDC High voltage direct current

HVAC High voltage Alternating current

IGBT Insulated-gate bipolar transistor

PWM Pulse-width modulation

MLI la modulation en largeur d'impulsion

LCC Line-commutated converters

MMC Modular Multilevel Converter

MTDC Multiterminal HVDC

MT-HVDC Multiterminal HVDC

PCC Point de couplage commun

PLL Boucle a phase asservie

VSC Voltage Source Converter

XLPE Cross-linked polyethylene

Symboles

| | |
|-----------|---|
| A^* | Référence pour la commande de la valeur A (notation générale) |
| A_d | Composante directe de la valeur A (notation générale) |
| A_q | Composante en quadrature de la valeur A (notation générale) |
| C | Capacité F |
| f_0 | Fréquence fondamentale Hz |
| f_c | Fréquence de la porteuse PWM Hz |
| i_{DC} | Courant entrant dans le convertisseur, cotée DC A |
| i_v | Courant sortant du convertisseur, cotée AC A |
| C_x | Indice de modulation |
| M | Indice de modulation |
| L | Inductance H |
| P | Puissance active W |
| P_{DC} | Puissance active rentrant du cotée DC d'une station W |
| P_f | Puissance active sortant du cotée AC d'une station W |
| Q | Puissance réactive var |
| Q_f | Puissance réactive sortant du cotée AC d'une station var |
| R | Resistance Ohm |
| u_{DC} | Tension DC, au convertisseur V |
| u_f | Tension AC, au Filtre V |
| u_{PCC} | Tension AC, au PCC V Symboles |
| u_v | Tension AC, au convertisseur V |
| V_{cx} | Somme des tensions des capacités du bras x V |
| Z | Impedance Ohm |
| V_n | vecteur de tension (ligne-neutre). |
| S_v | une matrice de commutation de courant |
| I_L | vecteur de courant (ligne-neutre). |
| T_L | une matrice de transformation de tension phase à ligne |
| V_L | vecteur de tension (ligne-ligne). |
| e_{dq} | la tension de source en coordonnée dq |

| | |
|----------|---|
| i_{dq} | le courant de source en coordonnée dq |
| V_{dq} | la tension d'entrée de convertisseur en coordonnée dq |
| v_c^d | représentent les composantes de l'axe d de la tension alternative |
| v_c^q | représentent les composantes de l'axe q de la tension alternative |
| δ | le déphasage entre la composante fondamentale de la AC et DC |

Introduction Générale

Depuis le milieu des années 1990 ,un système de transport de l'électricité en courant continu à haute tension a créé le VSC-HVDC (the voltage source converter -high voltage direct current) qui a été développé pour être le substitue de système classique qui est le CSC-HVDC (the current source converter -high voltage direct current) et lève ainsi certains de ses inconvénients.

Grace au technologie très avancée en matière de câble ,il est désormais possible de construire des liaison sous-marin ou les liaison aérienne ou sous-terrain sont impassible.

la liaison VSC-HVDC est une nouvelle technologie de transport d'énergie en courant continu qui abaisse la gamme économique des transports HVDC a forte puissance. l'utilisation de technologie de VSC avec la modulation de largeur d'impulsion MLI va représenté un nombre d'avantages par rapport au système classique ,ces avantage sont:

- l'Independence de contrôle de la puissance active et réactive
- le risque de faute de commutation est réduit
- la rapidité de réponse au MLI qui a une fréquence de commutation élevé
- l'influence sur l'environnement est minimale

le système VSC-HVDC n'est pas complètement parfait et il possède quelques inconvénient comme les perte qui sont un peut élevée et aussi le cout élevé en comparant avec un système HVDC classique donc comment réussir une interconnexion avec un minimum de pertes et une bonne contrôlabilité.

L'objectif de ce travail est d'étudier, de modéliser et de simuler des liaisons HVDC de type source de tension (VSC-HVDC). Ce travail peut être divisé en trois grandes parties.

La première consiste en une étude générale de la technologie HVDC avec un état de l'art sur quelque HVDC les plus connues dans le monde.

la seconde partie, on retrouve d'abord un modèle mathématique d'un VSC -HVDC suivi par une modélisation de système de contrôle, enfin une simulation à partir du modèle de contrôle

la troisième partie, on retrouve une étude basée sur les câbles de conduction électrique utilisés dans l'interconnexion sous-marin VSC-HVDC accompagnée par une simulation basée sur les détails de projet de la liaison électrique sous-marin entre Algérie et Espagne

Le plan de ce mémoire est organisé comme suit :

Le chapitre 1 est une mise en contexte de la liaison HVDC. Il justifie l'intérêt du transport d'énergie en courant continu et l'utilisation de la technologie VSC par rapport au CSC pour les applications et les perspectives futures .

Le chapitre 2 modélise brièvement la technologie VSC le système de commande .

Le chapitre 3 Nous étudierons brièvement les différentes technologies de câbles utilisés dans le HVDC sous-marin .

enfin, une conclusion générale sur le résumé du travail et les futurs projets de transport de l'énergie électrique et de l'interconnexion en Algérie .

Chapitre I

Généralités sur la liaison HVDC

I.1. INTRODUCTION

L'électricité est une source d'énergie inégalée car la technologie de production et de transport d'énergie électrique sont encore en pleine évolution.

le transport d'énergie électrique représente une application très importante dans la chaîne d'exploitation d'énergie électrique .

Le transport d' électricité est basé depuis le XIXème siècle sur le courant alternatif (AC) principalement en raison de bénéficie d'une certaine faveur comme :

- la simplicité de la mise en place des systèmes de production d'électricité en AC
- la possibilité d'ajuster le niveau de tension.
- la facilité de couper le courant au moyen des disjoncteurs

En parallèle, le besoin d'énergie électrique impliquent la nécessité de multiplier, renforcer et interconnecter les réseaux électriques. Ceci requiert généralement la construction de longues lignes aériennes ainsi que des liaisons souterraines ou sous-marines.

Les systèmes AC montrent des limitations dans les domaines de haute tension et la longue distance liées principalement a des raisons économiques et aussi a des problèmes comme:

- les Pertes par courant capacitif
- Il est impossible de faire une connexion directe entre deux AC système de fréquence différente
- La connexion directe entre deux systèmes de courant alternatif avec la même fréquence peut être impossible à cause de l'instabilité de système
- les trop hauts niveaux de court-circuit
- Des scénarios d'écoulement de puissance indésirable .
- Le transport d'énergie en AC est couteux sur de longues distances.

les quelques considérations qui précèdent permettent de situer les domaines d'application du courant continu CC , ces situations correspondent naturellement aux cas ou le courant AC présente des limitations techniques et économique.

I.2. LE TRANSPORT EN COURANT CONTINU:

Les liaisons fonctionnant en courant alternatif ont présentées de nombreux obstacles techniques qui sont résolues par l'emploi des liaisons a courant continu on ne peut utiliser que le courant continu dans:

- le transport qui dépasse la distance 50km .
- les interconnexions asynchrones .

I.2.1. Le cout du transport en courant continu

En considérant des liaisons haute tension DC et AC ayant les mêmes puissances nominales , le coût total d'une installation, est liée a plusieurs aspects comme cout de stations et cout de la longueur de la liaison ,

Les stations HVDC contiennent, des convertisseurs et des filtres [3], Cela augmente le coût des stations par rapport à l'HVAC [2].

Les pertes sur la liaison AC sont aussi plus élevées à cause de l'effet de peau [3] ,l'effet couronnent pour les lignes aériennes [3] et les pertes par hystérésis d'électrique pour les longs câbles [4] présentes des inconvénients pour les liaisons AC ,En parallèle un lien DC ne nécessite que deux conducteurs pour le transport de l'énergie électrique, ce qui réduit de 33% les pertes par conduction [3]. Dans une liaison sous-marine, la résistivité de l'eau de mer étant très peu élevée [3], la mer peut elle-même Assurer le rôle de lien de retour, ce qui diminue les frais de construction [1] donc le cout lie à la longueur de la liaison est plus élevé pour les liaisons HVAC que pour les HVDC

Les systèmes haute tension à courant continue (High voltage direct curent, HVDC) s'imposent par suite comme solution fiable pour le transport d'énergie sur les longues distances.

La figure 1.1 illustre la variation des couts de transmission en fonction de la distance pour les systèmes de transmission CA et CC

la CA tend a être plus économique que CC pour les distances moins que la distance du illustre le seuil de rentabilité c'est à dire le point d'égalité entre les coûts de construction et de mise en fonctionnement des lignes aériennes HVDC et ceux des lignes HVAC mais il devient couteux pour des distances plus longues .

les distances du seuil de rentabilité peuvent varier entre 500 a 800 km dans les lignes aériennes selon le cout unitaire de ligne [5]. Cependant le seuil de rentabilité pour un système des câbles est comprise entre 25 a 50 km [6].

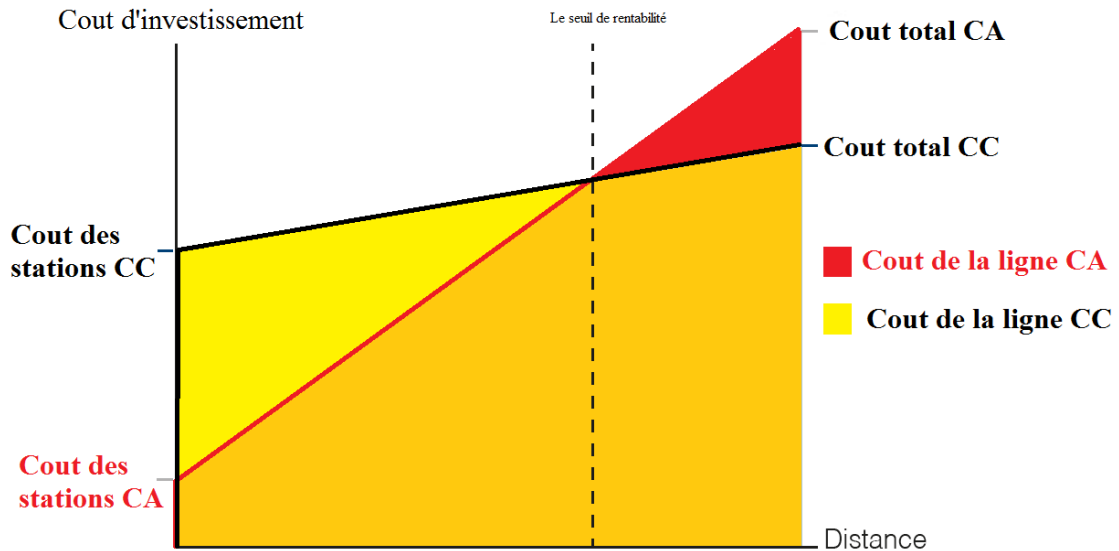


Figure 1.1 variation des coûts de transmission en fonction de la distance pour les systèmes de transmission CA et CC

I.2.2. Domaine d'application du transport a courant continu :

Le transport a courant continu peut être utilisée dans les cas suivants [7] :

- Le transport d'énergie électrique de longues distances souterrains ou sous-marins :ce domaine d' application constitue une solution a laquelle on n'a recours que lorsque le transport par ligne aériennes s'avère impossible .
- Interconnexion des zones asynchrones :L'interconnexion de deux réseaux asynchrones (a fréquence différente) directement est impossible en courant alternatif il faut utilisé des convertisseur CA/CC/CA(un système DC sert d'intermédiaire entre les systèmes AC et agit comme un véritable «pare-feu» contre la propagation de pannes en cascade d'un réseau à un autre. Souvent cette application utilise une connexion back-to-back.).cependant, certaines liaison continue reliant des réseaux asynchrones et en plus assurent le transport de puissance [7].
- Le transport offshore : un système a courant continu (HVDC) peut alimenter une île isolée ou une plateforme offshore et élimine donc le besoin à une production locale [7].

- Les systèmes multi-terminal (MTDC) : c'est un système HVDC qui lie plus de deux réseaux AC. A travers une coordination sophistiquée entre les convertisseurs, un tel système MT-HVDC peut atteindre plus de flexibilité en terme du flux d'énergie entre les systèmes AC. Cette application a de nombreux avantages par rapport à une combinaison de liens HVDC point à point, notamment la minimisation des pertes de transport, une disponibilité réseau plus grande, un nombre inférieur de convertisseurs, et une facilité de connexion d'une nouvelle charge/production offshore[7].
- Distribution d'énergie à de grandes zones urbaines : les liens a courant continu (HVDC) souterrains peuvent être utilisés pour transmettre de l'énergie à des zones urbaines où les exigences en terme de support de tension doivent être respectées[7]

I.3. LES CONFIGURATIONS DES SYSTEMES HVDC

Les ponts convertisseurs HVDC ainsi que les lignes ou les câbles peuvent être arrangés en plusieurs configurations comme il est indiqué dans les Fig. 1. 2 et Fig.1.3 [8, 9, 10, 11] :

I.3.1. La liaison Mono-polaire

Dans la configuration mono-polaire, deux convertisseurs sont connectés par une ligne unipolaire et une tension continue positive ou négative est utilisée.

Dans la figure 1. 2(a), un seul conducteur de transmission isolé est installé et la terre ou la mer fournit le chemin pour le courant de retour. Par exemple, le projet Konti-Skan (1965) et le projet Sardaigne - Italie (continentale) (1967) utilisent des liens mono-polaires[8]. Il est également possible d'utiliser un conducteur de retour métallique comme voie de retour.

I.3.2. La liaison Bipolaire

La configuration bipolaire, illustrée à la figure 1. 2(b), utilise deux conducteurs isolés comme pôles positif et négatif. Les deux pôles peuvent fonctionner indépendamment si les deux neutres sont mis à la terre. La configuration bipolaire augmente la capacité de transfert de puissance.

En fonctionnement normal, les courants circulant dans les deux pôles sont identiques et il n'y a pas de courant de terre. En cas de défaillance d'un pôle, la transmission de puissance peut se poursuivre dans l'autre pôle, ce qui augmente la fiabilité.

La plupart des systèmes de transmission HVDC par ligne aérienne utilisent la configuration bipolaire[8].

I.3.3. La liaison Homopolaire

la configuration homopolaire, illustrée à la figure 1. 2(c), utilise deux conducteurs ou plus ont une polarité généralement négative et peuvent être exploités avec un retour par la terre ou un retour métallique. Cependant, le grand courant de retour à la terre est le principal inconvénient[12].

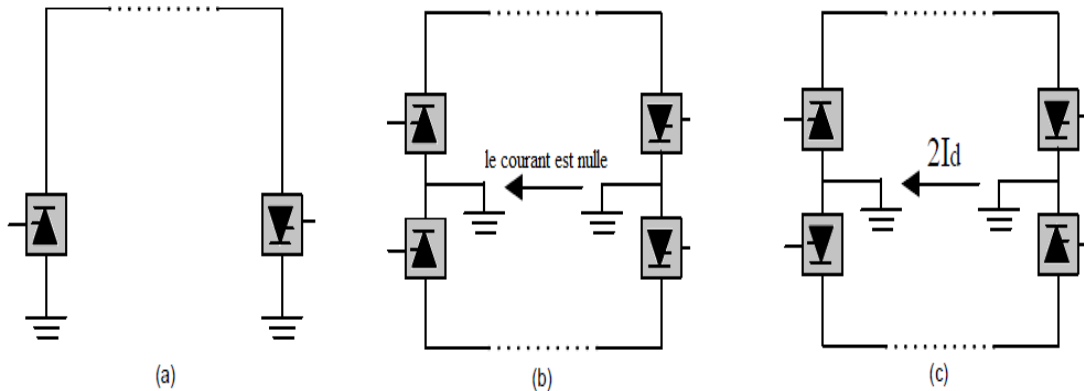


Figure 1.2 Des systèmes HVDC Monopolaire (a), bipolaire (b) et homopolaire (c)

I.3.4. La liaison Dos à Dos (back to back)

cette configuration est commune pour connecter deux systèmes asynchrones AC adjacents. deux stations de conversion sont situées sur le même site et la ligne ou le câble de transmission n'est pas nécessaire.

Un schéma fonctionnel d'un système dos à dos est illustré à la figure 1. 3 (a),les deux systèmes à courant alternatif interconnectés peuvent avoir des fréquences nominales identiques ou différentes, c'est-à-dire 50Hz et 60Hz. On peut trouver des exemples d'une telle configuration de système au Japon et en Amérique du Sud[13].

I.3.5. La liaison Multi-terminaux

la configuration multi-terminale est caractérisé par existence de trois stations de conversion HVDC ou plus sont géographiquement séparées et interconnectées par des lignes ou des câbles de transmission.

Le système peut être soit en parallèle où toutes les stations de conversion sont connectées à la même tension comme indiqué à la figure 1. 3(b), soit en série où une ou plusieurs stations de conversion sont connectées en série dans l'un ou les deux pôles comme indiqué à la figure 1. 3(c).

Un système multi-terminal hybride contient une combinaison de connexions en parallèle et en série de stations de conversion. On peut trouver des exemples de cette configuration dans la connexion Sardaigne-Corse-Italie (SACOI), le Pacific Intertie aux États-Unis et l'Hydro Québec et New England Hydro du Canada vers les États-Unis[14, 15].

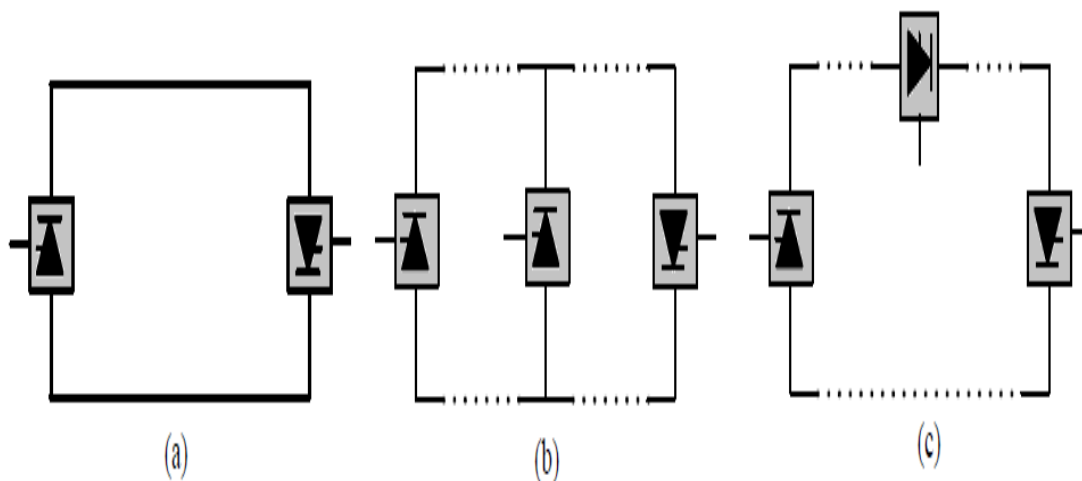


Figure 1.3 Des systèmes HVDC dos-a-dos (a), parallèle multi-terminal (b) et série multi-terminal (c)

I.4. LES TYPES DES CONVERTISSEURS DANS LIAISON HVDC:

il existe deux types de convertisseur utilisé dans les liaison HVDC , le convertisseur source de courant CSC "Current source converter" et le convertisseur VSC "Voltage source converter"

La technologie HVDC peut être soit VSC-HVDC ou CSC-HVDC selon le type de convertisseur utilisé.

I.4.1. Les convertisseurs CSC

Un convertisseur source de courant CSC "Current source converter" ou Line Commutated Converter (LCC) utilise des thyristors pour la commutation,. CSC-HVDC convient pour les projets de transport de longues distances et de très grande puissance. Les convertisseurs CSC-HVDC peuvent transmettre à peu près 6000MW avec une tension DC de ± 800 kV [16].

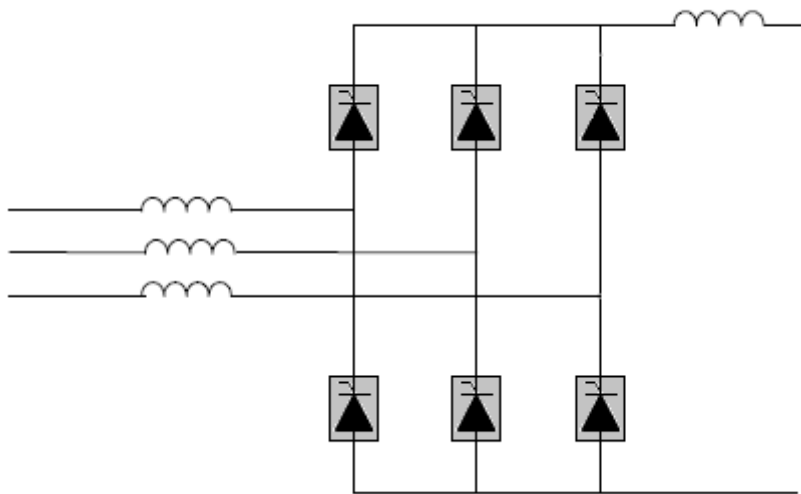


Figure 1.4 Un convertisseur source de courant CSC

I.4.2. Les convertisseurs VSC

Un convertisseur VSC "Voltage source converter" est un convertisseur source de tension à commutation forcée qui utilise des transistors IGBT "Insulated Gate Bipolar Transistor" et qui peut librement s'allumer et s'éteindre via un signal de commande. qui est généré généralement par la modulation en largeur d'impulsion MLI (PWM, Pulse-width modulation) .Les convertisseurs VSC-HVDC ont une puissance nominale jusqu'à 1200MW avec une tension DC de ± 320 kV pour les câbles et jusqu'à 2400MW avec une tension DC de ± 320 kV pour les lignes aérienne [16].

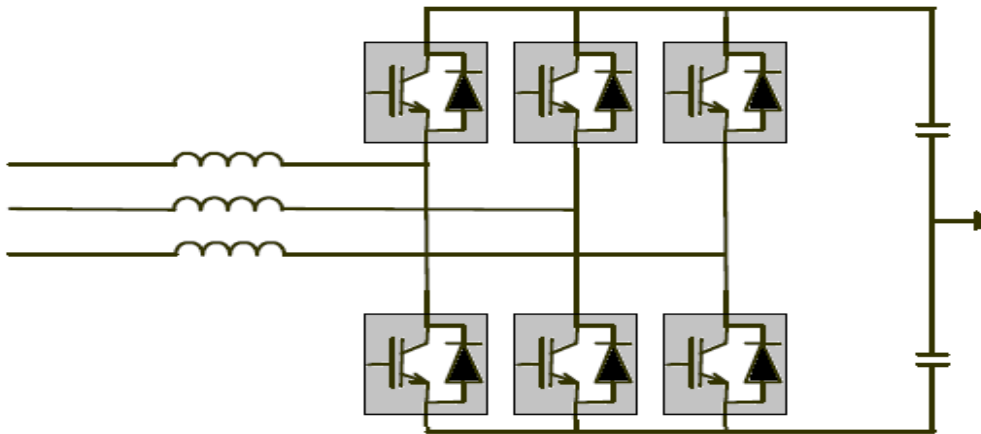


Figure 1.5 Un convertisseur source de tension VSC

I.4.3. Les avantages des convertisseurs VSC par rapport au convertisseurs CSC dans un système HVDC :

La différence principale entre HVDC classique et VSC-HVDC est la plus haute contrôlabilité du dernier. Cela mène à un certain nombre d'avantages potentiels ,on donne certains ci-dessous [17, 18, 19] :

- Le risque réduit d'échecs de commutation ,les perturbations dans le système de courant alternatif peuvent mener aux échecs de commutation dans un système HVDC classique. Mais dans le VSC-HVDC utilise commutation automatique de semi-conducteur, Cela réduit de façon significative le risque d'échecs de commutation et étend l'application du VSC-HVDC pour le contrôle de stabilité[20].
- Le convertisseur VSC améliore la vitesse et l'intégrité du control car les systèmes de contrôle sur le redresseur et les côtés onduleur opèrent de façon indépendante avec l'utilisation de PWM [20].
- Le convertisseur VSC est capable de créer son propre voltage de courant alternatif sans la présence de machines tournantes. Donc, il peut être utilisé pour fournir des installations industrielles ou raccorder de grandes fermes de vent[20].
- temps de réponse rapide grâce à une fréquence de commutation élevée avec la commande MLI [16]

- les harmoniques d'ordre inférieur sont significativement réduits par la grande vitesse de commutation. Alors, la taille des filtres requis peut être relativement petits [16]

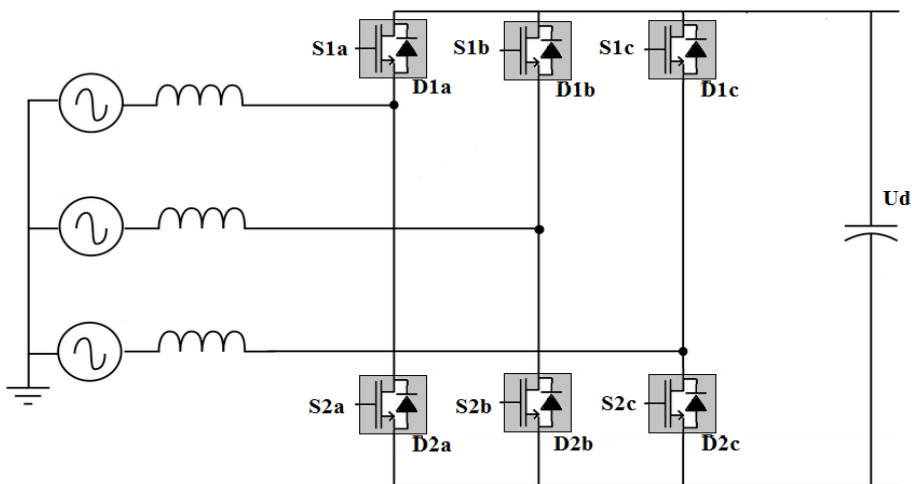
I.5. Le principe de fonctionnement d'un VSC

Généralement tout les modèle de VSC sont constitué de cellule. Chacun comprend un interrupteur a base de semi conducteur qui a une seul direction du courant et tension avec un diode antiparallèle qui fait passé le courant de façon réversible. Le cote CC comprend une source de tension continue qui peut être un condensateur ou batterie .le cote alternatif peut avoir une inductance suivi par une source alternatif ou sans source

I.5.1. Le convertisseur VSC a deux niveaux

Pour simplifier la description du fonctionnement d'un VSC, on néglige tout les pertes dans tout le système

On considère convertisseur VSC a deux niveaux de la figure 1.6 constitué de six valves et chaque valves se compose de semi conducteurs a commutation forcée IGBT et une diode antiparallèle pour assurer la réversibilité en courant .



la figure 1.6 : Le convertisseur VSC a deux niveaux

le principe est simple ,chaque phase peut entre connecte soit a la borne positive (les IGBT S1 sont fermés et S2 sont ouvert) ou négative du cote continue (tout les IGBT S2 sont fermé S1 sont ouvert),

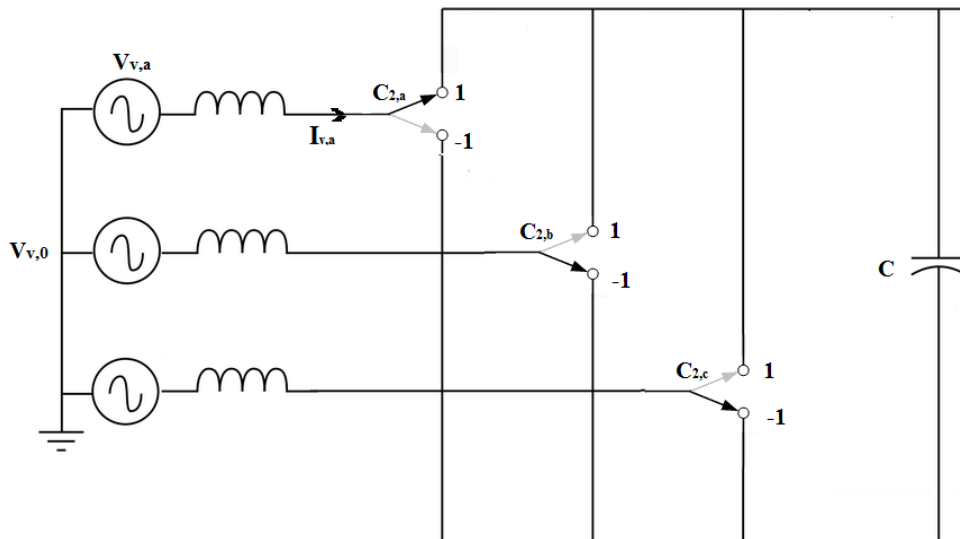
on prend une seule phase si le courant alternatif dans cette phase est positive et le semi-conducteur est fermé, la diode va conduire le courant .par contre le semi-conducteur va conduire pour un courant négatif ,par exemple ($I_{1a} > 0$ et (S1a est

fermé) → D1a va conduire) et ($I_{1a} < 0$ et (S1a est fermé) → S1a va conduire), donc la direction du courant alternatif détermine le composant qui va conduire soit le diode ou bien le IGBT.

Quand la valve S1x est fermée, la ligne AC est reliée à la ligne DC positive, la tension alternative devient alors égale à $+\frac{1}{2} U_d$. De la même manière, quand la valve S2x est fermée, la ligne AC est reliée à la ligne DC négative, la tension alternative devient alors égale à $-\frac{1}{2} U_d$

Le convertisseur VSC a deux niveaux peut être simplifié à la figure 1.7 ou chaque bras est présenté par deux état de commutation.

la fonction $k_{2,x}$ décrit la position des interrupteur soit 1 ou -1



la figure 1.7 : commutation d'un convertisseur VSC à deux niveaux

| $C_{2,x}$ | $S_{1,x}$ | $S_{2,x}$ |
|-----------|-----------|-----------|
| 1 | Fermé | Ouvert |
| -1 | Ouvert | Fermé |

la figure 1.8: Les état de commutation possible d'un convertisseur VSC à deux niveaux

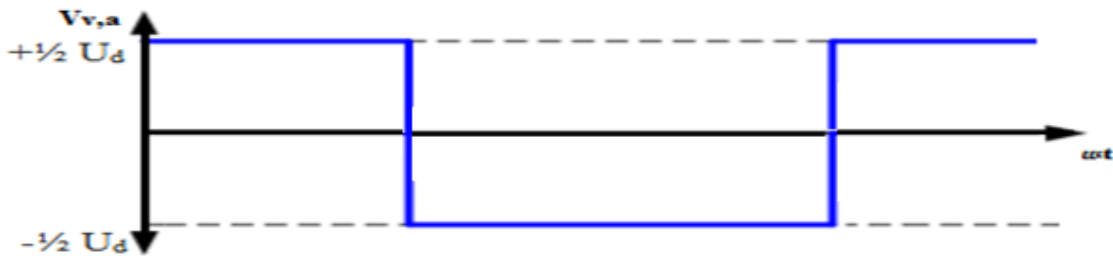
on peut exprimé la tension d'une phase quelconque par:

$$V_{v,x} = \frac{C_{2x} * U_d}{2} \quad (1.1)$$

les tensions de sortie de la phase 'a' de VSC a trois niveaux sont présentées dans la figure 1.9

on suppose que le VSC est relié a un transformateur qui est pas relié a la terre avec $V_{v,0}$ est la tension du neutre de secondaire du transformateur qui est sans mise a la terre, cette tension est calculé selon l'équation suivante:

$$V_{v,0} = \frac{V_{v,a} + V_{v,b} + V_{v,c}}{3} \quad (1.2)$$



la figure 1.9 Le tension de sortie d'un seul bras d'un convertisseur VSC à trois niveaux

I.5.2. Le convertisseur VSC a trois niveaux

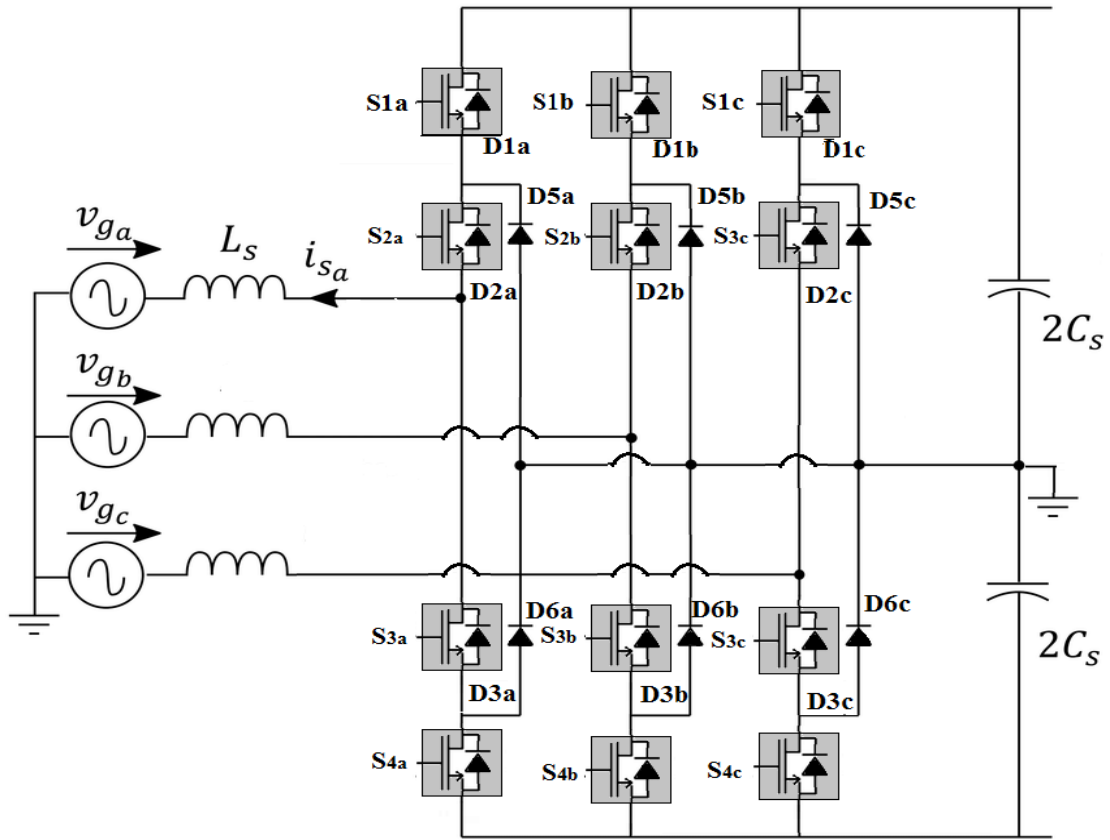
la figure1.10 représente la structure d un VSC a trois niveaux ou bien un VSC-NPC ou en Neutral Point Clamped en anglais .ce convertisseur est très intéressant dans les application de haute tension car le contenu harmonique de la tension du convertisseur est réduit pour une fréquence commutation donnée[21].

Le principe est très similaire aux convertisseurs à deux niveaux, un niveau de tension nulle étant ajouté. La tension peut donc prendre trois valeurs : $+1/2 U_d$, 0 , $-1/2 U_d$ [22].

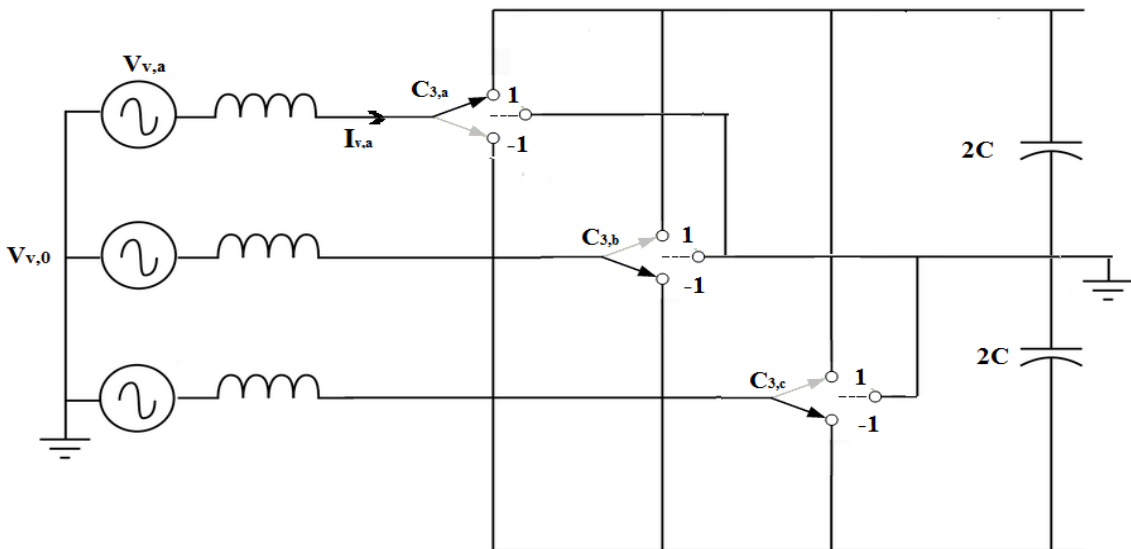
la configuration utilisée consiste a chaque bras contient 4 valves à IGBT, deux capacités sont branchées en série utilisé comme source continu, la première valve et la troisième sont lie avec les condensateur par 2 diodes. les diodes étant branchées dans le point neutre entre les capacités

Pour obtenir une tension positive, les deux valves à IGBT du haut sont fermées, pour avoir une tension négative, les deux du bas sont fermées, la tension nulle en fermant les deux valves du milieu (valves2.3) (les diodes permettent de conduire le courant entre la partie DC et la partie AC [22]).

une représentation de commutation similaire a celle illustré dans la figure 1.11 pour le VSC a deux niveau, où chaque bras est présenté par un interrupteur à trois états



la figure 1.10: un convertisseur VSC à trois niveaux



la figure 1.11: La commutation d'un convertisseur VSC à trois niveaux

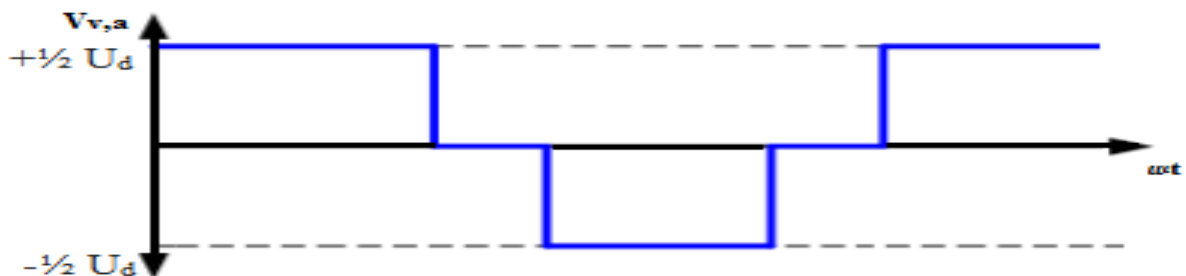
La relation entre l'état des interrupteur et les valves est dans la figure 1.12 suivant :

| $C_{3,x}$ | $S_{1,x}$ | $S_{2,x}$ | $S_{3,x}$ | $S_{4,x}$ |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 1 | Fermé | Fermé | Ouvert | Ouvert |
| 0 | Ouvert | Fermé | Fermé | Ouvert |
| -1 | Ouvert | Ouvert | Fermé | Fermé |

la figure 1.12: Les état de commutation possible d'un convertisseur VSC à trois niveaux

les tensions de sortie de la phase 'a' de VSC a trois niveaux sont présentées sur la figure 1.13 ,on suppose que la tension est identique dans les deux condensateurs. il possible d'exprimé les tension par bras en se référent au point milieu du coté continu selon l'équation

$$V_{v,x} = \frac{C_{3x} * U_d}{2} \tag{1.3}$$



la figure 1.13 Le tension de sortie d'un seul bras d'un convertisseur VSC à trois niveaux

1.6. La modulation de largeur d'impulsion MLI (PWM)

pour un VSC a deux niveaux l'amplitude tension alternatif est déterminé par la valeur de la tension continue donc il est possible de contrôlé l'amplitude de la tension alternatif par la variation de tension continue mais le type de commande d'amplitude est lent.

la solution pour avoir ce type de commande est l'utilisation de MLI (modulation de largeur d'impulsion) car la fréquence de commutation est élevée ,il sera possible d'assurer une commande rapide de la tension alternatif ,il possible aussi d'appliqué le MLI pour un VSC à trois niveaux (NPC).

Ce type de modulation présente plusieurs avantages pour les VSC [23] :

- Contrôle rapide des puissances actives et réactives.
- Haut niveau de qualité de tension : faible THD.

I.6. 1. La modulation de largeur d'impulsion sinusoïdale

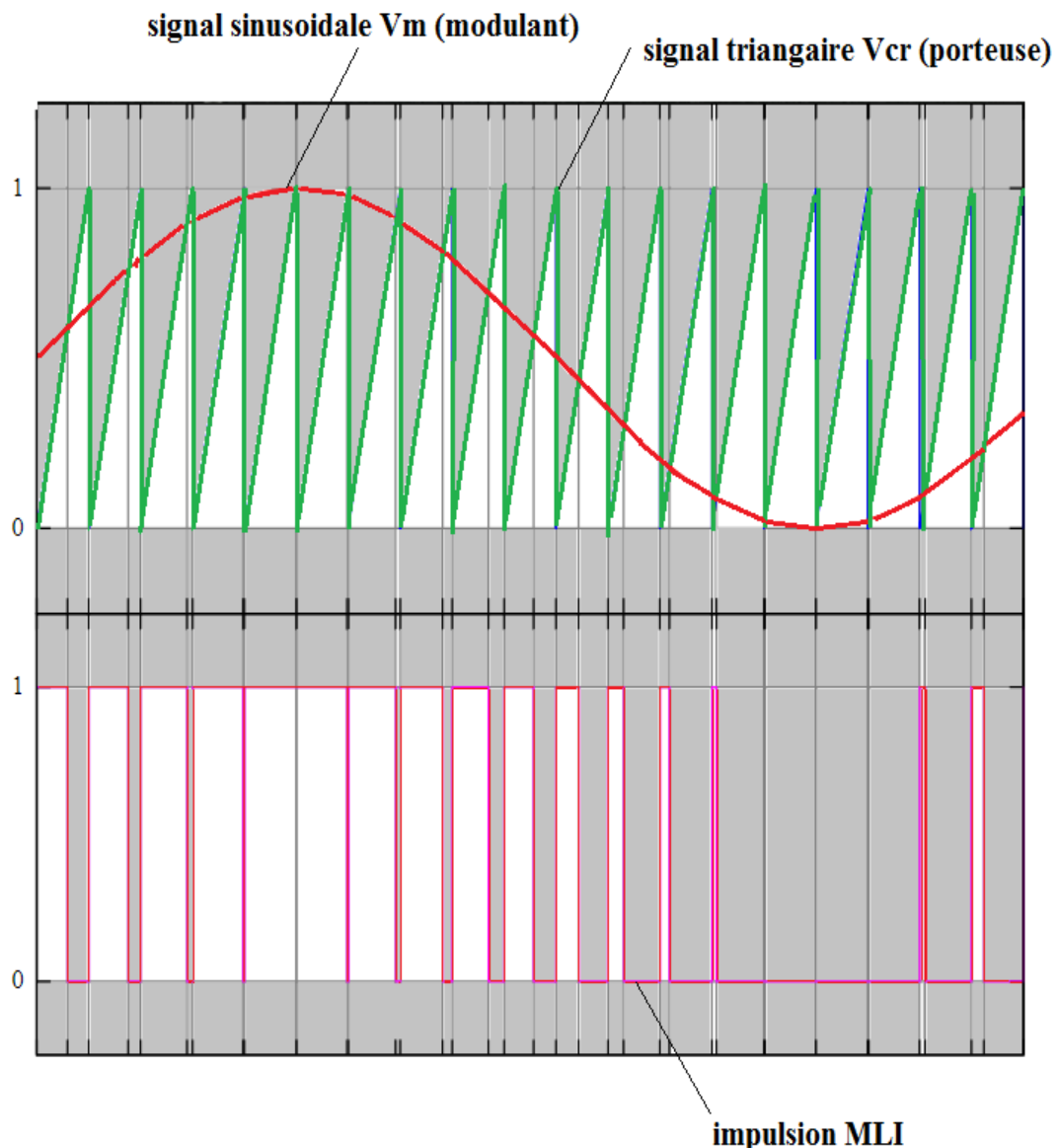
le principe est obtention des impulsions à partir d'une comparaison d'un signal sinusoïdal modulant de référence V_m avec un signal porteuse d forme triangulaire V_{cr} cette comparaison est illustré dans la figure 1.14,on définie l'indice de modulation m_a d'amplitude par le rapport des tensions crêtes de modulant sur porteuse :

$$m_a = \frac{V_m}{V_{ce}} \quad (1.4)$$

on définie aussi l'indice de modulation de fréquence m_f par le rapport des fréquences de modulant f_m sur porteuse f_{cr} :

$$m_f = \frac{f_m}{f_{ce}} \quad (1.5)$$

on désigne par la sur-modulation ,si le cas ou l'indice de modulation d'amplitude m_a est supérieur a l'unité c-à-d. $V_m > V_{cr}$.ça augmente la valeur de la tension phase a phase de sortie mais il cause la réduction des impulsions dans sa forme donc la génération des harmonique comme le 5ème et 11ème , ce cas est rarement utilisé a cause de difficulté de filtrage des harmonique d'ordre bas et la relation non-linéaire entre de phase de sortie [21].



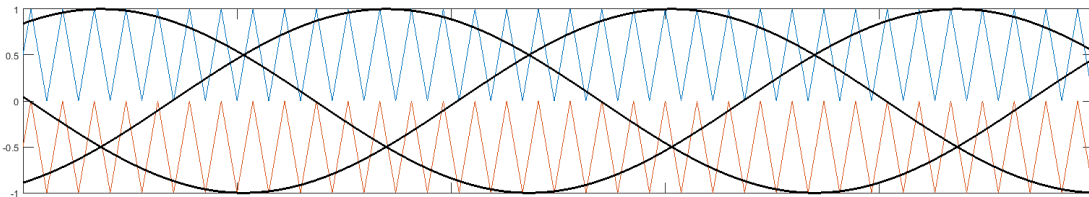
La figure 1.14 Le principe a modulation de largeur d'impulsion

Dans les convertisseurs source de tension NPC à 3-niveaux, les signaux MLI de commande des douze semi-conducteurs sont généralement générés par la comparaison d'un signal de référence par phase de forme sinusoidale, de fréquence f_m avec un signal triangulaire de fréquence f_{cr} très supérieur à f_m .

L'idée générale de cette MLI sinusoidalement de commuter un seule couple de valve dans chaque phase pendant un temps qui est la moitié de la période de la porteuse pour réaliser les tensions de référence du convertisseur .

les signaux de commande des interrupteurs du convertisseur NPC sont obtenus à partir des intersections des trois signaux de référence sinusoïdaux déphasés entre eux de $\frac{2\pi}{3}$ avec un signal triangulaire.

on peut utiliser deux ou plusieurs porteuse de mêmes formes, mêmes amplitudes et mêmes fréquences mais décalées verticalement comme indiqué dans la figure 1.15 .



La figure 1.15 MLI à deux porteuse pour VSC trois niveaux

I.7. Les harmoniques et les filtres:

Les VSC utilisent des convertisseurs contrôlés via PWM. Ce type de convertisseur produit des harmoniques cote AC de fréquences [24]

$$f_h = M * f_c + N * f_0 = (M * m_f + N) * f_0 \quad (1.6)$$

Et donc d'ordres

$$h = M * m_f + N \quad (1.7)$$

Tel que :

$$M, N \in \mathbb{N}$$

$M + N$ un nombre impair.

$$m_f = f_c / f_0 \quad (1.8)$$

f_c la fréquence de la porteuse PWM.

f_0 la fréquence fondamentale du réseau.

comme un exemple en prend la Table 1.16, où un résumé des harmoniques de tension de sortie obtenus par le transporteur triangulaire MLI avec le rapport de modulation de fréquence m_f égal à 39.

| M' | 1 | 2 | 3 |
|----------|------------------|------------------|-------------------|
| Harmonic | $39f_1$ | $78f_1$ | $117f_1$ |
| | $39f_1 \pm 2f_c$ | $78f_1 \pm 1f_c$ | $117f_1 \pm 2f_c$ |
| | $39f_1 \pm 4f_c$ | $78f_1 \pm 3f_c$ | $117f_1 \pm 4f_c$ |
| | $39f_1 \pm 6f_c$ | $78f_1 \pm 5f_c$ | $117f_1 \pm 6f_c$ |
| | etc. | etc. | etc. |

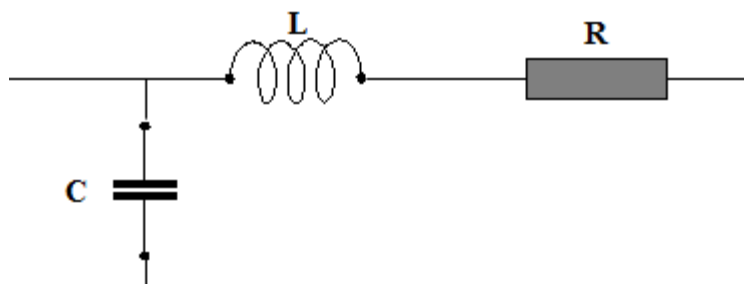
La figure 1.16 spectre d'une tensions

La sélection de m_f dépend de la balance entre le fait les pertes de commutation et les pertes harmoniques. Une plus haute valeur de m_f (c-à-d un plus haut nombre de commutations par seconde) augmente les pertes de commutation, mais réduit les pertes l'harmonique. Donc, avec l'utilisation de MLI, Cette technologie implique l'utilisation d'une porteuse haute fréquence, ce qui diminue fortement la présence des harmoniques d'ordres peu élevés [21].

il reste les harmonique de haute-ordre , ces harmoniques sont moins importants que ceux produits par CSC car ces harmoniques d'un plus haut ordre, mais doivent quand même être filtres [24].

le filtre est de type passe bas permettant d'arrêter la propagation des harmoniques d'ordre supérieur créés par les éléments d'électronique de puissance du convertisseur VSC.

Le filtre passe-bas peut être représenté par une capacité shunt qui contribue avec Réactance de phase .



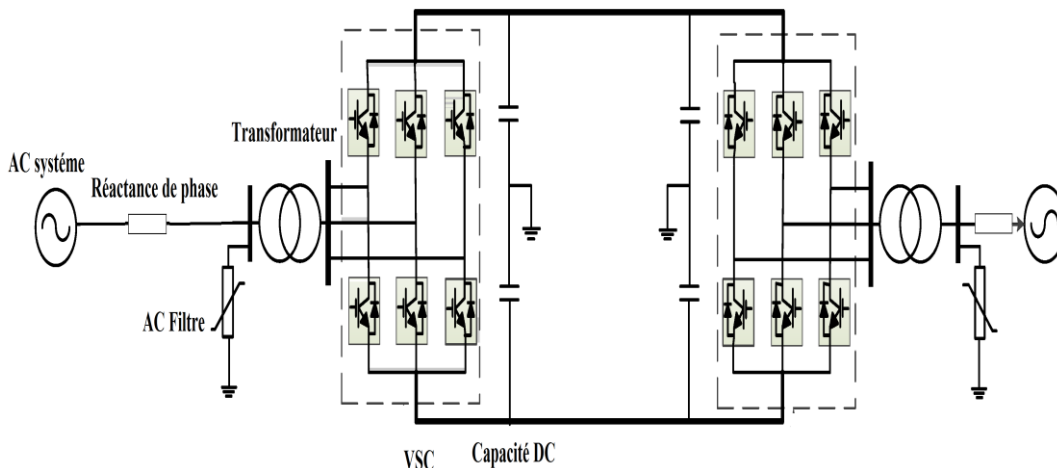
La figure 1.17 filtre passe pas second ordre

1.8. Les composants de VSC-HVDC

Un lien VSC composé de deux convertisseurs VSC interconnectés via une ligne à courant continu. le courant et le flux de puissance circulent de la station VSC1 vers la station VSC2.

L'un des VSC fonctionnant en redresseur injectant de la puissance active dans le système DC. L'autre convertisseur fonctionne en onduleur en extrayant de la puissance active à partir du lien HVDC et en l'injectant dans le réseau AC.

Le courant continu circule toujours de la tension la plus grande vers le niveau de tension le plus bas. La tension DC au niveau du redresseur doit être supérieure à celle au niveau de l'onduleur. La figure 1.18 représente une liaison HVDC de type VSC



La figure 1.18 Le système VSC -HVDC

1.8.1. Transformateur :

Le transformateur permet de capter la tension AC de sortie du convertisseur qui dépend de la tension au point de couplage commun (PCC) .

Le transformateur peut être représenté par son impédance complexe qui est principalement inductive.

1.8.2. Filtre AC

Il s'agit d'un filtre passe permettant d'arrêter la propagation des harmoniques d'ordre supérieur et protéger le transformateur contre ces harmoniques

Le filtre passe-bas peut être représenté par une capacité shunt qui contribue avec Réactance de phase .

1.8.3. Réactance de phase

C'est l'élément AC le plus important dans le fonctionnement d'un convertisseur VSC.

D'une part, elle contribue avec la capacité shunt à la définition du filtre passe-bas. D'autre part, il permet de réguler le flux de puissance active et réactive entre le convertisseur et le PCC.

La réactance de phase peut être représentée principalement par une inductance.

1.8.4. Capacité DC

La capacité shunt au côté DC du convertisseur est le deuxième élément indispensable au fonctionnement d'un système HVDC.

D'une part, elle permet de stabiliser la tension de la liaison DC en agissant sur l'énergie emmagasinée. D'autre part, la taille de cette capacité définit l'adynamique du lien HVDC.

1.8.5. Câbles de courant continu

Le câble utilisé dans les applications VSC-HVDC est un nouveau type développé où l'isolation est faite d'un polymère et qui est particulièrement résistant au voltage de courant continu.

Les câbles polymères sont le choix préféré pour HVDC principalement à cause de leur force mécanique, flexibilité et poids bas [28].

I.9. Conclusion

Les convertisseurs à source de tension à base d'IGBT évolue de plus en plus aujourd'hui, et sa va améliorer la qualité de l'énergie électrique la maîtrise de la puissance réactive échangée avec le réseau permet non seulement de passer des bancs de capacité mais de soutenir la tension du réseau au point de connexion

chapitre:01

une liaison VSC-HVDC consiste en deux convertisseurs VSC, connectés chacun à un réseau alternatif dont on relie les continus par un câblé

chaque convertisseur capable d'échanger de la puissance active avec le réseau alternatif sur lequel il est relié.

ces convertisseurs permet aussi échanger la puissance réactive avec le réseau

L'état de L'art

Contexte

I. L'EVOLUTION DE HVDC

La technologie HVDC est déployée dans plusieurs nombre d'applications, parce que elle est beaucoup évolué depuis sa création grâce au développement parallèle des convertisseur a haut tension ,l'amélioration des semi-conducteurs comme les IGBT ,et le développement des câbles.

La première liaison HVDC réalisé été en avril 1954 il s'agit d' une liaison de 200 kV de type CSC avec diodes à vapeur de mercure, dimensionnée pour un transit de 60 MW sur 115 km de câble entre Berlin et Elbe [29], ensuite un autre projet HVDC a été réaliser, il s'agit de la Première liaison sous-marine qui à relier l'île Gotland avec la Suède continentale. Son développement est dirigé par Uno Lamm, que l'on considère encore aujourd'hui comme "Le père de l'HVDC" [24]. la technologie HVDC suite son développement et attend l'échelle du Méga-volt grâce à ce projet, qui est la liaison de Cahora Bassa a une station hydroélectrique sur le Zambèze et la ville de Johannesburg via une liaison de ± 533 kV.

Après avoir accueilli la première liaison HVDC sous-marin, l'île Gotland est une fois de plus pionnière dans le domaine des liaisons HVDC par la première liaison de type VSC [30] ,Elle offre des nouvelles possibilités, citons notamment le contrôle indépendant des puissances réactives et actives [31] et l'alimentation d'un réseau faible, sans génération de puissance [30].

Le projet de San Francisco (permet de transmettre 400 MW avec un bus DC de 200 kV et des convertisseurs comportant 216 subi-modules par bras [32]) est le premier à utiliser le VSC dans convertisseurs multi-niveaux modulaires (MMC). Cette topologie permet notamment de diminuer les pertes et les besoins de filtres.

II. LES PLUS GRANDES LIGNES DE TRANSMISSION HVDC DANS LE MONDE

La transmission HVDC a émergé comme la technologie de transmission la plus préférée pour l'alimentation électrique dans les grandes distance .voici le portrait des quelque lignes de transport d'énergie les plus longues du monde[33][34].

- **Le Projet de transmission UHVDC Jinping-Sunan $\pm 800\text{kV}$**

Le projet de Transmission Jinping-Sunan $\pm 800\text{kV}$ UHVDC commence à la Station de Convertisseur Yulong dans Xichang City. La ligne à haute tension de 2089 kilomètres a une capacité de transmission de 7.2 GW, en choisissant sa voie par Sichuan, Yunnan, Chongqing, Hunan, Hubei, Anhui et Zhejiang vers Jiangsu. C'est le projet d'UHVDC avec le plus haut voltage, la plus haute capacité et la plus longue distance de transmission. Après l'achèvement en 2013, ce projet garantira la transmission du puissance de la station d'hydroélectricité dans Guandi et Jinping et soulagera le manque de puissance dans la Chine de L'est.

Le 8 juillet 2012, la station de convertisseur du projet a été commandée avec succès et était prête pour l'opération commerciale.

Le projet de Jinping-Sunan était la première application de valve de convertisseur A5000 UHVDC, c'est une technologie développée et possédée par C-EPRI. C la valve A5000 d'EPRI convient bien pour la transmission en longue de distance. La performance de valve de convertisseur A5000 UHVDC a été bien prouvée pendant la mise en service du projet. Il a passé toutes les testes avec succès, telles que le teste de court de circuit de système AC, le teste de court de circuit de système DC, le teste d'opération de pleine charge de 3 heures et de 2 heures sur, etc. , sans tout rapport d'erreur.

L'opération réussie d'A5000 dans le projet de Jinping-Sunan $\pm 800\text{kV}$ UHVDC marque une grande borne pour la Chine première développé de soi Valve de convertisseur d'UHVDC avec le Droit de Propriété intellectuelle complet et indépendant[33].



La figure 1.19 Projet de transmission UHVDC Jinping-Sunan

- **La Ligne de transmission Xiangjiaba-de-Shanghai, la Chine**

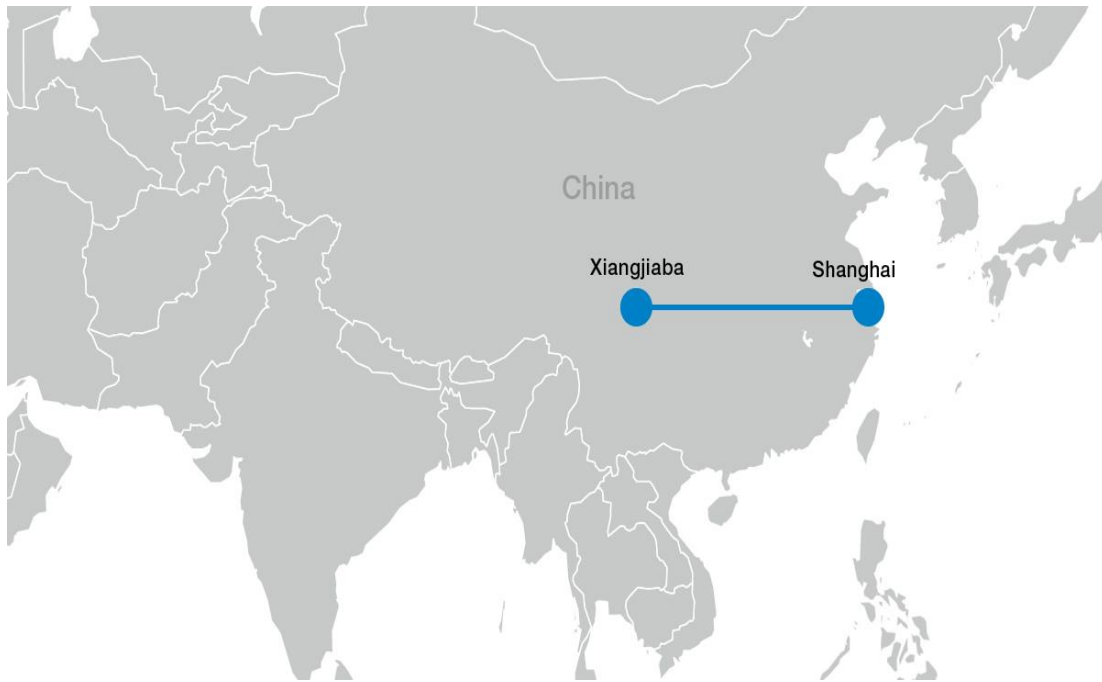
Le projet de Transmission Xiangjiaba-de-Shanghai, la Chine $\pm 800\text{kV}$ UHVDC. La ligne à haute tension avec une longueur aérienne de 1980 kilomètres a une capacité de transmission de 7.2 GW, possédée par SGCC, est la toute première ligne de transmission UHVDC du monde et a commencé l'opération commerciale en juillet de 2010.

Le lien Xiangjiaba-de-Shanghai transmet la puissance de l'usine d'hydroélectricité de Xiangjiaba localisée dans la Chine du sud-ouest au ville industriel et commercial la plus important du pays, Shanghai.

Le lien comprend une ligne aérienne simple et 28 transformateurs HT /UHT Le voltage de courant alternatif aux deux bouts du fil est 525kV.

Le projet de transmission UHVDC a été approuvé par le gouvernement en avril de 2007 et a été accompli dans 30 mois[34].

ABB, selon un contrat en main, a fourni le design de système total, en plus de l'approvisionnement des composantes clés tel que les transformateurs LES convertisseur, thyristor, les interrupteur AC et DC et le système de contrôle de HVDC



La figure 1.20 Ligne de transmission Xiangjiaba-de-Shanghai

- **Le lien de transmission Rio - Madère, le Brésil**

Le lien de transmission Rio au Brésil, avec une longueur aérienne de 2,385 kms, est le plus longue ligne de transport d'énergie dans le monde.

la ligne bipolaire de 600kV de HVDC a été apporté dans l'opération commerciale en novembre de 2013 et elle est capable d'émettre 7. 1GW du puissance.

le lien Rio Madère HVDC transmettre l'électricité des usines d'hydroélectricité de Jirau aux Santo Antônio sur les banques du Fleuve de Madère.

La ligne de transmission HVDC a été construite dans 24 mois par Interligação Elétrica font Madère , un consortium composé de trois grands fournisseurs d'énergie brésiliens.

ABB a fourni l'équipement de puissance pour trois stations HVDC. Alstom a fourni deux stations de convertissions bipolaire et quatre transformateurs HVDC pour le projet[34].



La figure 1.21 Le lien de transmission Rio - Madère

- **La Ligne de transmission d'Inga-Kolwezi, le Congo**

La ligne de transmission Inga-Kolwezi du Congo de 1,700km-longue est la quatrième plus longue ligne de transmission du monde.

la ligne de transmission 500kV est possédée par l'utilité d'électricité nationale (DRC) de la République démocratique du Congo, Société Nationale d'Electricité (Snel).

le lien de HVDC Inga-Kolwezi transporte la puissance de la station d'hydroélectricité d'Inga sur le Fleuve du Congo au district d'exploitation de cuivre de Katanga dans au sud-est du Congo.

La ligne a été apportée dans le service en 1982 et était la plus longue ligne de transmission dans le monde en ce moment-là. Le voltage de courant alternatif aux deux bouts du fil est 220kV.

Les composants clés pour le projet, en incluant les stations de convertisseur, ont été fournies par ABB [34].



La figure 1.22 Ligne de transmission d'Inga-Kolwezi

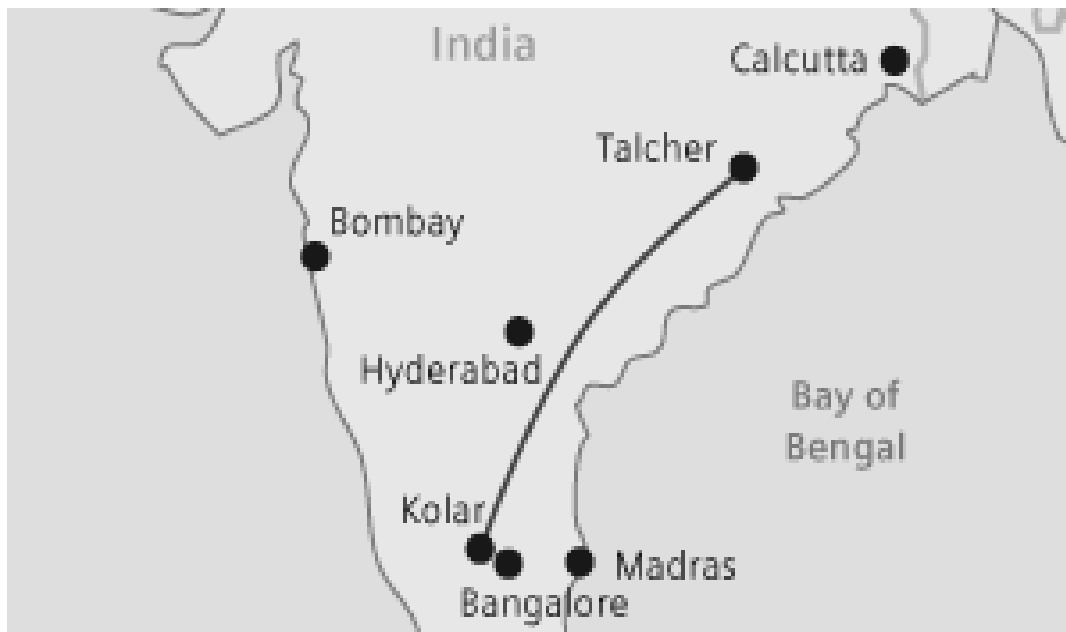
- **Le lien de transmission de Talcher-kolar, Inde**

Le lien de transmission de 1,450km de longueur, la transmission HVDC Talcher-Kolar de l'Inde est la cinquième la plus longue ligne de transmission du monde.

la ligne de transmission de HVDC de 500kV a une capacité nominale de 2,500 MW et est possédée par Power Grid Corporation de l'Inde. C'était le deuxième plus long lien de transmission du monde au moment de la mise en service en février de 2003. Ce lien de transmission transfère l'électricité du centrale de production d'électricité de Talcher à Kolar près de Bangalore .

La ligne de transmission bipolaire avait la capacité d'émettre 2,000MW de puissance au moment de la mise en service et a été modernisée à 2,500 MW en 2007.

Siemens a construit les stations de convertisseur pour le lien HVDC Talcher-kolar[34].



La figure 1.23 Le lien de transmission de Talcher-kolar

Chapitre II

Modélisation et simulation d'une liaison VSC-HVDC

II.1. INTRODUCTION

la technologie des semi-conducteurs continue d'être améliorée, les composants réactifs utilisés pour la suppression des harmoniques et l'amélioration du facteur de puissance dominant de plus en plus le volume, le poids et le coût de l'équipement de convertisseur de puissance. Par conséquent, pour réduire les composants réactifs, le convertisseur à commutation classique a été remplacé par le convertisseur MLI .

Dans ce convertisseur à commutation forcée, la technique MLI à régulation de courant offre des avantages substantiels en supprimant l'harmonique de courant contenu .

Divers types de systèmes de contrôle actuels ont été étudiés[35]-[36]. Ces systèmes de commande peuvent être classés en deux grandes classes :

le contrôle d'hystérésis et le contrôle prédictif. Le contrôle de l'hystérésis se caractérise par une réponse rapide, mais l'ondulation du courant est relativement importante. D'autre part, le contrôle prédictif fournit une ondulation plus faible mais le temps de réponse est plus long et n'est pas simple parce qu'il inclut des calculs compliqués.

Le but de ce chapitre est de présenter une étude sur le convertisseur à source de tension contrôlée par courant ("MLI -VSC") qui a la capacité de fournir une forme d'onde d'entrée de courant alternatif sinusoïdale avec un facteur de puissance unitaire et de réguler la tension de sortie en courant continu.

Le système de commande du courant utilisé a deux états de fonctionnement : l'état de contenu en courant harmonique faible et l'état de réponse en courant rapide.

Dans ce système, l'état de commande actuel est modifié en fonction des conditions d'exploitation afin d'optimiser les performances en régime permanent et en régime transitoire.

Tout d'abord, le modèle mathématique du convertisseur MLI-VSC est décrit à l'aide d'une matrice de commutation.

Ensuite, le système de contrôle actuel proposé, basé sur deux systèmes précédents, est analysé.

Enfin, la simulation et les résultats expérimentaux sont montrés afin de vérifier la validité de la méthode de contrôle présentée.

II.2 VUE D'ENSEMBLE D'UNE LIAISON VSC

La figure 2.1 présente un lien VSC composé de deux convertisseurs de type "source de tension" VSC interconnectés via une ligne à courant continu, l'un des convertisseurs fonctionnent en redresseur injecte de la puissance active dans le système DC. L'autre convertisseur absorbe de la puissance active à partir du lien DC et l'injecte dans le réseau AC, le rôle peuvent être inversés si la direction du courant change [37].

L'une des caractéristiques des terminaux VSC est que la polarité de la tension DC ne change pas. Par suite, la direction du flux de puissance est déterminé par la direction du courant continu.

Le courant continu circule toujours de la tension la plus grande vers le niveau de tension le plus bas. Par suite, la tension DC au niveau du redresseur doit être supérieure à celle au niveau de l'onduleur. La valeur du courant est déterminée par la loi d'Ohm comme étant la différence entre les tensions aux deux extrémités du lien divisée par sa résistance, une liaison HVDC VSC est indiquée dans la figure 2.1

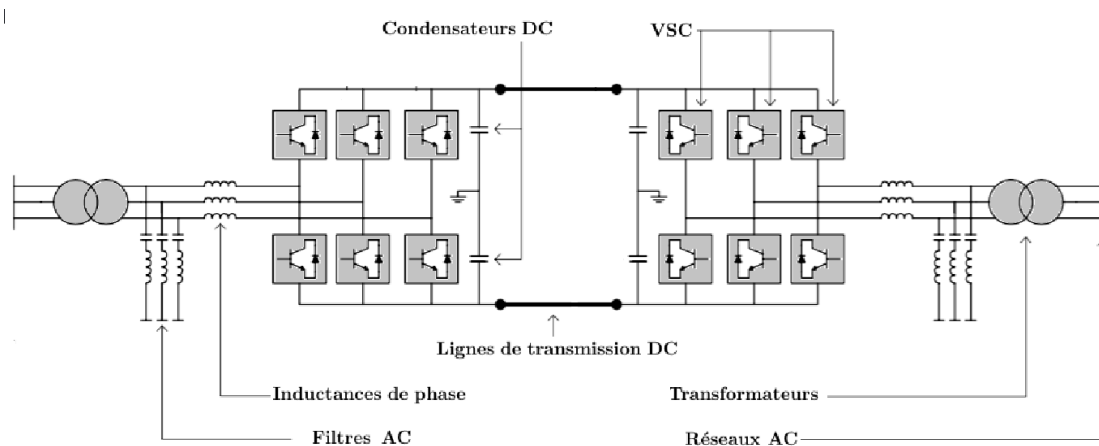


Figure 2.1 liaison vsc-hvdc

II.3 LE MODELE MATHEMATIQUE DU CONVERTISSEUR VSC

un diagramme simplifié du convertisseur VSC a deux niveau est montré dans la Figure 2.2 (a), et la forme d'onde de tension, l'état de commutation correspondant et I_{dc} sont montrés dans la Figure 2.2(b).

A partir de la Figure 2.2(b). les tensions de nœud (V_{an}, V_{bn}, V_{cn}) par rapport à la prise centrale en courant continu sont définies par matrice de commutation S_v , correspondant à l'état on-off des appareils de commutation.

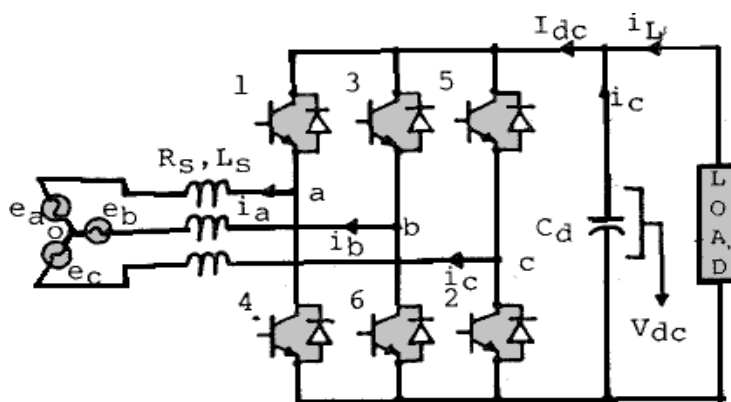


Figure 2.2 (a) un diagramme simplifié du convertisseur VSC

| Mode | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-----------------|-------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-------|
| Igbt | 2,4,6 | 6,1,2 | 1,2,3 | 2,3,4 | 3,4,5 | 4,5,6 | 5,6,1 | 1,3,5 |
| I _{dc} | 0 | I _a | -i _c | i _b | -i _a | i _c | -i _b | 0 |
| V _{an} | | 1 | 1 | | | | 1 | 1 |
| | | -1 | | -1 | -1 | -1 | | |
| V _{bn} | | | 1 | 1 | 1 | | | 1 |
| | | -1 | -1 | | | -1 | -1 | |
| V _{cn} | | | | | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | | -1 | -1 | -1 | -1 | | | |

Figure 2.2 (b) l'état de commutation correspondant et I_{dc}

$$\bullet V_n = (S_v^m) (V_{dc}/2) \quad m=0,1,\dots,7 \quad (1)$$

où:

$$\bullet V_n = [V_{an} , V_{bn} , V_{cn}]^t : \text{vecteur de tension (ligne-neutre).}$$

$$\bullet S_v^m = \text{vecteur } S_v \text{ de } (m) \text{ column .}$$

$$\bullet S_v = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 1 & -1 & -1 & -1 & 1 & 1 \\ -1 & -1 & 1 & 1 & 1 & -1 & -1 & 1 \\ -1 & -1 & -1 & -1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

La même définition est également stabilisée dans les courants de ligne (i_a, i_b, i_c) avec une matrice de commutation de courant S_i

$$\bullet i_{dc} = (S_i^m) (I_L) \quad m=0,1,\dots,7 \quad (2)$$

où:

$$\bullet I_L = [I_{an} , I_{bn} , I_{cn}]^t : \text{vecteur de courant (ligne-neutre).}$$

$$\bullet S_i^m = \text{vecteur } S_i \text{ de } (m) \text{ column .}$$

$$\bullet S_i = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

De plus, les tensions de ligne (" v_{ab}, v_{bc}, v_{ca} ") sont définies par une matrice de transformation de tension phase à ligne T_L .

$$\bullet V_L = (T_L) (V_n)$$

où:

$$\bullet V_L = [V_{ab} , V_{bc} , V_{ca}]^t : \text{vecteur de tension (ligne-ligne).}$$

$$\bullet T_L = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \text{ vecteur } T_L \text{ de } (m) \text{ column .}$$

par utilisation de transformation de park dq relia à un référence statique avec élimination des séquence zéro[39][40][41] (la transformée de park est un outil mathématique utilisé dans la commande vectorielle, pour modéliser un système triphasé grâce à un modèle diphasé - composé d'un neutre et de deux conducteurs "A" et "B" déphasés de

90 - pour transformer les paramètres de repère triphasé (abc) a repère (dq) formée de deux axes rotatifs de cadre de référence, l'axe direct «d» et les quantités d'axe quadratique « q »).

$$\bullet \quad V_{dq} = S V_n \quad (3)$$

$$= S' V_L$$

$$= S' T_L V_n \quad (4)$$

avec :

- $V_n = [V_{an} \ V_{bn} \ V_{cn}]^t$: vecteur de tension phase.
- $V_L = [V_{ab} \ ,V_{bc} \ ,V_{ca}]^t$: vecteur de tension (ligne-ligne).

$$\bullet \quad S = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{3}{2} \end{bmatrix}, \quad S' = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & 0 & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \end{bmatrix}$$

on déduire que :

$$\bullet \quad S = S' T_L$$

A partir de ces équations, il est possible de relier les tensions et courants d'entrée du convertisseur transformés par la transformés de park de coordonnée dq avec la tension et le courant de sortie du convertisseur en utilisant la matrice de commutation comme suit :

$$\bullet \quad V_{dq} = (S_{dq}^m) V_{dc} \quad (5)$$

$$\bullet \quad I_{dc} = (S_{dq}^m)^t I_{dq} \quad (6)$$

où :

- $S_{dq}^m = S S_v^m$: vecteur S_{dq} de (m) column .

$$\bullet \quad S_{dq}^m = \begin{bmatrix} 0 & \frac{2}{\sqrt{6}} & \frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{2}{\sqrt{6}} & -\frac{2}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & \frac{1}{\sqrt{6}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & 0 \end{bmatrix}$$

En utilisant ces relations, le modèle général du convertisseur MLI-VSC avec charge R-L-E est donné en termes de S_d et S_q , déterminé par le modèle de commutation MLI du mode de contrôle a courant.

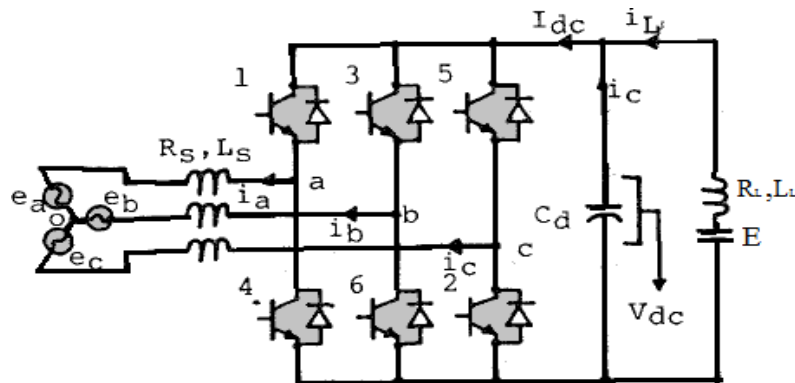


Figure 2.3 un diagramme simplifié du convertisseur VSC avec charge RLE

Soit e_{dq} , i_{dq} la tension et le courant de source et V_{dq} la tension d'entrée de convertisseur en coordonnée dq et L_s , R_s l'inductance et la résistance qui relie la source avec le VSC, la Loi des mailles (Kirchhoff) nous donne:

$$\bullet \quad e_{dq} = L_s \frac{di_{dq}}{dt} + R_s i_{dq} + V_{dq} \quad (7)$$

par remplacement equ (5) on trouve

$$\bullet \quad e_{dq} = L_s \frac{di_{dq}}{dt} + R_s i_{dq} + S_{dq} V_{dc}$$

Avec V_{dc} la tension du sortie du convertisseur ou la tension continue des condensateurs

on peut diviser cette équation on deux partir (d) et (q)

$$\bullet \quad e_q = L_s \frac{di_q}{dt} + R_s i_q + S_q V_{dc} \quad (8)$$

$$\bullet \quad e_d = L_s \frac{di_d}{dt} + R_s i_d + S_d V_{dc} \quad (9)$$

L'application de la Loi Kirchhoff dans la maille ou il ya la charge R_L - L_L - E et la capacité C_d et le courant i_L nous donne:

$$\bullet \quad V_{dc} = L_L \frac{di_L}{dt} + R_L i_L + E \quad (10)$$

L'application de la Loi Kirchhoff du courant dans le nœud ou la charge et la capacité sont connectée nous donne :

$$\dot{i}_c + \dot{i}_L = \dot{i}_{dc} \quad (11)$$

avec : i_L , i_c sont les courants qui circulent dans la charge et la condensateur, et i_{dc} est le courant de sortie de VSC

par remplacement équ (6) on trouve

- $i_c + i_L = S_{dq} i_{dq}$
- $C_d \frac{dV_{dc}}{dt} + i_L = S_{dq} i_{dq}$ (12)

Avec : $i_c = C_d \frac{dV_{dc}}{dt}$

la séparation de $S_{dq} i_{dq}$ on deux partir (d) et (q) donne :

- $C_d \frac{dV_{dc}}{dt} + i_L = S_q i_q + S_d i_d$ (13)

Les quatre équations de VSC sont:

- $e_q = L_s \frac{di_q}{dt} + R_s i_q + S_q V_{dc}$ (14)

- $e_d = L_s \frac{di_d}{dt} + R_s i_d + S_d V_{dc}$ (15)

- $V_{dc} = L_L \frac{di_L}{dt} + R_L i_L + E$ (16)

- $C_d \frac{dV_{dc}}{dt} + i_L = S_q i_q + S_d i_d$ (17)

II.4. STRATÉGIE DE CONTRÔLE DU VSC-HVDC:

Deux stratégies de contrôle différentes (contrôle direct et contrôle vectoriel) sont disponibles pour le contrôle VSC-HVDC[38].

II.4.1 Stratégie de contrôle direct :

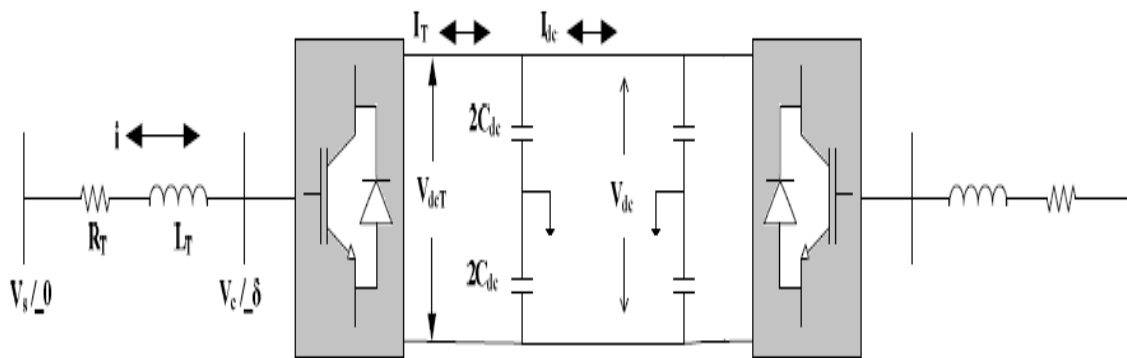


Figure 2.4 une liaison HVDC VSC

La commande directe est une technique simple dans laquelle l'angle δ et l'indice de modulation M sont contrôlés directement par des contrôleurs PI. Dans cette méthode, en raison du couplage entre les grandeurs électriques (tension et courant), la variation d'une grandeur affecte fortement l'autre, de sorte qu'il n'est pas possible d'obtenir un contrôle indépendant de la puissance active et réactive[38].

- $$V_c(t) = \frac{1}{2} M V_{dc} \sin(\omega t + \delta) \quad (18)$$

Où M est l'indice de modulation et δ est le déphasage entre la composante fondamentale de la tension alternative du convertisseur et la tension du système AC et V_{dc} est la tension continue.

- $$V_{cq} = \frac{1}{2} M V_{dc} \sin \delta \quad (19)$$

- $$V_{cd} = \frac{1}{2} M V_{dc} \cos \delta \quad (20)$$

Où v_c^d et v_c^q représentent les composantes de l'axe d et de l'axe q de la tension alternative du convertisseur, V_{dc} est la tension continue. La valeur de la puissance

réelle et réactive instantanée dans la trame de référence dq peut être dérivée des équations suivantes.

- $P = \frac{3}{2}(v_s^d i_d + v_s^q i_q)$ (21)

- $Q = \frac{3}{2}(v_s^d i_q - v_s^q i_d)$ (22)

II.4.2 Stratégie de contrôle vectoriel :

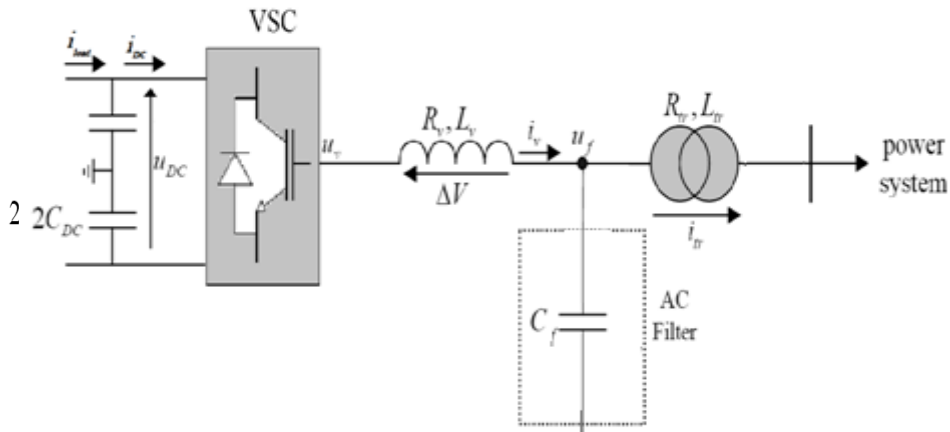


Figure 2.5 Station VSC

La technique de contrôle vectoriel est mise en œuvre pour étudier le modèle VSC-HVDC proposé. l existence du bloc PLL "Boucle a phase asservie" est nécessaire pour la synchronisation des vecteurs de référence dq,elle se fait de telle sorte que l'axe d est en phase avec le vecteur de tension de phase A, de sorte que $v_s^d = Vf$ et $v_s^q = 0$.

Le contrôle des VSC-HVDC consiste en une boucle de contrôle interne lente contrôlée par une boucle externe rapide, la figure 2.6 est la référence des notations utilisées.

les paramètres de sortie de ce convertisseur sont la tension u_v et le courant i_v .

une résistance R_v et une impédance de phase L_v relie le convertisseur a un a un filtre de tension notée u_f . Ce poste de conversion est aussi relie au réseau via un transformateur d'inductance L_{tr} et de résistance R_{tr}

voici la structure de contrôle d'une station VSC-HVDC dans la figure 2.6.

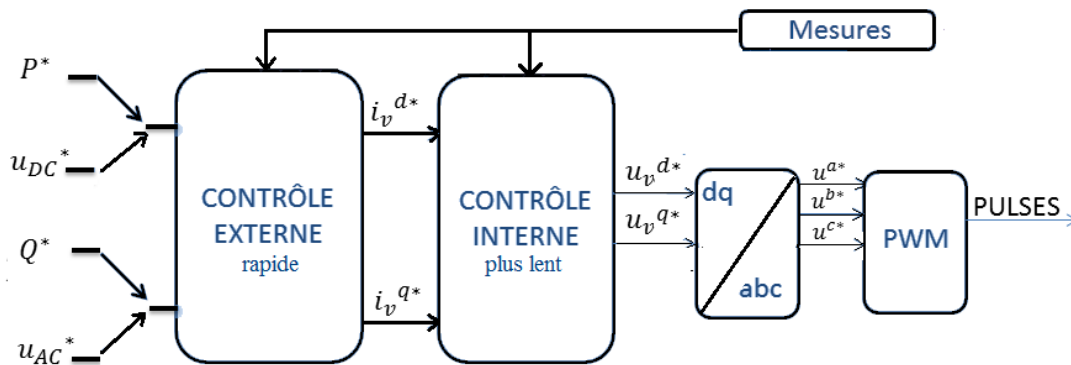


Figure 2.6. Structure de contrôle d'une station VSC-HVDC

Les valeurs de référence Q^*/u_{AC}^* et P^*/u_{DC}^* sont annoncées à la boucle de contrôle externe qui génère la référence pour le courant i_v exprimé en coordonnées dq [35][36][37]. Le contrôle interne se charge ensuite de générer le signal de référence pour la tension u_v en même coordonnées ensuite elle traduit dans le repère abc pour la renseigner à la MLI "Modulation de largeur d'impulsion" qui se charge ensuite de contrôler les IGBT.

II.4.2.1 Contrôle externe:

II.4.2.1.A Contrôle de la tension DC:

Soient $P_f(t)$ et $Q_f(t)$ les puissances actives et réactives du côté AC de la station, et $P_{DC}(t)$ la puissance DC reçue, donc nous avons (toutes les valeurs sont exprimées en per unit. :

- $P_f(t) = u_f^d(t) i_v^d(t) + u_f^q(t) i_v^q(t)$
- $Q_f(t) = u_f^q(t) i_v^d(t) - u_f^d(t) i_v^q(t)$
- $P_{DC}(t) = U_{DC}(t) i_{dc}(t)$

comme on a dit La synchronisation des vecteurs de référence dq se fait de telle sorte que l'axe d est en phase avec le vecteur de tension de phase A, de sorte que $v_{sd} = V_f$ et $u_f^q = 0$ sachant que Ce développement s'appuie sur les sources [24] et [42].

Notons que la référence du système dq0 choisie ici est celle de [39].,on trouve les relations suivants:

- $P_f(t) = u_f^d(t) i_v^d(t)$
- $Q_f(t) = -u_f^d(k) i_v^q(t)$

on peut considérer que les courants i_v^d et i_v^q valent leurs valeurs au référence car La boucle de contrôle interne est lente que externe,. Les valeurs de références sont notées $i_v^{d*}(t)$, i_v^{q*} , tel que :

- $P_f(t) = u_f^d(t) i_v^{d*}(t) \quad (23)$

- $Q_f(t) = -u_f^d(k) i_v^{q*}(t) \quad (24)$

La Loi Kirchhoff du courant donne:

- $i_c = i_{load}(t) - i_{DC}(t)$
- $C_{DC} \frac{du_{DC}(t)}{dt} = i_{load}(t) - i_{DC}(t)$

Les signaux sont échantillonnées a une fréquence T_s et En appliquant la formule d'Euler[24] on obtient :

- $\frac{C_{DC}}{T_s} (U_{DC}^*(k) - U_{DC}(k)) = i_{load}(k) - i_{DC}(k) \quad (25)$

si En négligeant les pertes, on obtient:

- $P_f(t) = P_{DC}(t)$
- $U_{DC}(t) i_{DC}(t) = u_f^d(t) i_v^{d*}(t)$

On injecte cette relation dans (25):

- $\frac{C_{DC}}{T_s} (U_{DC}^*(k) - U_{DC}(k)) = i_{load}(k) - \frac{u_f^d(k) i_v^{d*}(k)}{U_{DC}(k)}$

Ce qui donne l'équation [38]:

- $i_v^{d*}(k) = \frac{u_{DC}^*(k)}{u_f^d(k)} i_{load}(k) + kp, DC \frac{u_{DC}^*(k)}{u_f^d(k)} \frac{C_{DC}}{T_s} \quad (26)$

Le facteur $k_{p,DC}$ est le gain proportionnel du contrôle de tension DC. On constate qu'en condition de régime ($u_{DC}^* = u_{DC}$), on a bien $P_{DC} = P_f$.

II.4.2.1.B Contrôle de la puissance active

a partir de l'équation (23) on obtient facilement:

$$\bullet \quad i_v^{d*} = \frac{P_f^*}{u_f^d}$$

cette équation détermine Le contrôle en boucle ouverte

en boucle fermée en ajoute Un feedback sous la forme d'un contrôle PI:

$$\bullet \quad i_v^{d*} = \frac{P_f^*}{u_f^d} + \left(k_{p, P_f} + \frac{k_{i, P_f}}{s} \right) (P_f^* - P_f) \quad (27)$$

Avec k_{p, P_f} et k_{i, P_f} les gains de l'action proportionnelle et de l'intégrale.

II.4.2.1.C Contrôle de la puissance réactive

a partir de l'équation (24) on obtient facilement:

$$\bullet \quad i_v^{q*} = \frac{-Q_f^*}{u_f^d}$$

cette équation détermine Le contrôle en boucle ouverte

en boucle fermée en ajoute Un feedback sous la forme d'un contrôle PI:

$$\bullet \quad i_v^{q*} = \frac{-Q_f^*}{u_f^d} + \left(k_{p, Q_f} + \frac{k_{i, Q_f}}{s} \right) (Q_f^* - Q_f) \quad (28)$$

Avec k_{p, Q_f} et k_{i, Q_f} les gains de l'action proportionnelle et de l'intégrale.

Finalement ,on constate que la référencé i_v^q est dépend soit de la commande de la puissance réactive, soit de la tension AC. De la même manière, la référencé i_v^d dépend de la commande en puissance active ou en tension DC.

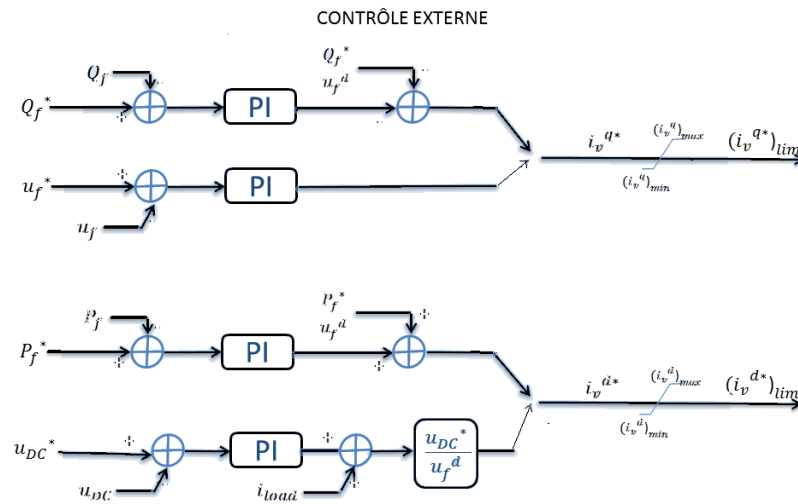


Figure 2.7 Contrôle externe générale d'une station VSC

II.4.2.2. Contrôle interne:

II.4.2.2.A Contrôle de la tension AC

sur l'impédance $R_v + j\omega L_v$ (figure 2.5) La chute de tension peut être approximée[24] par :

$$\bullet \quad \Delta V = U_v - U_f \approx \frac{R_v P_f + \omega L_v Q_f}{U_f}$$

Si on considère que $X_v \gg R_v$ ou $X_v = \omega L_v$ on peut supposer ΔV est proportionnelle au puissance réactive Q_f :

$$\bullet \quad U_v - U_f \approx \frac{x_v Q_f}{U_f} \approx \frac{x_v (-u_f^d(k) i_v^{q*}(t))}{U_f} \quad (29)$$

on peut régler la tension AC à l'aide de la composante q du courant i_v

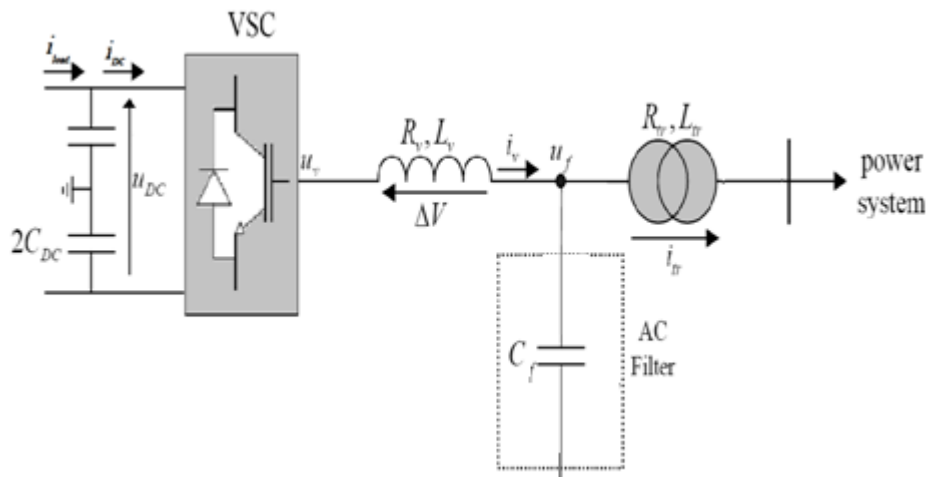


Figure 2.8. Station VSC

on peut obtenir la relation suivante A partir de la figure 2.8:

- $$U_v^{(abc)} - U_f^{(abc)} = L_v \frac{di_v^{(abc)}}{dt} + R_v i_v^{(abc)} \quad (30)$$
- $$U_v^{(abc)} = U_f^{(abc)} + L_v \frac{di_v^{(abc)}}{dt} + R_v i_v^{(abc)}$$

sachant que la notation (abc) signifie que la relation est la même quelle que soit la phase considéré.

il faut appliqué la transformée de Concordia[39] [40] [41] (c'est un outil mathématique utilisé dans la commande vectorielle pour modéliser un système triphasé grâce à un modèle diphasé composé d'un neutre "0" et de deux axes de partie réelle et imaginaire " α " et " β ") pour qu' on passe cette équation dans le repéré $\alpha\beta$ sachant que cette transformation est unitaire car les valeurs calculées après transformation sont les mêmes que dans le système initial .

- $$U_v^{(\alpha\beta)} = U_f^{(\alpha\beta)} + L_v \frac{di_v^{(\alpha\beta)}}{dt} + R_v i_v^{(\alpha\beta)}$$

Une valeur notée $x^{(\alpha\beta)}$ est un nombre complexe tel que $\text{Re}(x^{(\alpha\beta)}) = x^\alpha$ et $\text{Im}(x^{(\alpha\beta)}) = x^\beta$

puis passons de repère $(\alpha\beta)$ au (dq) savons que $x(\alpha\beta) = x(dq) e^{j\omega t}$ et que la valeur notée $x(dq)$ est un nombre complexe tel que $\text{Re}(x(dq)) = x_d$ et $\text{Im}(x(dq)) = x_q$

- $$(U_v^{(dq)} e^{j\omega t}) = (U_f^{(dq)} e^{j\omega t}) + L_v \frac{d(i_v^{(dq)} e^{j\omega t})}{dt} + R_v (i_v^{(dq)} e^{j\omega t})$$

- $(U_v^{(dq)} e^{j\omega t}) = (U_f^{(dq)} + L_v \frac{d(i_v^{(dq)})}{dt} + j L_v \omega i_v^{(dq)} + R_v i_v^{(dq)}) e^{j\omega t}$
- $U_v^{(dq)} = U_f^{(dq)} + L_v \frac{d(i_v^{(dq)})}{dt} + j L_v \omega i_v^{(dq)} + R_v i_v^{(dq)}$
- $U_v^{(dq)}(t) = U_f^{(dq)}(t) + L_v \frac{d(i_v^{(dq)}(t))}{dt} + (R_v + j L_v \omega) i_v^{(dq)}(t)$

ensuit en Discretisons cette equation a une période d'échantillonnage T et considèrent que Une valeur notée $x(k; k + 1)$ correspond a la valeur moyenne de x sur l'échantillon de k a k+1 On obtient:

- $U_v^{(dq)}(k, k+1) = U_f^{(dq)}(k, k+1) + \frac{L_v}{T_s} (i_v^{dq}(k+1) - i_v^{dq}(k)) + (R_v + j L_v \omega) i_v^{(dq)}(k, k+1)$

on suppose que $i_v^{(dq)}$ varie linéairement et $u_f^{(dq)}$ change lentement par rapport a $i_v^{(dq)}$, et peut donc être considéré constant. En considérant aussi que $x(k + 1) = x^*(k)$ (le régulateur cherche a atteindre les valeurs de référencé en une itération) [24].

- $U_v^{(dq)}(k, k+1) = U_f^{(dq)}(k) + \frac{L_v}{T_s} (i_v^{dq*}(k) - i_v^{dq}(k)) + (R_v + j L_v \omega) i_v^{(dq)}(k, k+1)$
- $U_v^{(dq)}(k, k+1) = U_f^{(dq)}(k) + \frac{L_v}{T_s} (i_v^{dq*}(k) - i_v^{dq}(k)) + \frac{R_v + j L_v \omega}{2} (i_v^{dq*}(k) + i_v^{dq}(k))$
- $U_v^{(dq)}(k, k+1) = U_f^{(dq)}(k) + R_v i_v^{dq*}(k) + \frac{j L_v \omega}{2} (i_v^{dq*}(k) + i_v^{dq}(k)) + (\frac{L_v}{T_s} + \frac{R_v}{2}) (i_v^{dq*}(k) - i_v^{dq}(k))$

En remplaçant $u_v^{dq}(k; k + 1) = u_v^{dq*}$ [24] et fait la boucle fermée en ajoute Un feedback sous la forme d'un contrôle PI on obtient

- $U_v^{(dq)*} = U_f^{(dq)} + \frac{j L_v \omega}{T_s} (i_v^{dq*} + i_v^{dq}) + (k_p, i_v + \frac{k_i i_v}{s}) (\frac{R_v}{2} + \frac{L_v}{T_s}) (i_v^{dq*} - i_v^{dq})$ (31)

Finalement les équations de contrôle interne sont :

- $U_v^{(d)*} = U_f^{(d)} + R_v i_v^{d*} - \frac{L_v \omega}{2} (i_v^{q*} + i_v^q) + (k_p, i_v + \frac{k_i i_v}{s}) (\frac{R_v}{2} + \frac{L_v}{T_s}) (i_v^{d*} - i_v^d)$ (32)
- $U_v^{(q)*} = U_f^{(q)} + R_v i_v^{q*} + \frac{L_v \omega}{2} (i_v^{d*} + i_v^d) + (k_p, i_v + \frac{k_i i_v}{s}) (\frac{R_v}{2} + \frac{L_v}{T_s}) (i_v^{q*} - i_v^q)$ (33)

Le système de contrôle interne total est illustré dans la figure 2.9 savant que on notera $(u_v^*)_{lim} = u_v$ hors du contrôle interne..

CONTRÔLE INTERNE

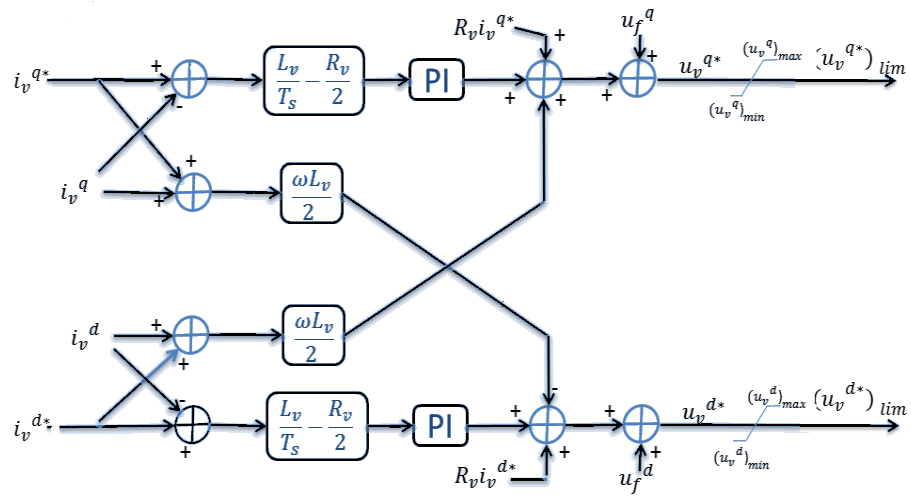


Figure 2.9. Contrôle interne d'une station VSC.

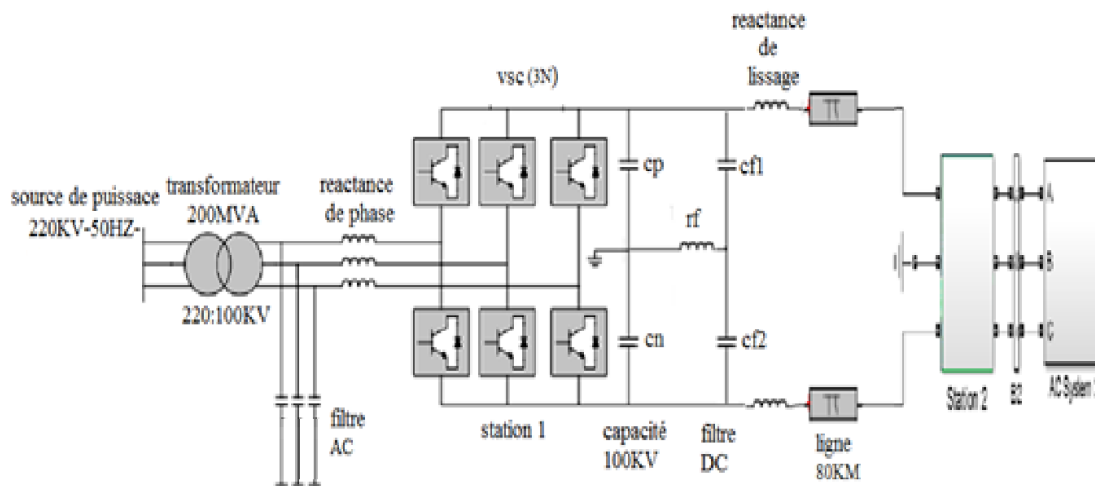


Figure 2.10. Lien VSC-HVDC de 100kv

II.5.1 Description du modèle

II.5.1.1 Réseau AC :

Les deux réseaux alternatifs (220 kV, 2000MVA) sont représentés par une source de tension équivalente et une impédance

II.5.1.2 Transformateur :

Le transformateur est considéré comme un lien entre les réseaux alternatif et l'autre élément [42], il s'agit d'un transformateur triphasé à deux enroulements avec un couplage Y/D le primaire est mis à la terre et de puissance nominale $S_n = 200 \text{ MVA}$, il convertit la tension du réseau (220 kV) à une tension (100kV) pour le convertisseur.

II.5.1.3 Filtres AC ;

le contenu harmonique de différents signaux de notre système est montré dans la figure 1.11-1.12-1.13. sachant que la fréquence de commutation de MLI est $f_c = 27 * 50 \text{ HZ}$

après la comparaison de contenu harmonique à la sortie du convertisseur 3-niveaux (u_v), au niveau des filtres (u_f) et au point de source (u_{ABC}). On constate que le harmonique principal est le 27e, correspondant à la porteuse MLI ce harmonique ne présente pas de grande perturbation mais il faut l'éliminer [43] par l'utilisation d'un filtre de type passe-bas du second ordre créé par des capacités et la réactance de phase.

Au niveau des filtres (u_f), on remarque que les harmoniques d'ordres élevés ont disparu et que le THD (le taux de distorsion harmonique) atteint un niveau bien moindre. On remarque également une forte présence des harmoniques 3, 5, 6 et 7. Enfin, on constate qu'au niveau du source (u_{ABC}), la tension possède un THD encore moins élevée et que Les harmoniques 3, 5, 6 et 7 (les composantes homopolaires ($h = 3 \cdot k$)) ne sont plus exister grâce au un branchement de type YD du transformateur.

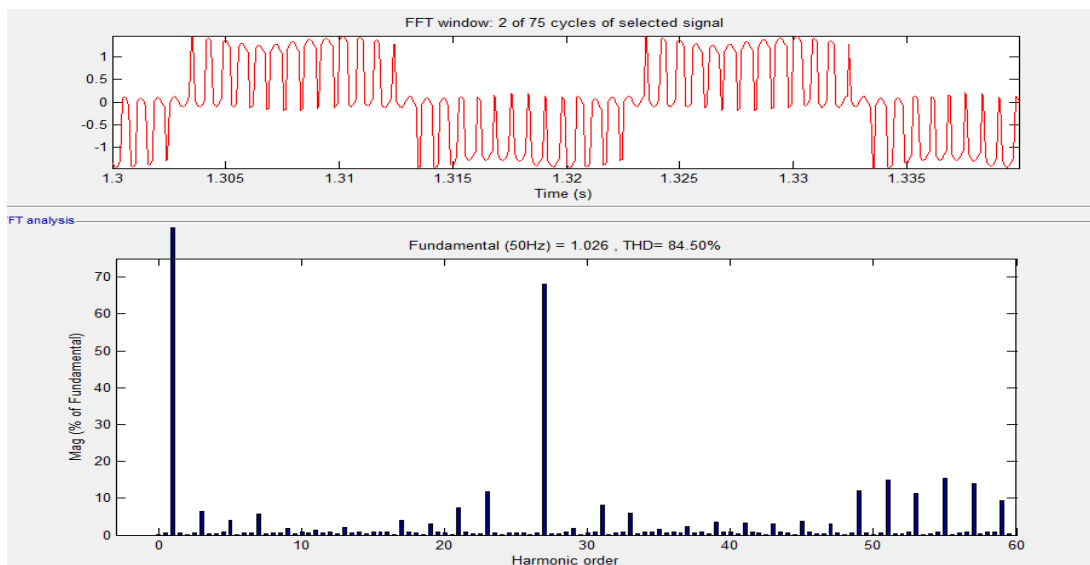


Figure 2.11. FFT de sortie du convertisseur VSC

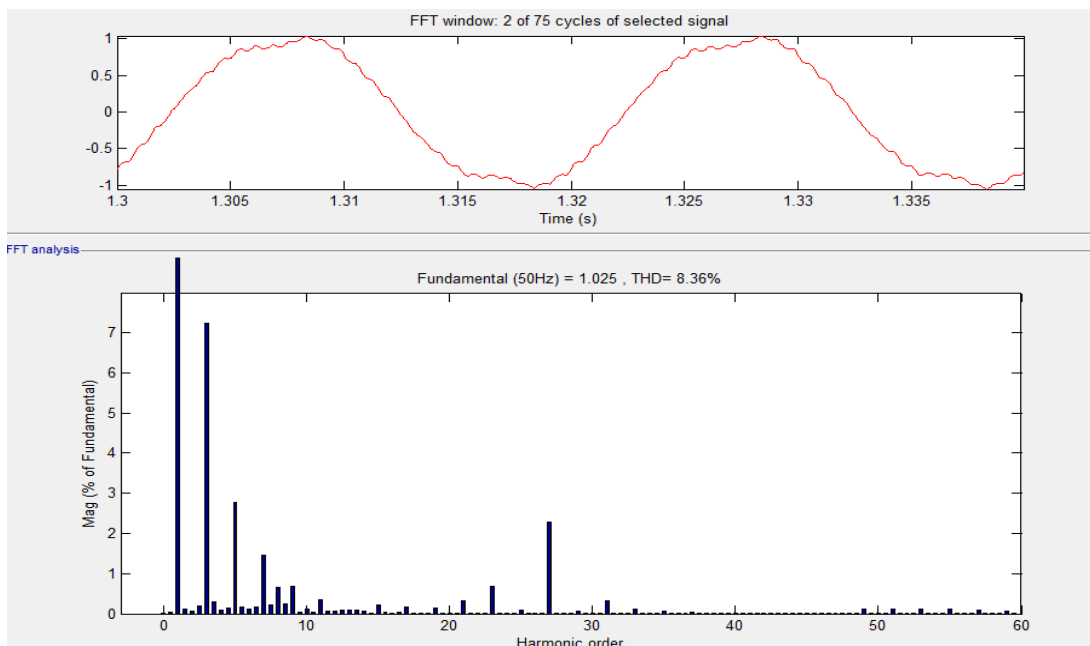


Figure 2.12. FFT au niveau du filtre

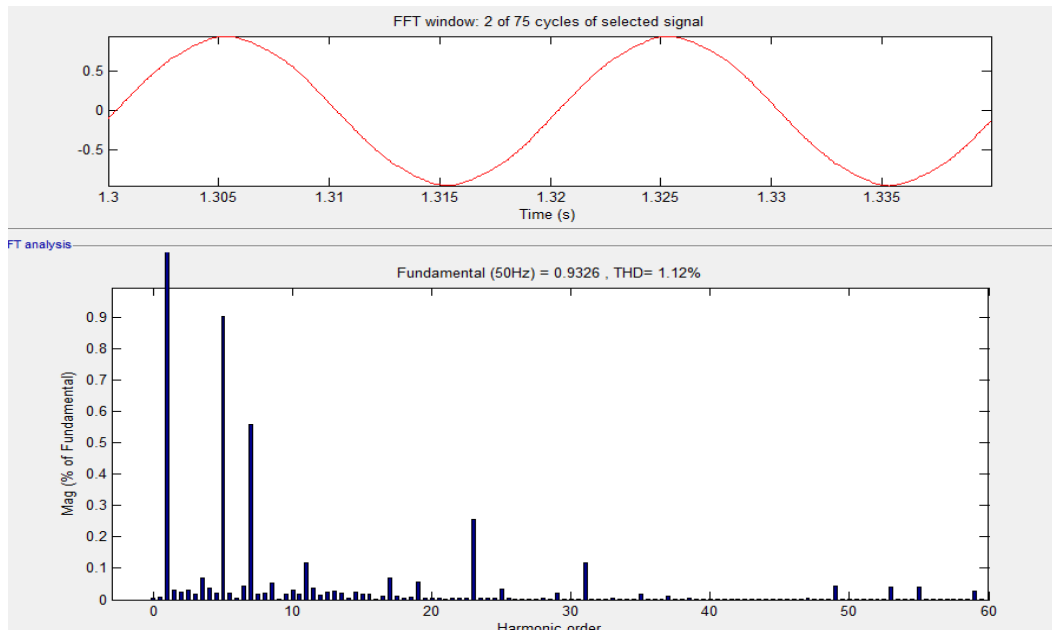


Figure 2.13. FFT au niveau du source

II.4.1.4 Convertisseurs trois niveaux :

Le convertisseur utilisé est de type trois niveaux qui est utile dans les applications de fortes puissances[42] du fait que les tensions et courants de sorties présentent un TDH nettement inférieur.

II.5.1.5 Réactance de phase :

La Réactance de phase est utilisée grâce à son rôle au réglage de la puissance réactif et actif échange avec le réseau AC et le filtrage des harmoniques de haute fréquence [42] .

II.5.1.6 Les câbles DC :

deux câbles de transport DC de 80 Km de longueur en π ,et deux inductances de 8 mH connectées aux extrémités de chaque lien pour le lissage du courant.

II.5.1.7 Condensateur DC :

Des capacités de 70 μ F sont connectées aux bornes de chaque convertisseur pour avoir un contrôle rapide de puissance et éviter une trop grande ondulation de la tension DC .

II.5.1.8 Le système de contrôle :

Le système de réglage pour les deux station vsc est identique mais indépendantes (aucune communication entre eux) .

le contrôle de la station 1 (redresseur) est pour la puissance active P et puissance réactive Q , et celle de station 2 (onduleur). il a un contrôle de la tension continue U_{dc} sur la capacité . et la puissance réactive Q ,

ce système de contrôle est base sur une boucle de réglage du courant alternatif, les référence de se courant sont fournies par des régulateur externe qui comprennent les régulateur de la puissance réactive et active et la tension continue.

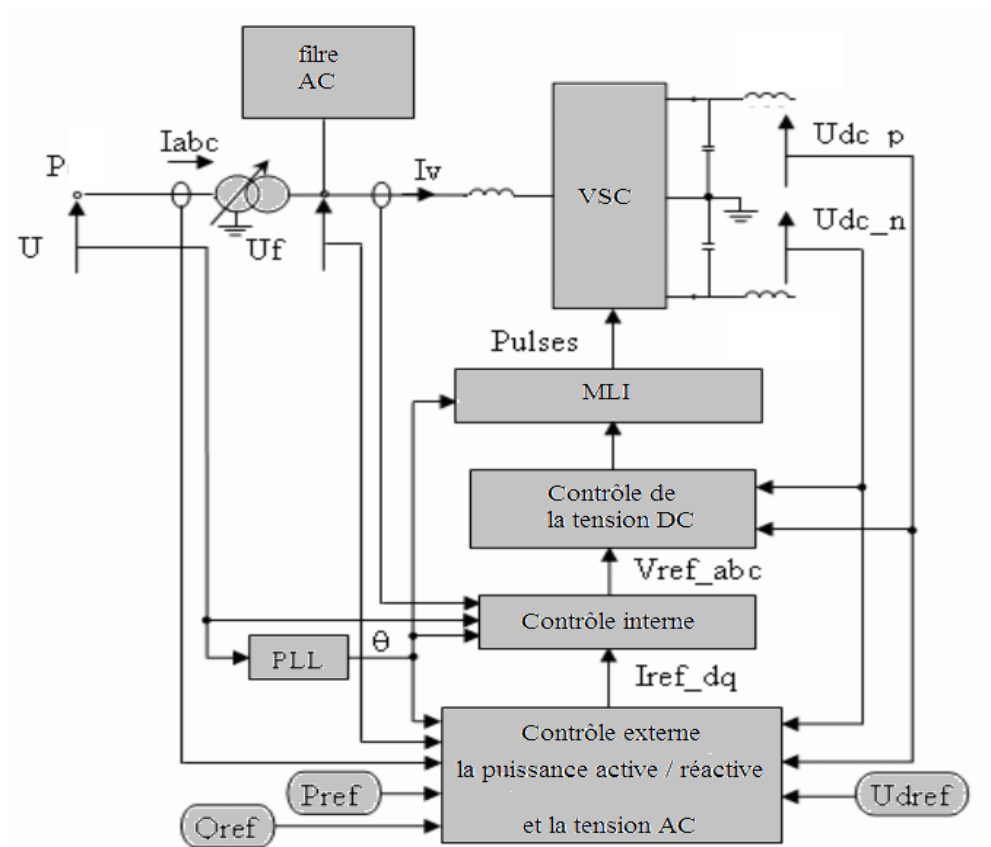


Figure 2.14. système de contrôle MLI-VSC base sur une boucle de réglage du courant alternatif

Le mode MLI choisi pour notre modèle est MLI non synchronisé,

Le bloc PLL (Boucle à verrouillage de phase) a le rôle de synchronisation de système avec le bloc de Transformations de dq au point de couplage commun (PCC) grâce a un angle de synchronisation de phase Θ fournit

le bloc de Transformations de dq et Clark Permet de transformé les mesures dans les repères dq0 [39][40][41]qui est formée de deux axes rotatifs de cadre de référence, l'axe direct « d » et les quantités d'axe quadratique « q » a partir de la quantité α et β , Et $\alpha\beta0$ qui est un espace vectoriel de composants de partie réelle et imaginaire (α, β)

Le bloc de calculs de Signal sert a obtenir des mesures de puissances actives, réactives et de tensions continue, a partir des mesures instantanées de courants et de tensions.

régulateurs externes contient trois blocs de réglage de puissance active réactive et de tension de sortie dc qui sont des trois régulateur PI,il permet d'obtenir les références de courants internes i_v^{d*} et i_v^{q*} a partir de références de puissance réactive et active ou tension continue

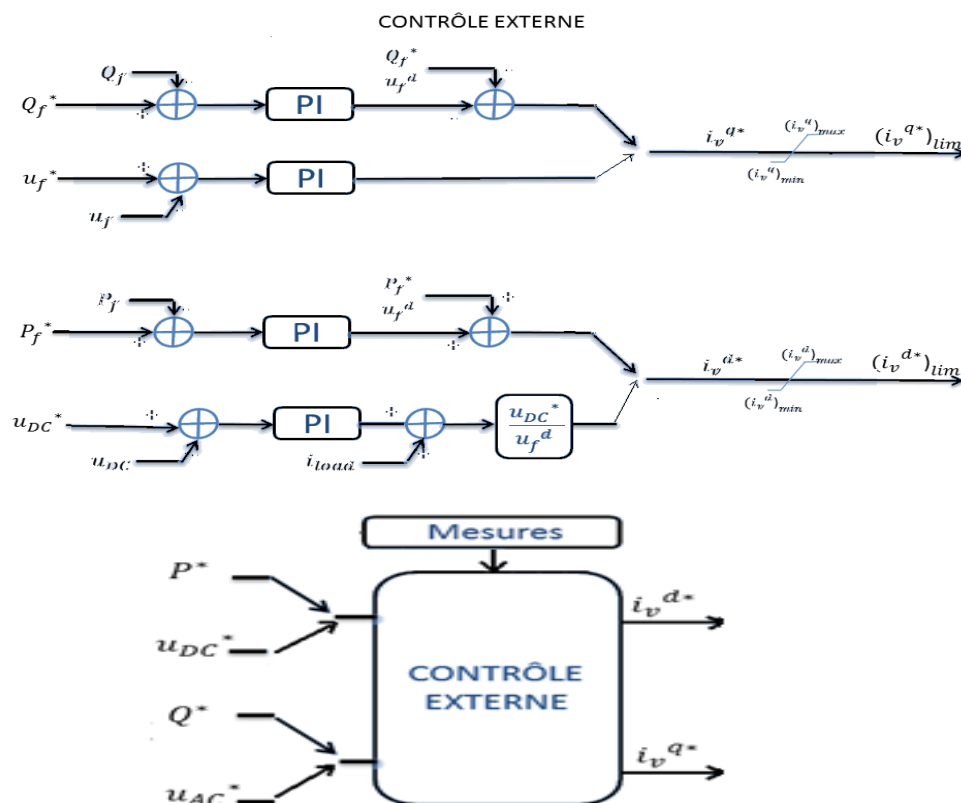
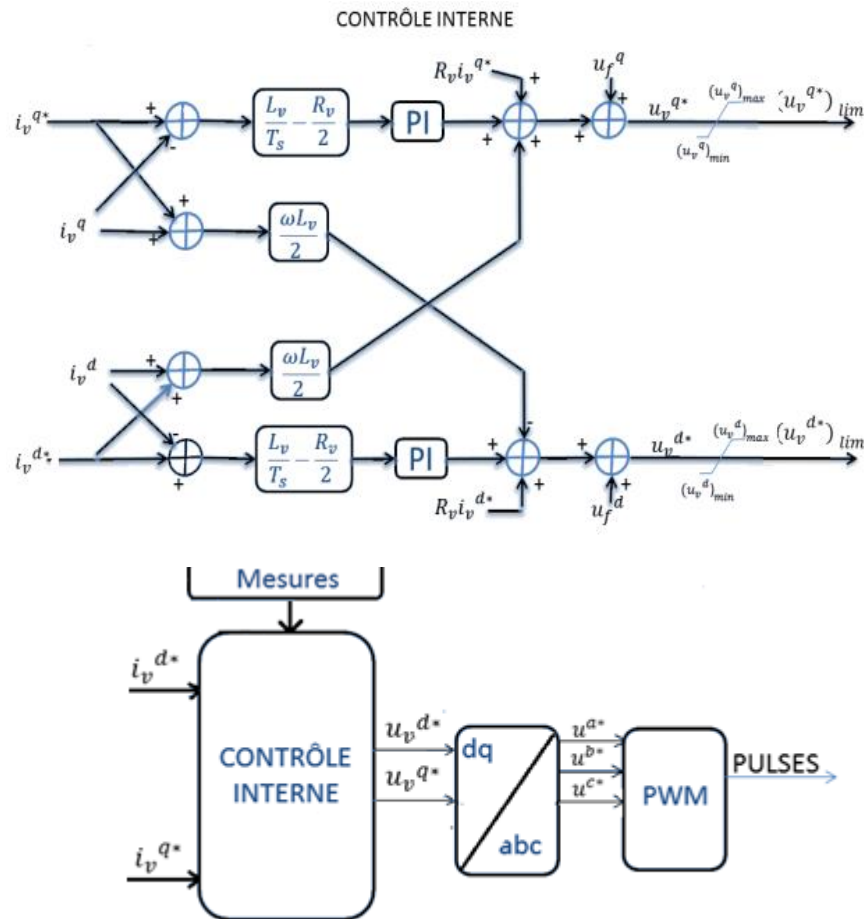


Figure 2.15. système de contrôle externe en détail

Contrôle interne permet d'obtenir les signaux modulateurs envoyer a la MLI a partir des consignes en courant i_v^{d*} et i_v^{q*} envoyer par le bloc de contrôle externe .



la figure 2.16. système de contrôle interne en détail

bloc de Contrôle du courant AC consiste a calculer les valeur de tension du convertisseur désirée et savoir les vecteur tension en composantes d,q en ajoutant les chute de tension crée par le courant de l impédance situe entre le réseau et le convertisseur

la sortie de ce bloc est le vecteur de tension de référence V_{ref} dq qui va diriger a un bloc de transformation dq inverse et bloc de transformation inverse de Clarke pour produire des tensions de référence triphasées au MLI

II.5.2 LA Simulation :

II.5.2.1 .Le demarage du syteme

les figures 2.17 ~ 2.21 montrent le demarage et regime de fonctionnement normale d'une liaison VSC-HVSC

A $t = 0 \sim 0.1$ s:

Avant le démarrage les IGBT des convertisseurs dans les deux station sont bloqué après un redresseur non commande a été crée par les diode antiparallèle .

les condensateurs sont charger par la source alternatif jusqu'a 1pu (une tension crête de tension alternatif applique).

A $t = 0.1 \sim 1$ s :

les condensateurs sont charger , le VSC convertisseur peut débiter ,le VSC de station 2 est débloque en premier puis a $t=0.3$ s le MLI débloque le convertisseur de la station 1 qui a le rôle de contrôler la puissance active.

La puissance active progresse jusqu' a elle atteint 1pu de façon lente et le système atteint État d'équilibre a $t=1$ s avec une puissance et tension continue de 1pu.

les deux station limite la puissance réactive a une valeur nulle pour station 1 et de - 0.1 pu pour station 2.

les grandeurs de simulation dans chaque cas et dans chaque station sont présentés comme suit:

U_{abc} est la tension alternatifs du réseau;

I_{abc} est le courant alternatifs du réseau;

P_{meas} et P_{ref} est la puissance active et sa référence;

Q_{meas} et Q_{ref} est la puissance réactive et sa référence;

U_{meas} est la tension efficace;

I_{v_d} et I_{ref_d} est la composante directe(repère dq) du courant alternatif et sa référence;

I_{v_q} et I_{ref_q} est la composante quadratique(repère dq) du courant alternatif et sa référence

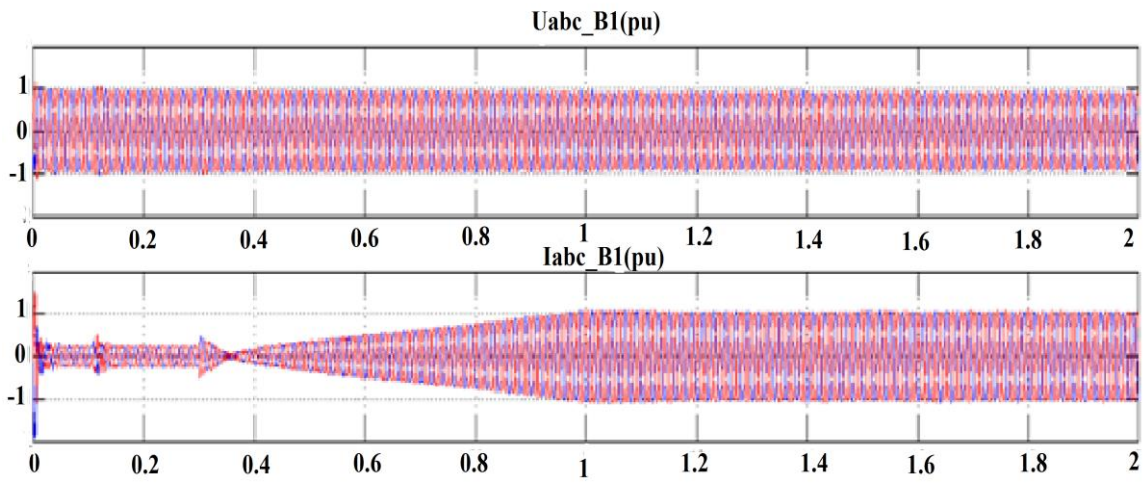


Figure 2.17 déblocage de station 2

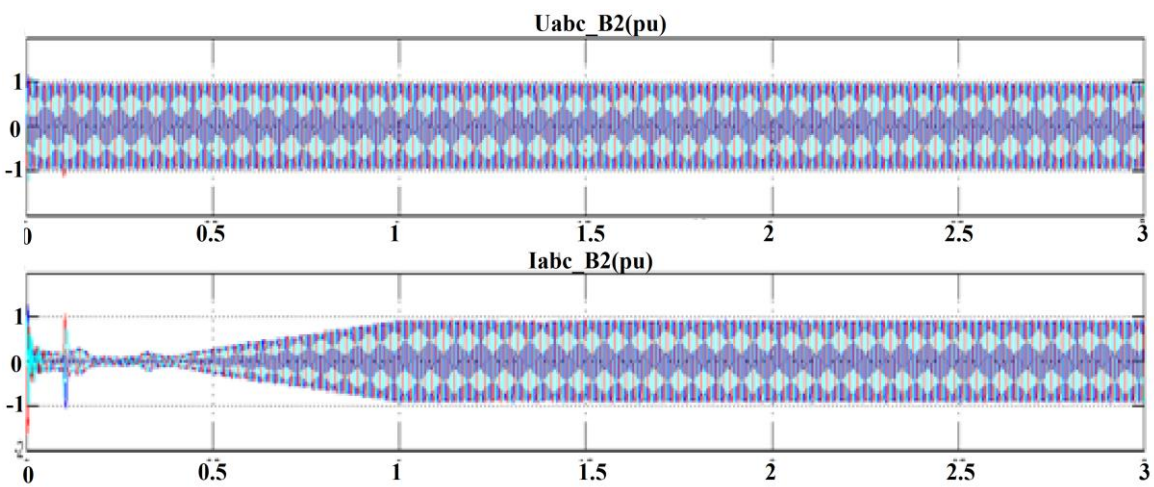


Figure 2.18 déblocage de station 1

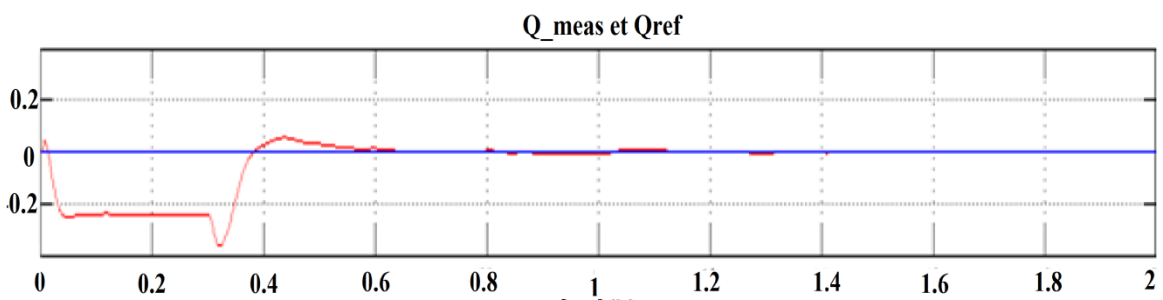


Figure 2.19 la puissance réactive de la station1

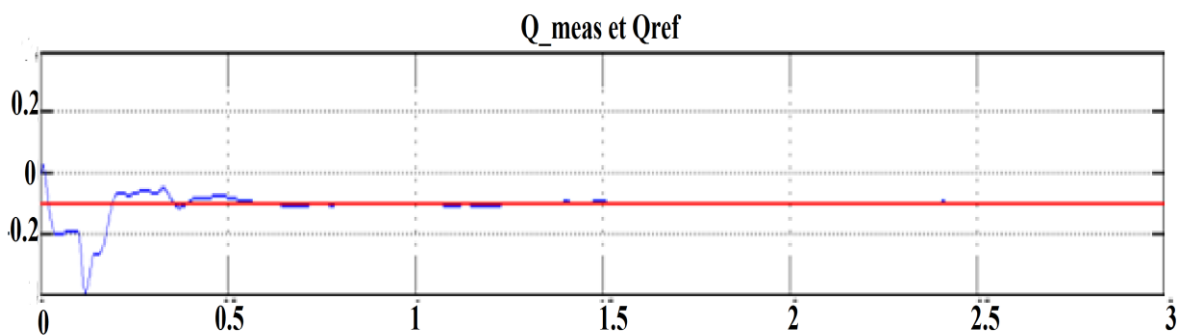


Figure 2.20 la puissance réactive de la station2

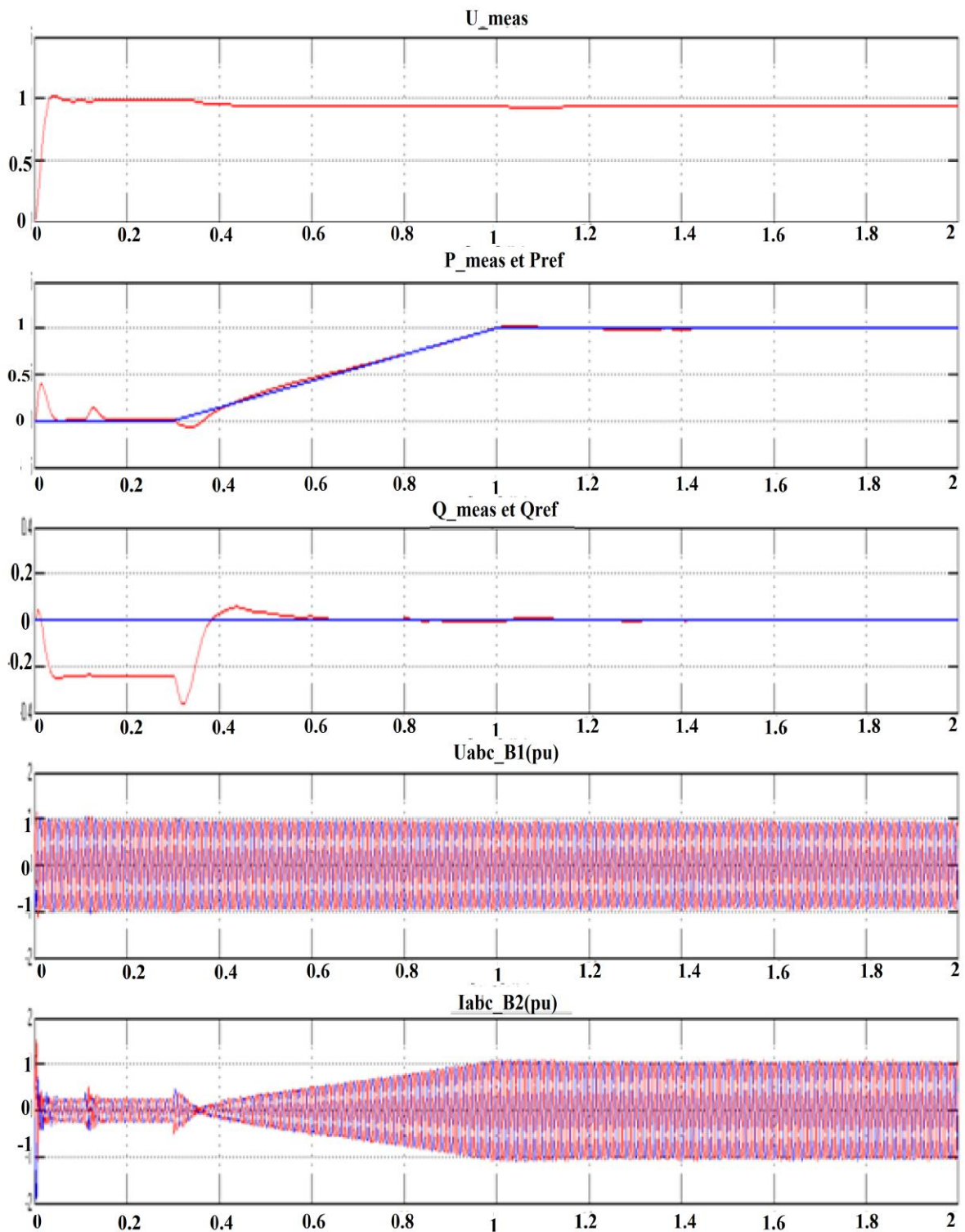


Figure 2.21 les paramètres qui atteints l'équilibre avec la puissance

II.5.2.2 réponse aux variation de la puissance active

les figures 2.22 ~ 2.27 montrent le démarrage et régime de fonctionnement variable d'une liaison VSC-HVSC

A $t = 1.5 \sim 2.5$ s:

deux échelons négatif sont appliqués a la station 1 ,le premier est a $t = 1.5$ s et d' amplitude de 1pu appliqué jusqu'à $t = 2$ s (pour annulé la puissance transmise) après a $t = 2$ s un autre échelon négatif de 1pu appliqué a la station1 (pour inverse le sens de la puissance transmise), appliqué jusqu'à $t = 2.5$ s.

les courbes obtenues sont présentées sur les figures 2.22 ~ 2.23.

d'abord la puissance active transmise entre les station a été annulé par le réglage de sa référence a $t = 1.5$ s ensuite par la même manière elle change le sens (-1 pu) a $t = 2$ s la figure 2.22 et 2.23 montre un changement de la composante directe du courant alternatif (I_v^d) du VSC dans les deux station ,la tension AC et la puissance réactive reste constante sauf un peut de fluctuations a l'instant du changement de la référence

on remarque que la puissance réel est déterminé par la composante directe du courant alternatif car le bloc de réglage de la puissance active génère cette grandeur (I_v^d) pour le système de commande

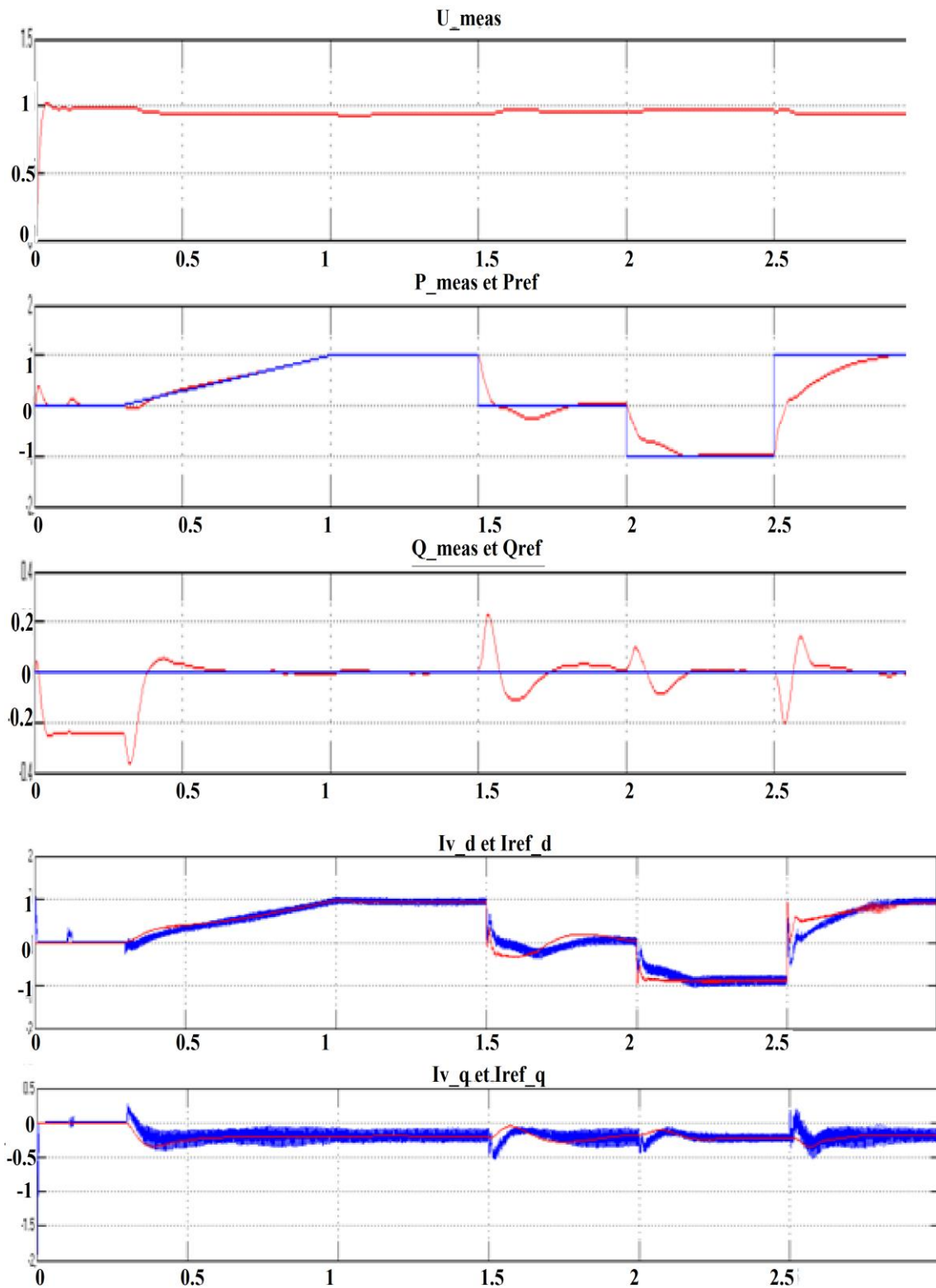


Figure 2.22 la puissance active après les échelons appliqué (redresseur)

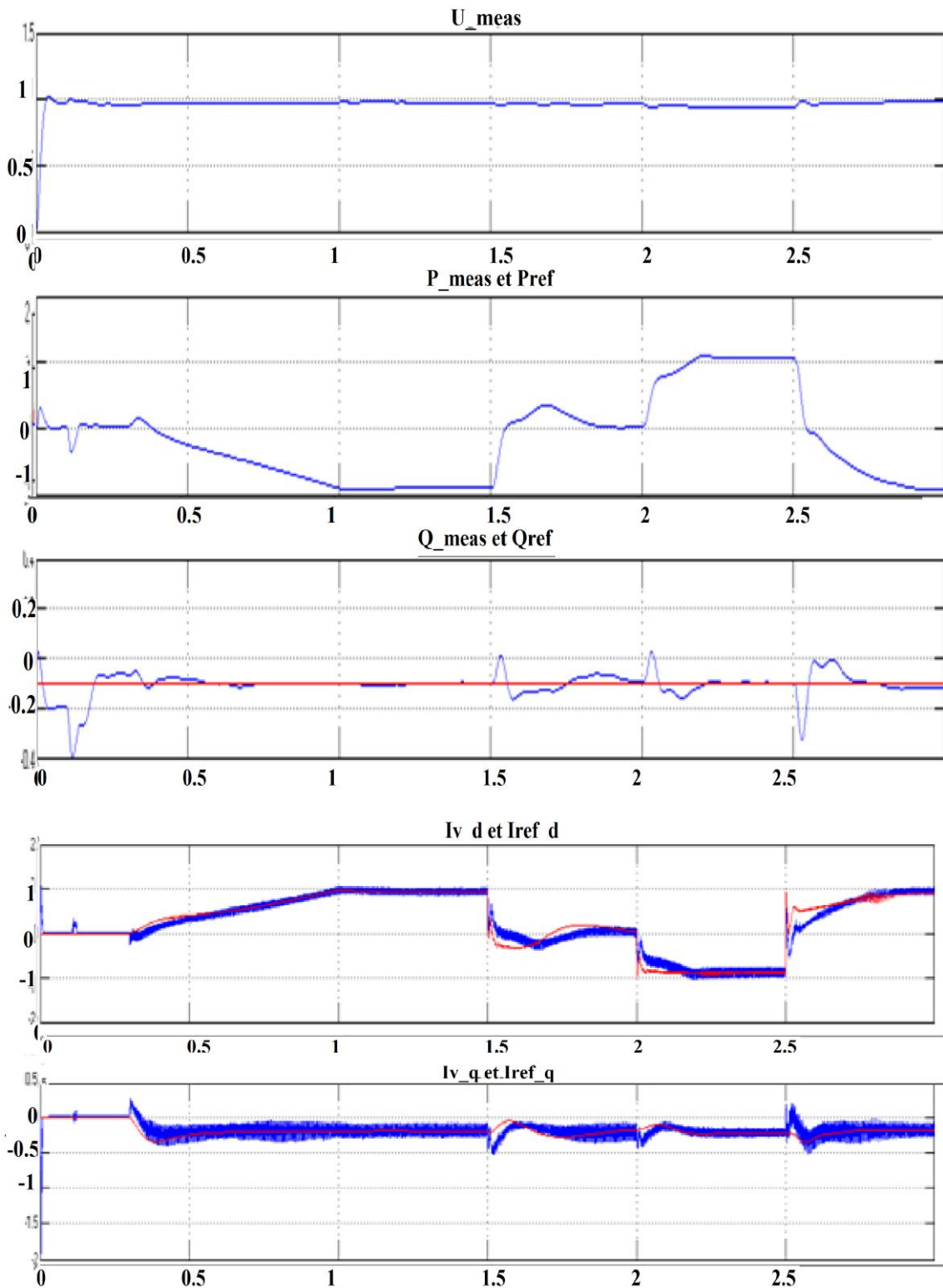


Figure 2.23 la puissance active après les échelons appliqué (onduleur)

II.5.2.3 réponse aux variation de puissance réactive

A $t = 1.5 \sim 2$ s :

deux échelons sont appliqués a la station 1 ,le premier est a $t = 1.5$ s positif et d' amplitude de 0.1 pu appliqué jusqu'à $t = 2$ s , la référence de la puissance réactive passe de 0 pu a 0.1 pu après a $t = 2$ s un autre échelon négatif de -0.6 pu appliqué a la station 1 appliqué jusqu'à $t = 2.5$ s ,la référence de la puissance réactive passe de 0.1 pu a -0.5. les courbes obtenues sont présentées sur les figures 2.24 ~ 2.25.

d' abord la puissance réactive transmise entre les station a été augmenté par le réglage de sa référence a $t = 1.5$ s jusqu'à $t = 2$ s ensuite par la même manière elle change le sens (-0.5 pu) de $t = 2$ s jusqu'a $t = 2.5$ s

la figure 2.24 et 2.25 montre un changement de la composante quadratique du courant alternative (I_v^q) du VSC dans les deux station ,la tension AC et la puissance réactive reste constant sauf un peut de fluctuations a l instant du changement de la référence dans le redresseur mais ce changement n affecte pas les graphe l onduleur ,ce type de changement de référence ce fait par le VSC qui délivre la puissance réactive vers le réseau alternatif

on remarque que la puissance réactive est déterminer par la composante quadratique du courant alternative car le bloc de réglage de la puissance active génère cette grandeur (I_v^q) pour le système de commande

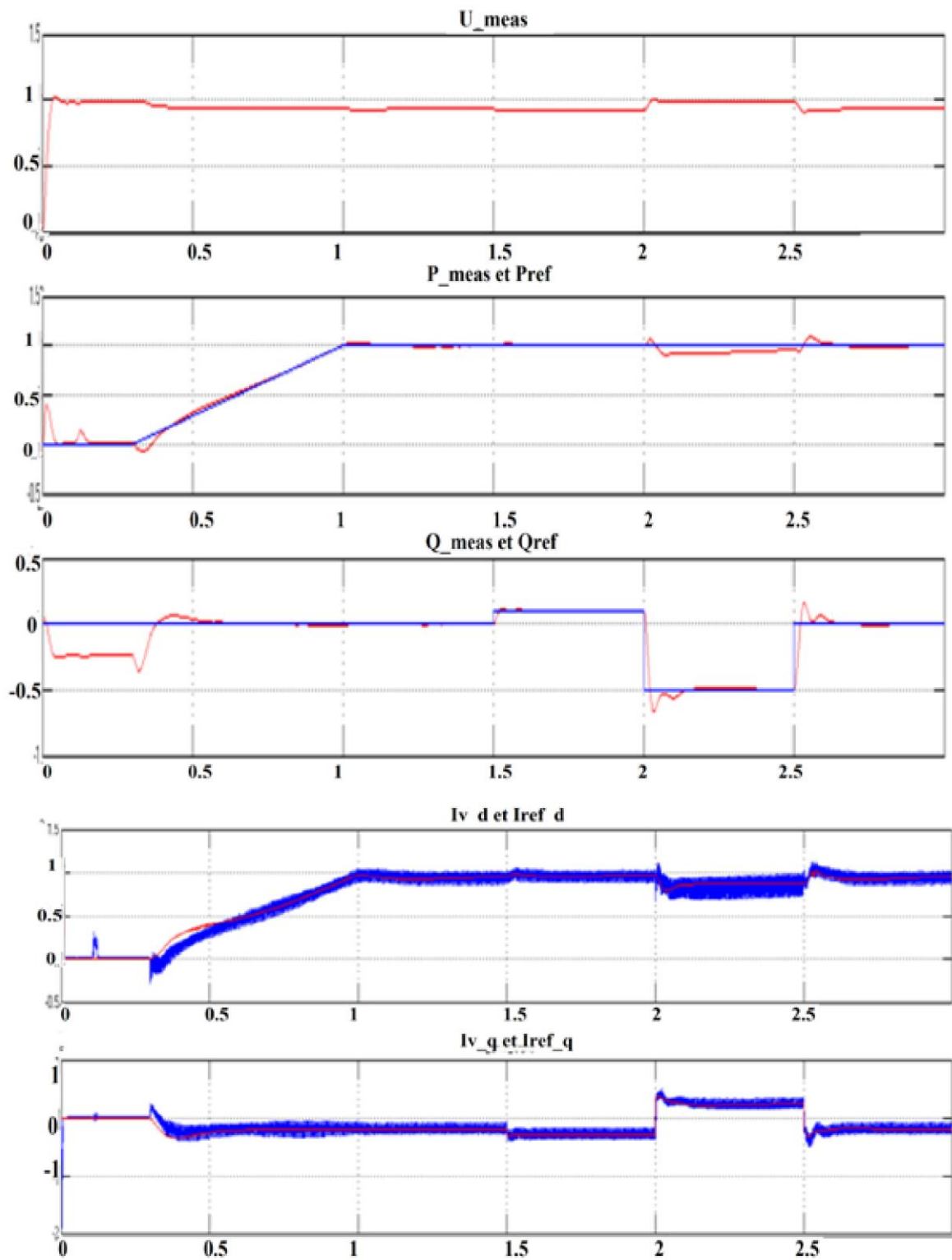


Figure 2.24 la puissance réactive après les échelons appliqué (redresseur)

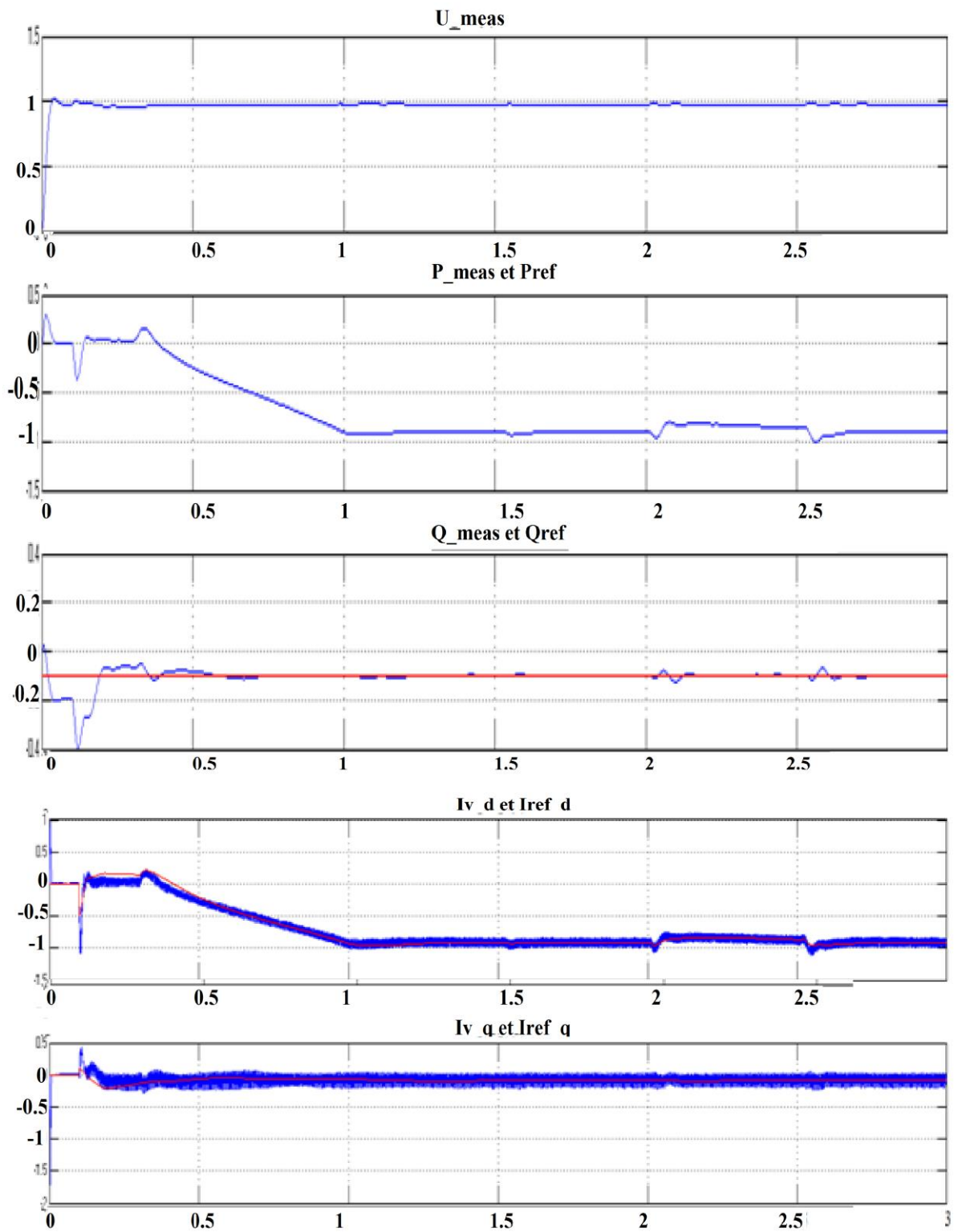


Figure 2.25 la puissance réactive après les échelons appliqué (onduleur)

II.5.2.4 réponse aux variation de tension continue (onduleur)

a $t = 2.5$ s:

un échelon négative de 0.05 (pu) appliqué a la station 2 jusqu'à $t=3$ s une diminution forcée de 0.05 pu de la référence de la tension continue dans la station 2 (onduleur) comme il est indiqué dans les figures 2.26 et 2.27

la tension continue dans la station 2 suivre sa référence et elle diminue de 0.05 (pu) les courbes montre qu'il ya un changement dans la composante directe du courant alternative (I_v^d) du VSC dans les deux station

on déduit que la tension continue est déterminer par la composante directe du courant alternative car le bloc de réglage de la puissance active génère cette grandeur (I_v^d) pour le système de commande

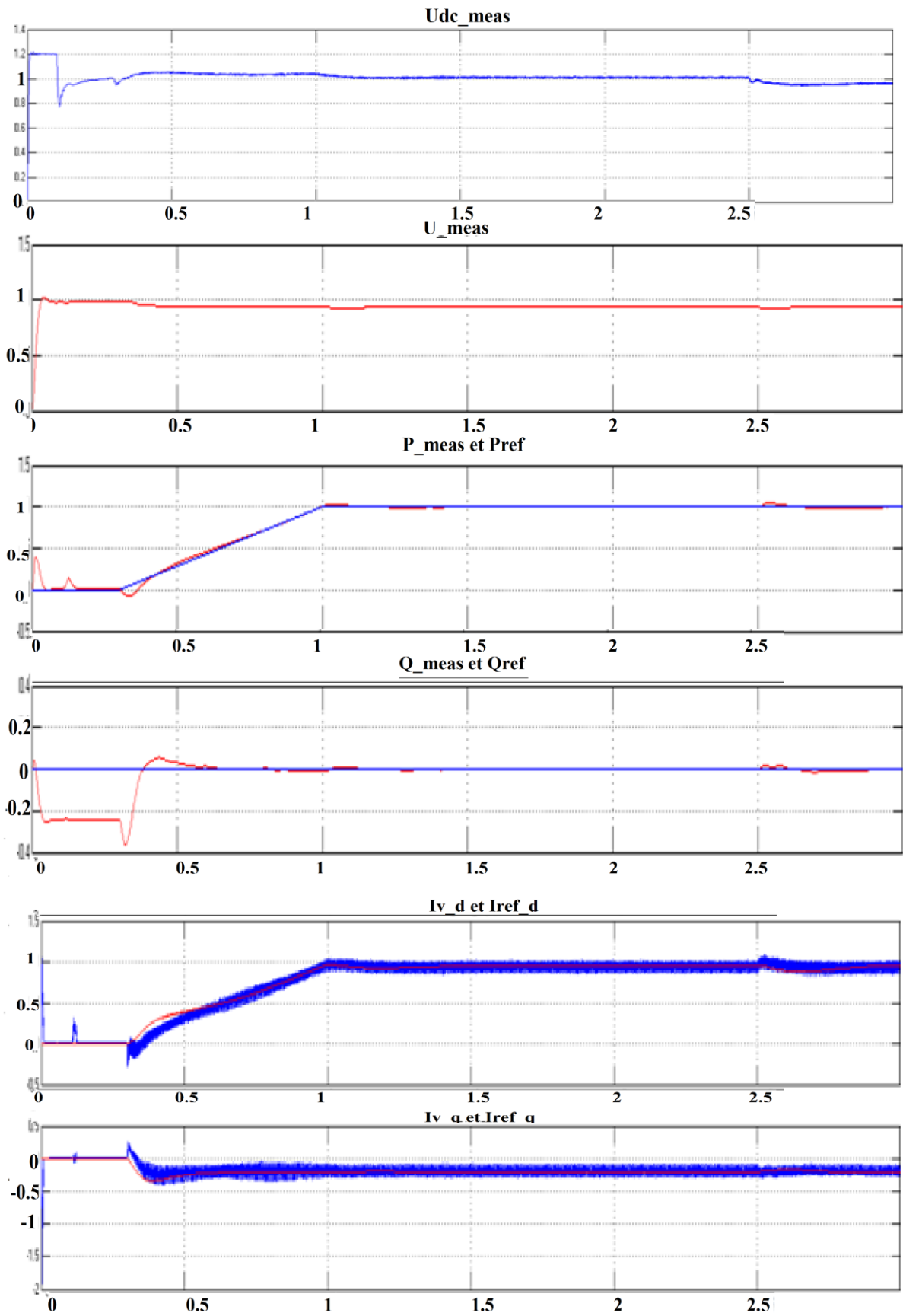


Figure 2.26 la tension DC après l'échelons appliqué (redresseur)

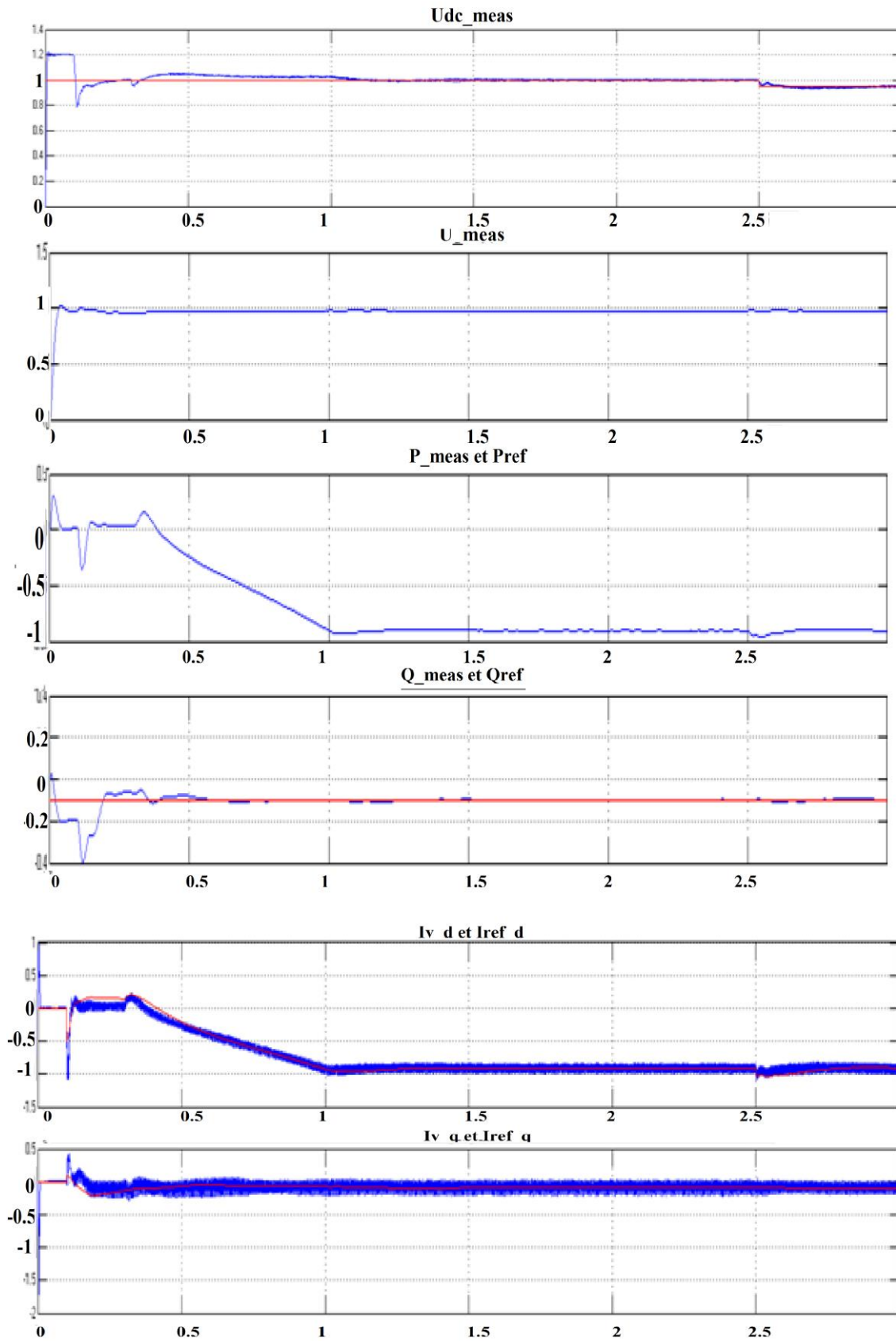


Figure 2.27 la tension DC après l'échelons appliqué (onduleur)

II.6. CONCLUSION:

A partir des résultats de simulation précédente on peut dire que, la simulation nous ont montrée les avantages relié a l' utilisation des convertisseurs de type voltage source "VSC" comandé par Modulation de Large Impulsion "MLI" dans le transport d'énergie électrique en courant continue HVDC.

ces derniers sont caractérisé par le pouvoire de regler la puissance active ,la puissance réactive ,la tension continue.

d'après les résultats l'existence de convertisseurs de type voltage source "VSC" comandé par Modulation de Large Impulsion "MLI" dans le transport d'énergie électrique en courant continue HVDC assure l'indépendance de contrôle de la puissance active et la puissance réactive ,la rapidité de réglage lors d' annulation et l'inversion du sens du transfert de la puissance active et la puissance reactive entre le réseau alternatif est le convertisseur vsc.

Chapitre III

Analyse et simulation

d'une interconnexion

sous-marine de type VSC-

HVDC

III.1. INTRODUCTION :

Une interconnexion entre des systèmes électriques est importante dans l'amélioration et le développement des réseaux électriques des pays et servent à obtenir une aide extérieure en cas de défaillance susceptible d'affecter la sécurité de l'approvisionnement électrique national d'un pays .

les interconnexions servent non seulement dans les situations exceptionnelles, mais également dans les conditions normales de fonctionnement, car elles offrent plusieurs avantages économiques et climatiques , elle permet de réduire le prix de l'électricité par la minimisation des centrale de production (minimiser le prix de carburant et le dégagement de carbone) ainsi que Des meilleures possibilités d'exploiter les énergies renouvelables dans le monde ,elle peut aussi relie les continent surtout Afrique , Asie et Europe a cause de distance qui va présenter plusieurs avantages climatique techniques et économiques évidentes

III.2. L'INTERCONNEXION SOUS-MARINES AVEC ALGERIE

une interconnexion de réseau Algérien et les pays européens du bassin méditerranéen va crée une vrai espace énergétique Afro -Européen et méditerranéen de future base sur énergie non polluante , ce projet va se développées parallèlement avec le réseaux de chaque pays.

Il a cependant été démontré que les interconnexions servent en plusieurs situation normale ou exceptionnelles (en cas défaut), car elles offrent plusieurs avantages :

III.2.1. Sécurité de l'approvisionnement électrique ;

Les interconnexions internationales sont essentielles pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique des pays, puisqu'elles permettent d'exporter de l'énergie dans les moments de forte production et de faible demande (par exemple la nuit). Réciproquement, elles permettent d'importer de l'électricité lorsque l'on enregistre de soudaines hausses de la demande ou en cas de défaillance du système électrique.

III.2.2. Marché électrique ;

L'interconnexion va augmentée les possibilités d'échange énergétique entre les deux pays qui va permettre la diminution des prix de l'électricité. Donc cette interconnexions va Favorisé la concurrence surtout si en mettant sur le marché d' une énergie non polluante

III.2.3. Développement social et économique ;

l'interconnexion avec l'Algérie va permettre la délocalisation des centrales de production d'électricité qu'il aurait été nécessaire de construire sur le territoire européen et sa va permettre l' Europe de profité de l'espace pour faire d'autre projet.

La sécurité de l'approvisionnement en électricité joue un rôle clé dans le développement social et économique des régions car il est un facteur de développement déterminant.

III.3. CABLES SOUS-MARINES:

La technologie de transmission HVDC est utilisée dans les applications sous-marines, soit pour connecter les plates-formes offshore et les champs d'éoliennes à la terre, soit pour transporter l'électricité sur de longues distances à travers la mer, soit la connexion des îles au continent. puisque les lignes aériennes ne peuvent pas être utilisées, le système câbles HVDC sous-marine est la clé de cette transmission et le développement de cette clé signifie l'évolution de système de transmission HVDC

III.3.1. Technologie des câbles sous-marins HVDC:

Le choix de la technologie de conversion, ainsi que les niveaux de puissance et de tension et entourage , conditionnent les caractéristiques du câble. Les câbles sous-marins à courant continu haute tension (HVDC) sont utilisés à des fins commerciales depuis les années 1950. Aujourd'hui, deux technologies de câbles HVDC sont disponibles[48]:

III.3.1.1 Câbles recouverts de papier(Paper-lapped -cables):

Ce type de câble est actuellement le plus utilisé. Il est en service depuis plus de 40 ans, a fait ses preuves et peut être fourni par les fabricants européens à des tensions allant jusqu'à +/- 600 kV et 1800 A DC, ce qui correspond à une puissance polaire maximale de 1100 MW et une puissance bipolaire de 2200 MW. La taille des conducteurs peut aller jusqu'à 2500 mm²[47].



Figure 3.1 un Câbles recouverts de papier

III.3.1.1 Câbles en polymère, par exemple XLPE :

Les câbles polymères sont principalement utilisés dans les convertisseurs de source de tension qui permettent d'inverser le flux de puissance sans inverser la polarité. à ce jour, cette technologie a été appliquée à des tensions allant jusqu'à +/- 200 kV (en service avec une puissance de 500 MW). Il y a des projets à un stade avancé de construction à la tension de +/- 320 kV et 800 MW et des projets en cours à 1000 MW par bipole, et il est prévu d'augmenter la tension et la puissance dans un avenir proche[47]e.



Figure 3.2 un Câbles recouverts de papier

III.3.2 les différentes catégories de la technologie des câbles sous-marins :

Il convient de souligner que chaque système de câbles sous-marins HVDC est conçu sur mesure pour chaque projet individuel afin de correspondre aux exigences spécifiques du projet. Les exemples ci-dessous illustrent les différentes catégories de câbles sous-marins HVDC disponibles aujourd'hui.

III.3.2.1 Câbles basse pression remplis d'huile :

Les câbles à isolation papier remplis d'huile conviennent parfaitement à la transmission HVDC pour des distances allant jusqu'à environ 50 km en raison des limitations du circuit hydraulique.

Le système d'isolation de ces câbles est constamment sous pression d'huile pour éviter la formation de cavités lorsque les câbles sont refroidis et que l'huile se contracte.

Les systèmes de câbles remplis d'huile ont été qualifiés pour une utilisation en courant alternatif et continu[47].

les exemples d'utilisation de câbles à basse pression remplis d'huile sont Les interconnexions entre l'Arabie Saoudite et l'Egypte ("Projet Aqaba") et le projet Espagne-Maroc[49][50]



Figure 3.3 le composant d un Câblent basse pression

III.3.2.1 Câbles sous-marins HVDC imprégnés en masse :

Les câbles HVDC sous-marins imprégnés en masse n'ont pas besoin d'être alimentés en huile par les extrémités et n'ont donc aucune limitation de longueur.

Les câbles imprégnés en masse sont composés d'un composé d'imprégnation à très haute viscosité qui ne provoque aucune fuite en cas d'endommagement ou de défaillance du câble. Par rapport aux câbles remplis d'huile, la conception compacte est également un avantage pour les applications en eau profonde.

L'interconnexion entre l'Espagne et Majorque ("projet Cometa") est un exemple d'utilisation de câbles HVDC sous-marins imprégnés en masse[47].



Figure 3.4 un Câbles imprégnés en masse

III.3.2.2 Câbles isolants extrudés:

Une bande de gonflement à l'eau semi-conductrice est ensuite appliquée entre le blindage extérieur semi conducteur et la gaine métallique afin de limiter la propagation de l'eau le long de l'âme du câble en cas d'endommagement du câble.

La gaine métallique est en alliage de plomb, sur lequel est extrudée une couche de polyéthylène. L'"armure" comprend la literie, l'armure et La portion, appliquée en un seul processus commun.



Figure 3.5 un Câbles isolants extrudés

Le blindage est constitué d'une couche de fils d'acier galvanisé. La portion est faite de fils de polypropylène qui assurent un haut degré de protection contre l'abrasion et réduisent le frottement des câbles pendant la pose. Des câbles isolants extrudés ont été déployés dans l'interconnexion Trans Bay San Francisco.

Le projet de câble Trans Bay (projet TBC) est un projet sous-marin de 400 MW, +/- 200 kV, point à point, système de transmission VSC DC. Il transmet l'énergie de Pittsburgh , Californie à la ville de San Francisco[47].

en conclusion, Aujourd'hui, les câbles sous-marins HVDC imprégnés en masse sont disponibles jusqu'à +/- 600 kV à 2200 MW et les câbles XLPE HVDC jusqu'à +/- 320 kV à 1 000 MW. On peut s'attendre à une augmentation de la tension et de la capacité dans un proche avenir [47].

III.3.3 Installation de câbles sous-marins HVDC:

L'installation de câbles sous-marins HVDC est une opération critique et de haute technologie en mer : elle nécessite de l'expérience, des équipes dédiées et des équipements spéciaux pour être exécutée sans endommager le câble.

Pendant l'opération de pose, il est important de surveiller la profondeur de l'eau et le courant et de contrôler la tension des câbles, la vitesse du navire de pose, l'itinéraire de pose et l'angle de pose afin d'assurer le succès de l'installation. L'opération de pose

doit être soigneusement prise en compte aussi bien dans la conception du système de câbles que dans la planification de l'installation.

Il convient de faire la distinction entre la pose de câbles en eau peu profonde (c'est-à-dire jusqu'à une profondeur maximale de 500 m) et la pose de câbles en eau profonde (c'est-à-dire une profondeur de 500 m à 2 000 m)[47].

Cette distinction est principalement une conséquence du risque de dommages mécaniques le long de l'itinéraire :

Pour les systèmes de câbles en eaux peu profondes, l'enfouissement est obligatoire pour protéger le câble contre les risques de dommages causés par les engins de pêche et les ancrés ;



Figure 3.6 Installation de câbles sous-marins HVDC a une profondeur moins de 500m

Pour les applications en eau profonde, les menaces provenant des engins de pêche et des ancrés sont inexistantes et, par conséquent, une opération d'enfouissement peut être en grande partie omise.

à partir de 500 m, les câbles HVDC sous-marins seront simplement posés sur le fond marin.

Dans la plupart des cas, ils sont posés individuellement, la distance entre les câbles étant généralement le double de la profondeur de la mer. Cette exigence résulte de la nécessité de récupérer le câble en cas d'endommagement et d'éviter tout

chevauchement. En ce qui concerne l'opération de pose, il est à noter que dans les eaux profondes, chaque câble sera posé en une seule opération de pose.

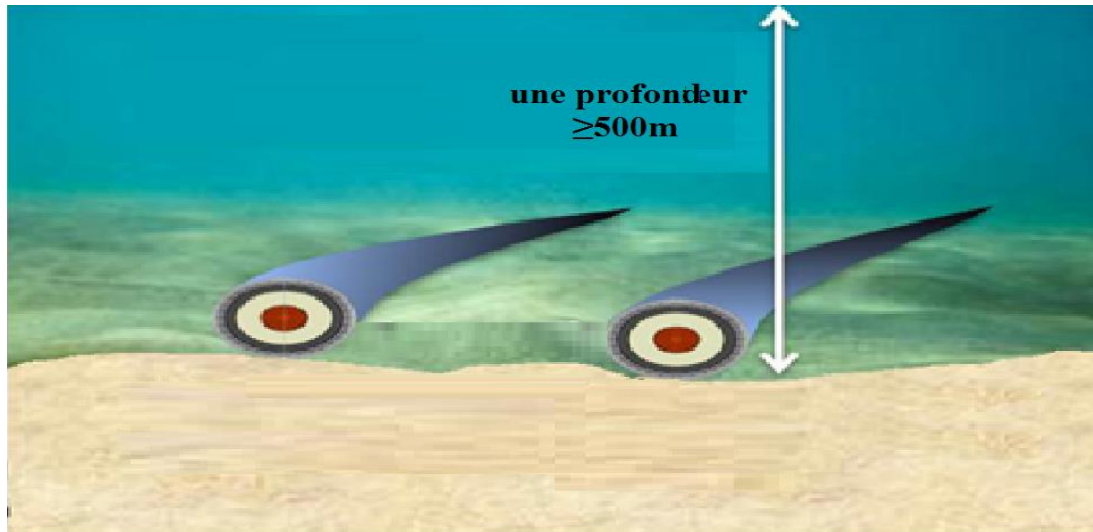


Figure 3.7 Installation de câbles sous-marins HVDC a une profondeur plus de 500m

Au fil du temps, ils seront couverts par les segments environnementaux locaux, y compris le sable et les moules qui n'affectent pas le fonctionnement du câble. En retour, le câble n'a aucun impact sur l'environnement.

Par conséquent, l'installation de câbles en eau peu profonde peut être plus coûteuse qu'en eau profonde, car il faudra peut-être tenir compte de l'enfouissement des câbles et des mesures de protection potentielle..

III.3.4 Intégration de systèmes HVDC sous-marins dans les réseaux de transmission AC

Les systèmes de câbles sous-marins HVDC peuvent être considérés comme l'équivalent d'une centrale électrique ou d'une charge électrique. Par conséquent, leur intégration dans les réseaux de transport CA existants nécessite un examen attentif, donc il est recommandé de prendre en compte les aspects suivants :

- Le réseau d'alimentation doit avoir la capacité de soutenir la demande d'électricité ;

- Le réseau alimenté doit avoir la capacité de recevoir et de transmettre la puissance requise ;
- la disponibilité d'un réseau de transport étendu et optimisé est d'une importance primordiale.

Cela jouera un rôle important en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement et l'intégration progressive d'un marché électrique étendu.

Une particularité de la transmission en courant continu est que le flux de charge peut être contrôlé simplement par la régulation de tension alors qu'il est plus complexe pour les systèmes de transmission en courant alternatif [47].

III.4. LE PROJET "INTERCONNEXION ELECTRIQUE SOUS-MARINES (ALGERIE- ESPAGNE)":

L'objectif proposée consiste à créer une interconnexion des systèmes électriques de l'Espagne et l'Algérie de 2000 MW 400 KV

Cette interconnexion se caractérise par la faiblesse de réseaux électrique nationale face à la robustesse du réseau espagnol. Pour cette raison une interconnexion HVDC est proposée car une interconnexion « classique » en AC aura des répercussions désastreuses sur le réseau Algérien en cas d'incidents survenant au réseau Espagnol. La société nationale SONELGAZ a créé une combinaison de plusieurs centrales électriques totalisant une puissance totale de 2000 MW pour aux besoins locaux (800MW) et d'autres pour l'exportation (1200MW) ainsi que les projets de l'énergie renouvelable pour le développement de réseau national. Le projet de interconnexion électrique [51].

La technologie des convertisseurs VSC commandé par le MLI domine aujourd'hui la majorité des projets de transmission HVDC grâce à son efficacité dans la suppression des harmoniques et l'amélioration du facteur de puissance, donc dans ce chapitre nous supposons que cette transmission sera de type VSC -HVDC commandé par un MLI et que la puissance transitée est de 2000MW pour une tension à partir de ± 300 kV.

À chaque extrémité cette interconnexion, une station de conversion VSC assurera la transformation entre courant alternatif et courant continu et inversement.

La longueur totale de la ligne c'est-à-dire de Almería (en Espagne) et à Terga (près de Aïn Temouchent, en Algérie) peut atteindre environ 200 kilomètres.

les câbles sous-marins HVDC imprégnés en masse sont les plus utilisés dans l'interconnexion sous-marine ils sont disponibles jusqu'à +/- 600 kV à 2200 MW [47]. Cette technologie de câble a plus de 100 ans d'utilisation, elle a été utilisée dans le premier câble HVDC sous-marin en 1954 [52] et elle représente plus de 90 % de tous les projets de transmission sous-marine HVDC.

la majorité du bassin méditerranéen entre l'Algérie et l'Espagne a une eau de profondeurs de 1000 mètres ce qui implique que les menaces provenant des engins de pêche et des ancres sont moins existantes et par conséquent, une opération d'enfouissement peut être en grande partie minimisée juste dans environ les premiers 50 km à partir de la littorale, et les câbles seront simplement posés sur le fond marin ce qui réduit le coût du projet.

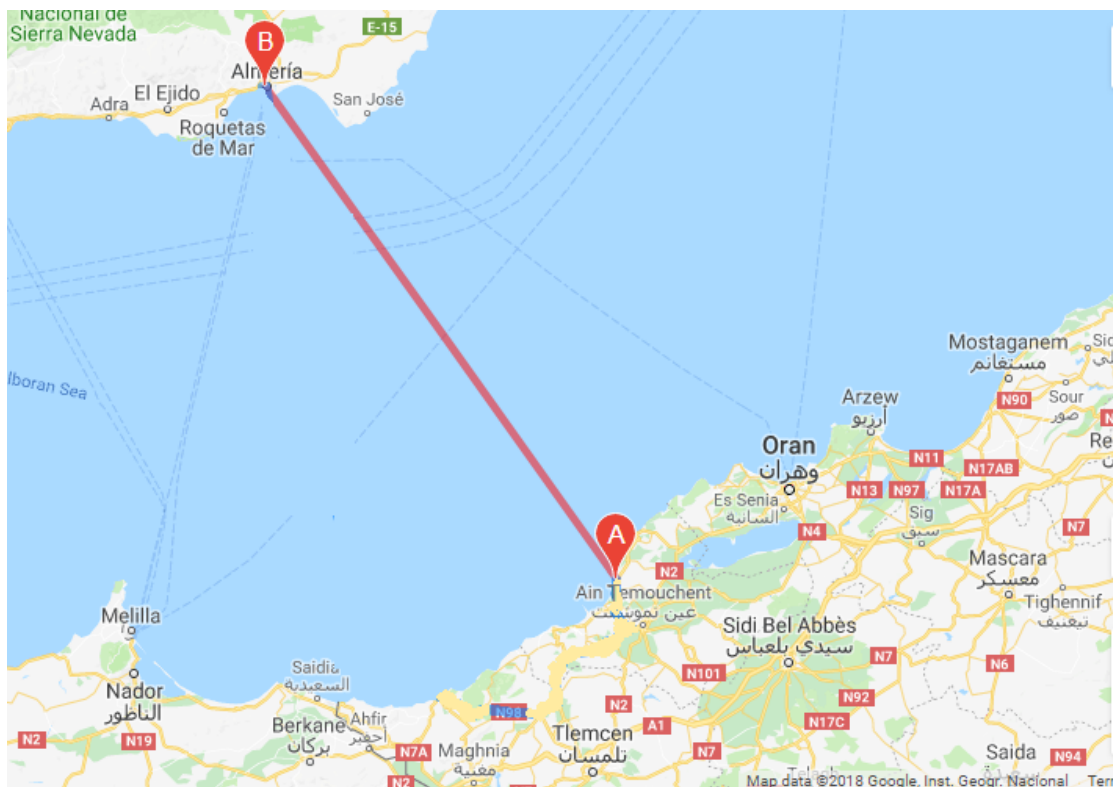


Figure 3.8 lien de 200KM entre Oran et Almeria

III.5 LA SIMULATION :

une interconnexion VSC-HVDC de 300KV, 2000MW de type monopolaire constitué de deux système AC , le première est une source de tension 400KV, 2000MW et le deuxième est un réseau électrique , ce réseau est constituer de trois systèmes AC , chacun de ces systèmes est constitué d' une source de tension, un disjoncteur, et un transformateur. les trois systèmes AC sont liées entre eux par des lignes de 3 km et liée avec les deux bus de charges par des câbles de 35 km et 70 km, juste le premier système AC 220KV est lié directement avec une charge .les charges utilisées consomment au minimum 10^4 W, et au maximum $9 \cdot 10^5$ W de la puissance active et $0.5 \cdot 10^4$ _ $35 \cdot 10^4$ VAR de puissance réactive. Le système totale est l équivalent de 400KV, 1990MW.

le lien entre les réseaux alternatives et les autres éléments est un transformateur triphasée a deux enroulements avec un couplage Y/ D le primaire mise a la terre ,ce transformateur transforme la tension du réseau (400 KV) a une tension utilisable par le convertisseur (300KV) et une réactance de phase qu'il permet de réguler le flux de puissance active et réactive entre le convertisseur et le réseau

Le convertisseur VSC de type "trois niveaux" est utilisé pour charger les capacités continues (7 uF) qui sont connectées aux bornes de chaque convertisseur a une tension de base 300KV .

un filtre passe-bas du second ordre formé par des capacités placé en parallèle dans le circuit et la réactance de phase qui est en série Pour éliminer les harmoniques d'ordre élevé produits par le convertisseur et des filtre de type (double tuned) pour les harmoniques 3,5,7,9 ,un filtre coté continu (single ordre) utiliser pour utilisé juste pour harmonique 3 [24] comme il est illustré dans la figure 3.10 .

Le système de réglage MLI pour les deux stations VSC est identique, ce système contrôle la puissance active P et la puissance réactive Q dans la station 1 , la tension continue Udc et la puissance réactive Q dans la station 2 (la même stratégie de commande décrite dans le chapitre 2) avec la fréquence de commutation $34 \cdot 50$ HZ

La longueur du câble de transmission DC est 200 km relie les deux VSC ,des réactances et des filtres DC utilisées le premier est pour lissage du courant et le deuxième pour élimination des harmoniques, tout le système est dans la figure 3.9

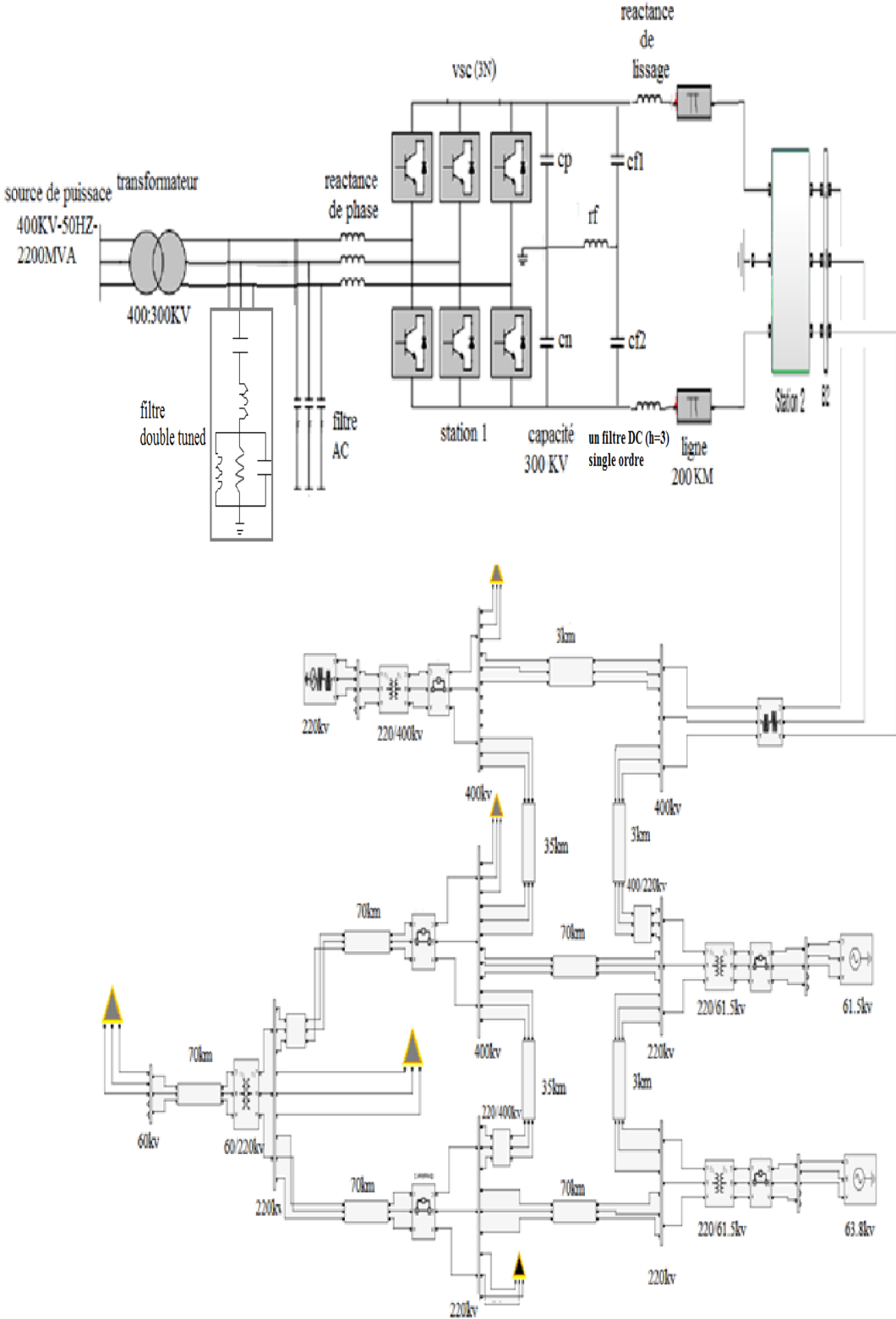


Figure 3.9 Intégration de systèmes HVDC dans un réseaux AC

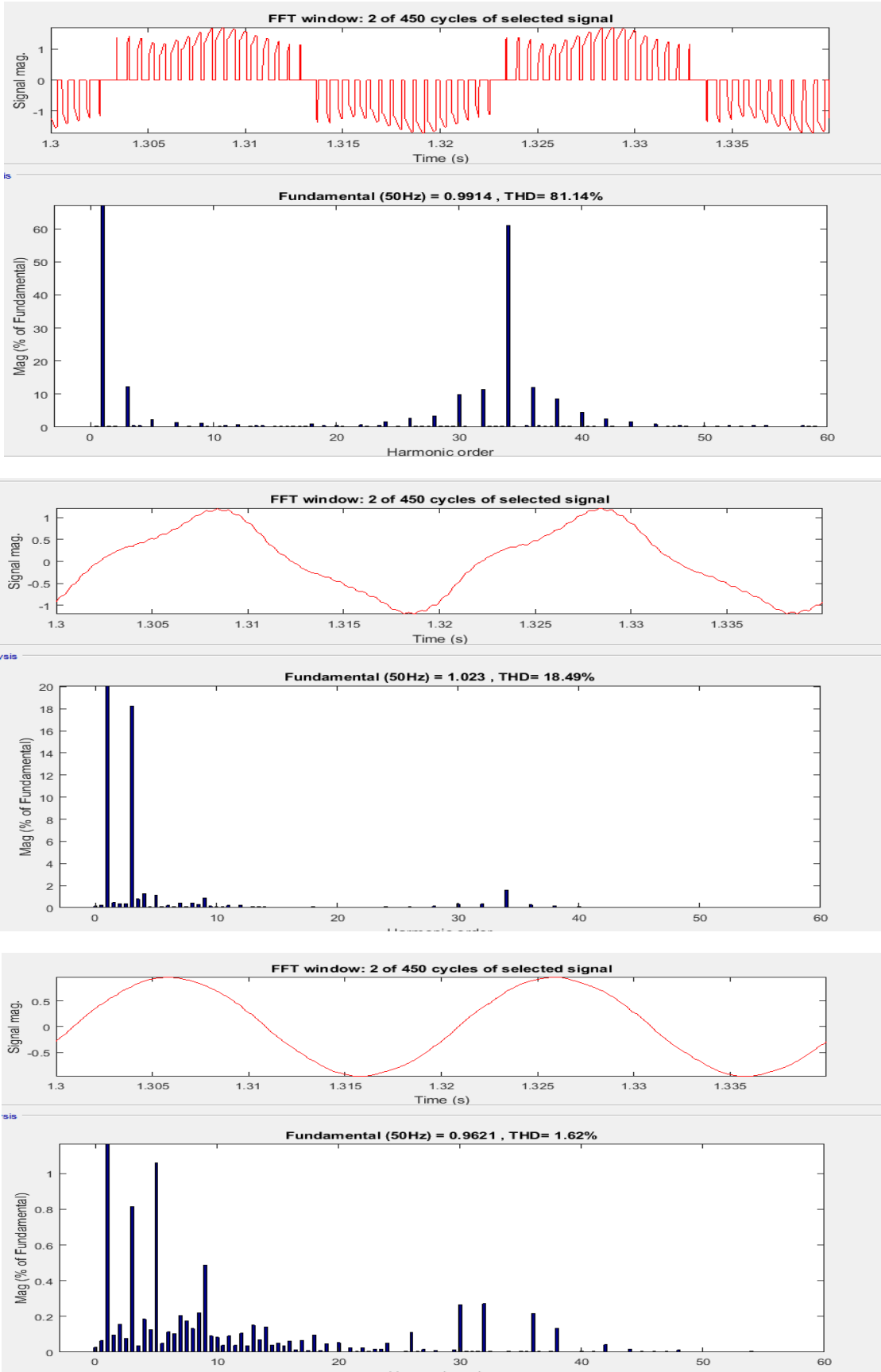


Figure 3.10 FFT au niveau VSC, filtre, source consécutive de station 1

III.5.1 fonctionnement normale :

au début du simulation les convertisseurs dans les deux station sont bloqué , les diode antiparallèle forme un redresseur non commandé qui va chargé les condensateurs par la source alternatif et qui va démarré le VSC convertisseur de station 2 et de la station1.

La puissance active progresse de façon lente et atteint État d'équilibre à $t=1s$ avec une puissance et tension et courant de 1pu coté redresseur et 0.85 pu coté onduleur a cause des pertes joules dans ligne DC puisque ces pertes sont proportionnels avec le courant(DC) de ligne .

Le système est montré dans les figures 3.11 et 3.12

le temps de simulation est 9 second

on présente les grandeurs de simulation dans chaque station comme suit :

U_{abc} est la tension alternatifs du réseau;

I_{abc} est le courant alternatifs du réseau;

P_{meas} et P_{ref} est la puissance active et sa référence;

Q_{meas} et Q_{ref} est la puissance réactive et sa référence;

U_{meas} est la tension efficace;

I_{v_d} et I_{ref_d} est la composante directe(repère dq) du courant alternatif et sa référence;

I_{v_q} et I_{ref_q} est la composante quadratique(repère dq) du courant alternatif et sa référence

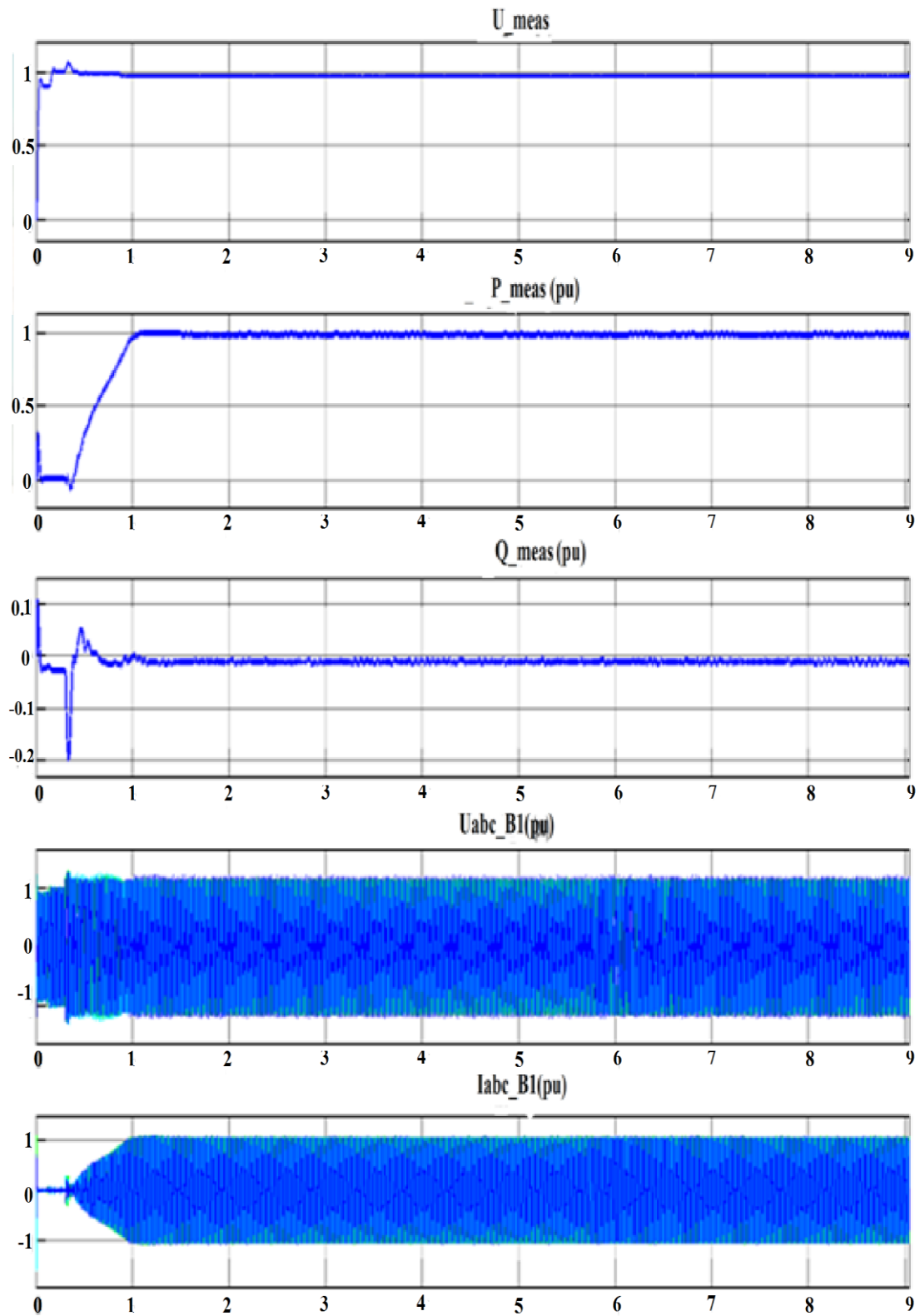


Figure 3.11 les paramètres qui atteints l'équilibre (redresseur)

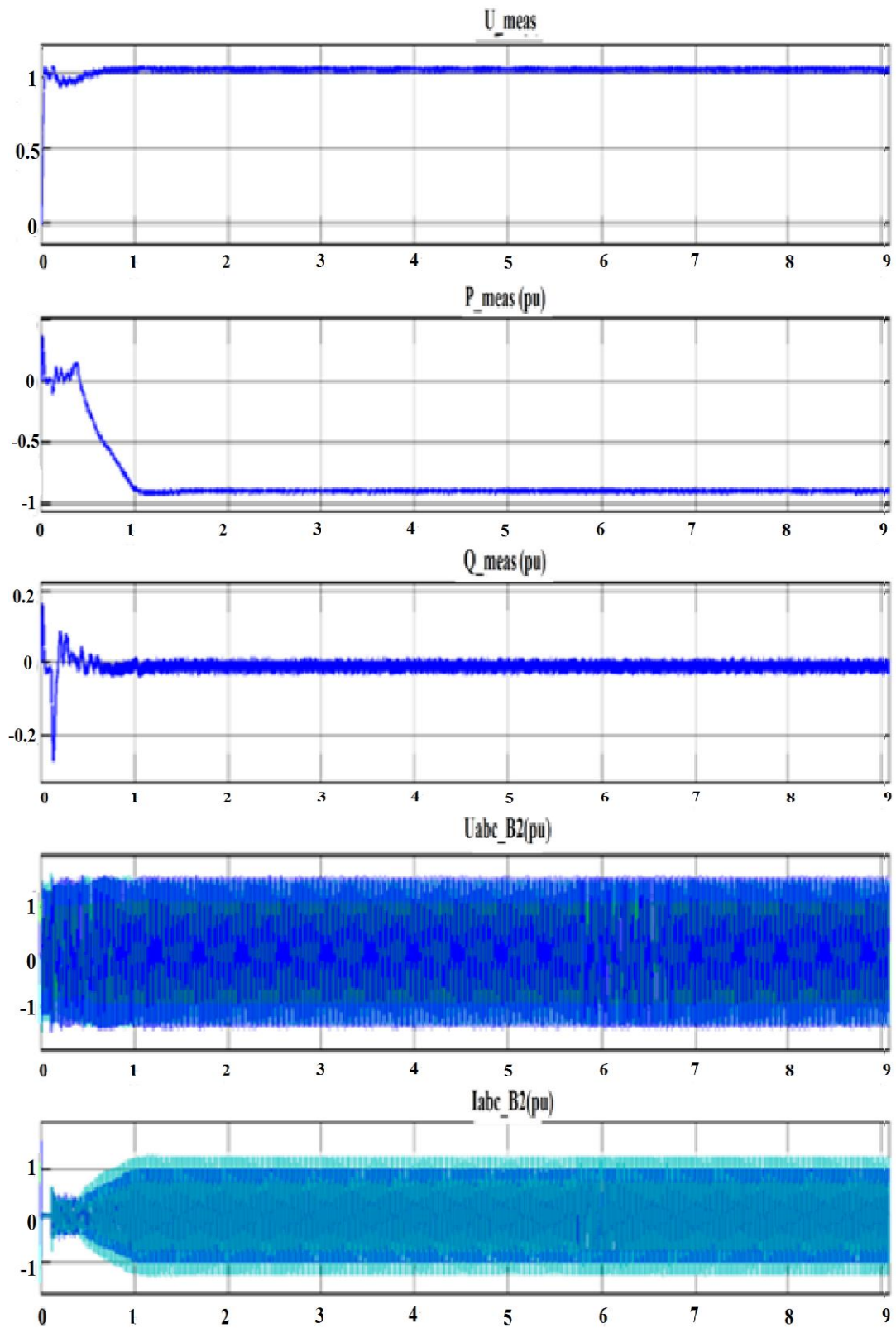


Figure 3.12 les paramètres qui atteints l'équilibre (onduleur)

III.5.2 un court-circuit cotée AC de l' onduleur :

A $t = 4.5$ s:

un court-circuit alternatif triphasé causé dans l'onduleur jusqu' a $t=5$ s, les résultats sont indiqués dans la figure 3.13 et 3.14.

On remarque que la tension alternative coté onduleur U_{abc2} chute a zéro, la tension alternatives de redresseur U_{abc1} augmente un peu mais reste équilibré.

Les courants alternatives dans la station2 (onduleur) I_{abc2} atteignent un pic de 2 pu crête a instant de défaut puis on observe une augmentation de courant qui atteint 1.4 pu crête durant la période de défaut (a cause de diminution de la tension coté onduleur)

Les courants alternatives cote redresseur I_{abc1} diminue pour réduire la puissance transmise.

La tension continue coté onduleur (U_{dc2}) et redresser (U_{dc1}) sont bien contrôlée par ces références mis a part quelques fluctuation

La puissance active cote redresseur P_1 diminue de 1pu en conséquence de diminution des courants alternatives coté redresseur I_{abc1} .

la puissance réactive du redresseur Q_1 reste en équilibré en générale.

Finalement on remarque que le déséquilibre termine avec la désactivation du court-circuit AC et que le système totale et le système de commande retourne a se fonctionner de façon totalement normale

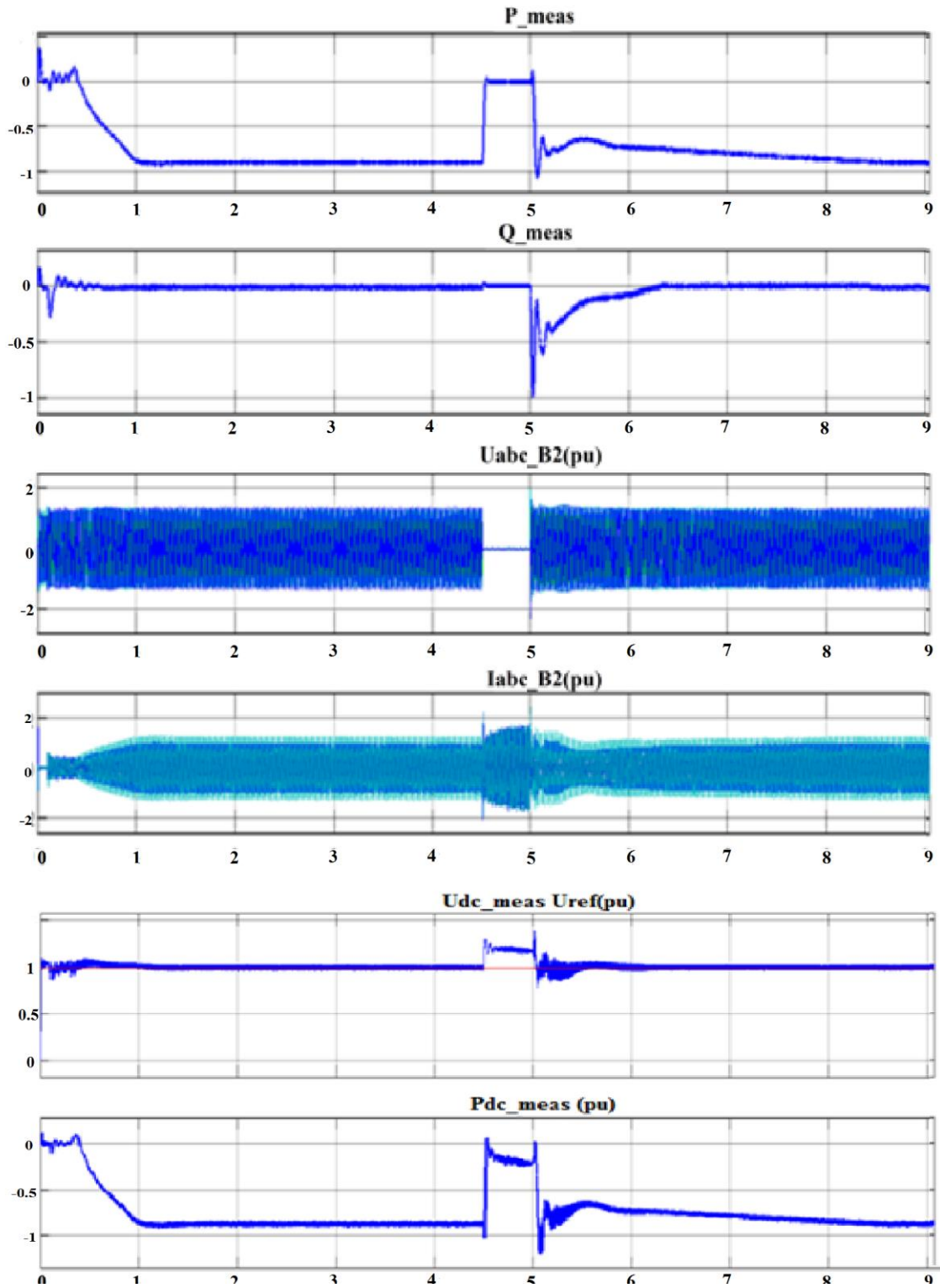


Figure 3.13 le système après AC défaut (onduleur)

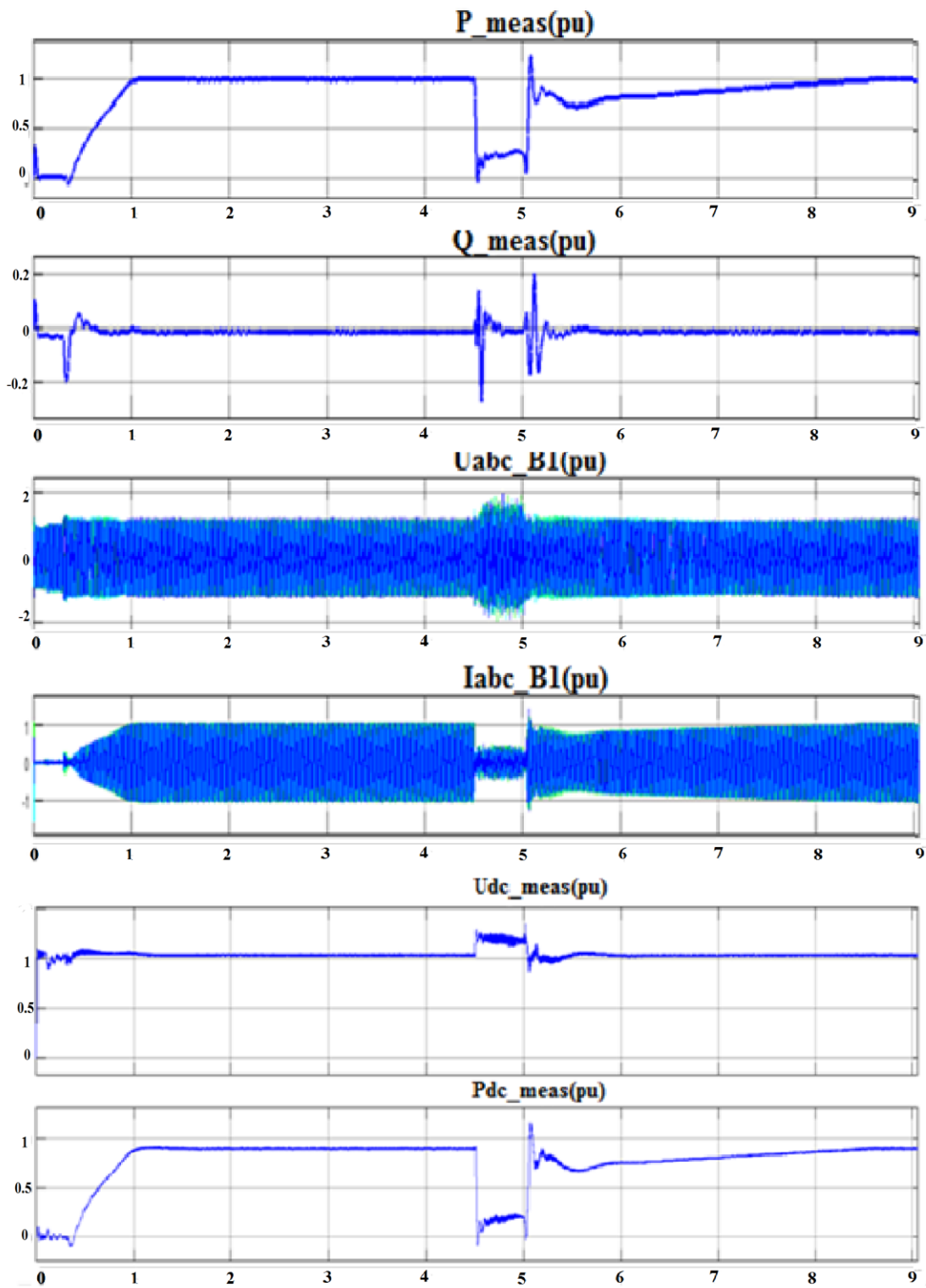


Figure 3.14 le système après AC défaut (redresseur)

III.5.3 un court-circuit DC :

À $t = 4.5$ s:

Un court-circuit DC proche de redresseur jusqu' a $t = 5$ s, les résultats sont indiqués par la figure 3.15, 3.16, 3.17, 3.18

On remarque un déséquilibre et une grande perturbation dans tout le système cette perturbation atteint aussi le système de commande, (les perturbations du système de commande sont un peu grandes aux cotés onduler par rapport à l'autre côté)

On remarque une augmentation de la tension alternative dans les deux stations cette augmentation atteint jusqu' a 2 pu côté onduleur et 1.7 pu côté redresseur

Le courant alternatif augmente aussi et atteint jusqu' a 1.4 pu côté onduleur et 1.2 pu côté redresseur

Dans le côté onduleur, la puissance réactive augmente lentement et la puissance active diminue par conséquent jusqu' a 0.8 pu

Côté redresseur la puissance active et réactive sont déséquilibrées mais restent plus ou moins à leur valeur

La tension continue côté onduleur (U_{dc2}) et redresseur (U_{dc1}) sont aussi déséquilibrées

Finalement on remarque que le déséquilibre ne termine pas avec la désactivation du court-circuit DC et que le système total et le système de commande ne retournent pas à son fonctionnement normal mais il reste déséquilibré

Un bon niveau de tension (U_{dc}) DC est primordial pour avoir un bon fonctionnement de la liaison. Il est donc nécessaire de déconnecter la liaison et de mettre les contrôles hors services lorsqu'on observe un défaut DC [53].

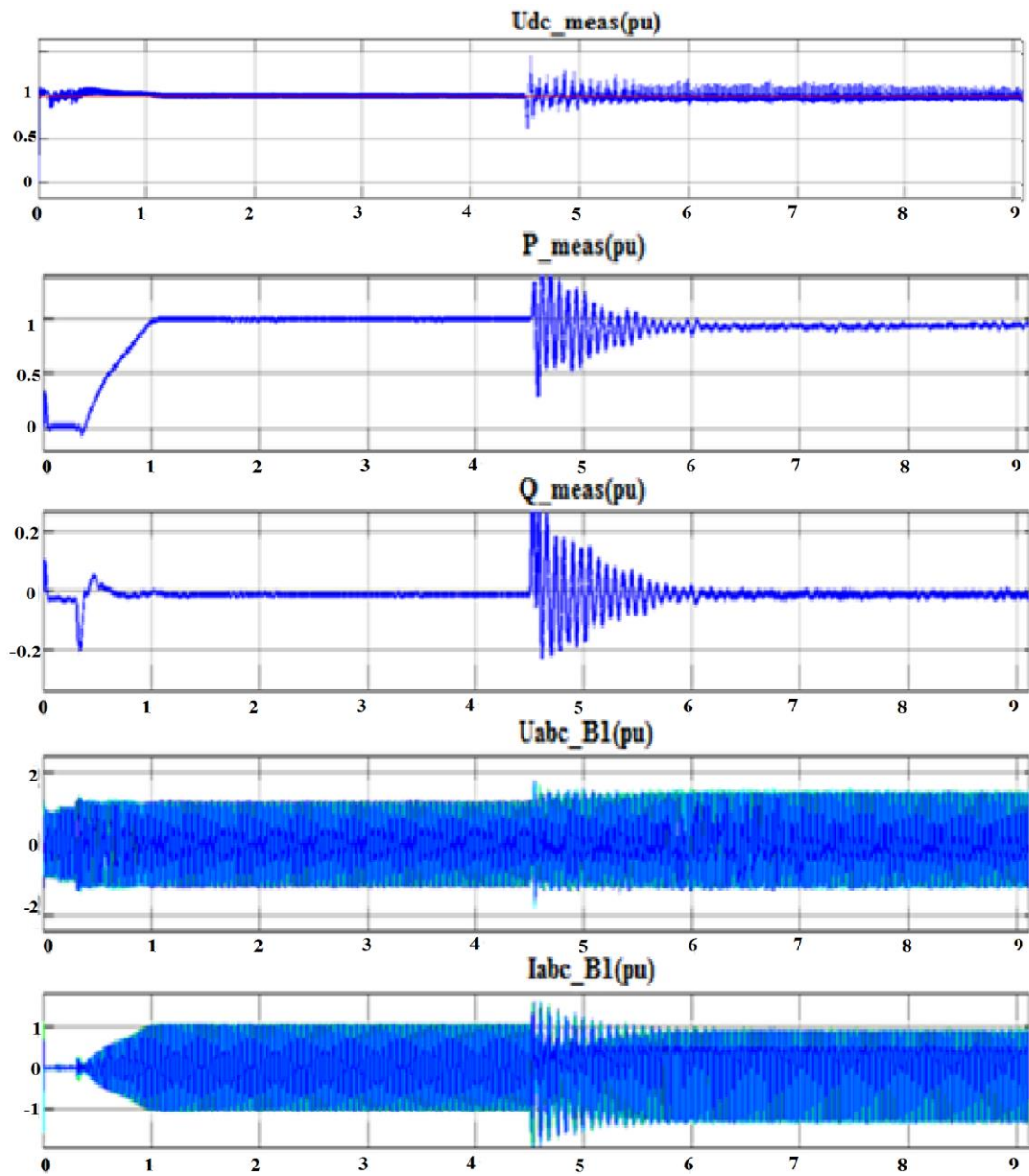


Figure 3.15 le système après DC défaut (redresseur)

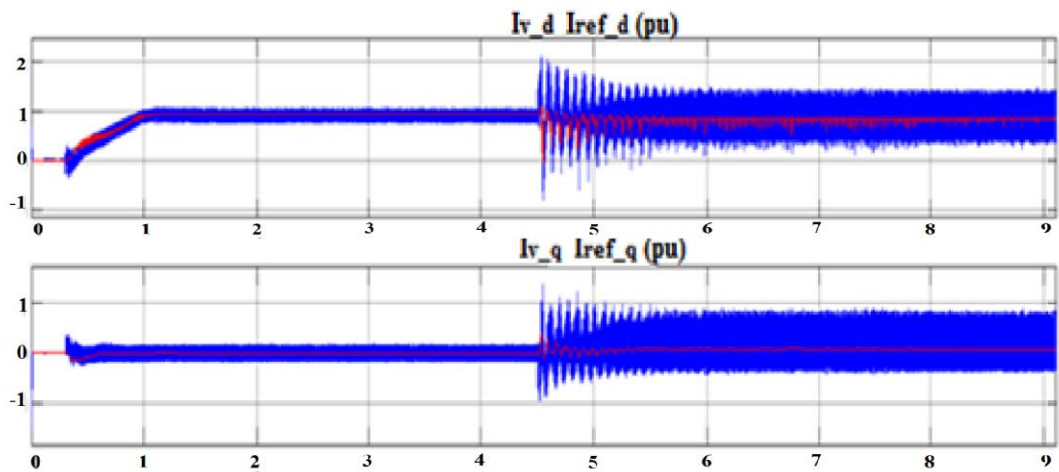


Figure 3.16 le système de commande après DC défaut (redresseur)

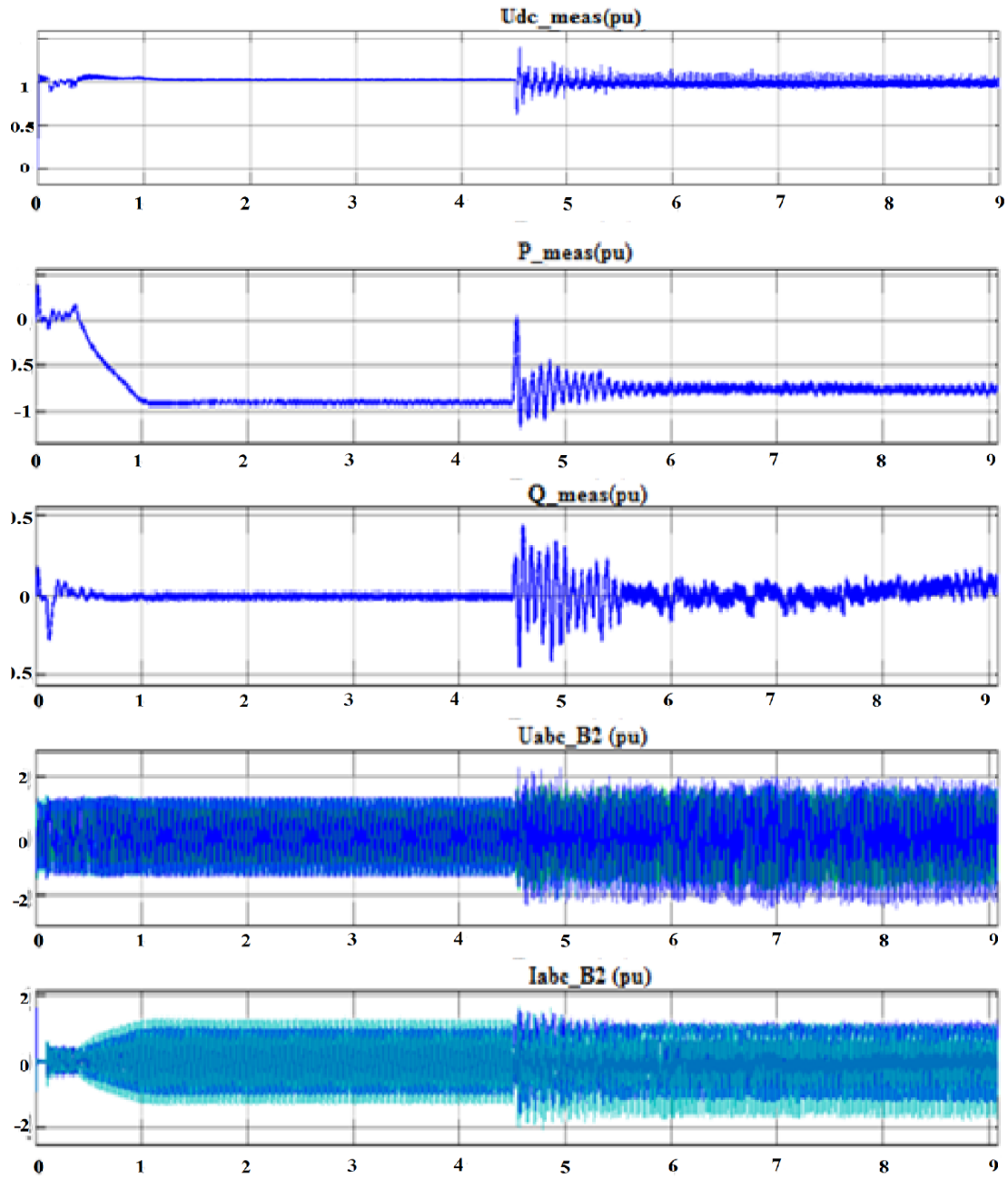


Figure 3.17 le système après DC défaut (onduleur)

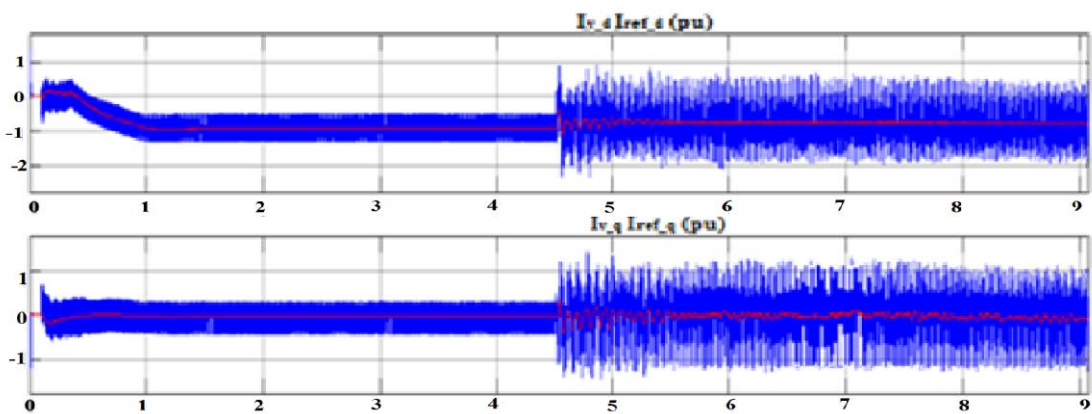


Figure 3.18 le système de commande après DC défaut (onduleur)

III.6. CONCLUSION:

A partir de ce chapitre on peut dire que, Le câbles HVDC proposé pour l'interconnexion sous-marins entre l'Algérie et Espagne est le câble imprégnés en masse puisque il est utilisé dans la majorité des interconnexions sous marin ,il ne provoque aucune fuite en cas d'endommagement ou de défaillance et il ya aucune limitation de longueur.

la simulation nous ont montrée que la meilleur topologie de système VSC-HVDC pour le projet "interconnexion électrique sous-marines (algerie- espagne)" est la topologie bipolaire pour réduire aux maximum les pertes.

les liaison VSC-HVDC sont plus tolérantes aux défauts coté alternatif que les défauts coté continue car le défaut DC présente un grand problème dans tout le système HVDC et le système de réglage MLI .

En cas de défaut au niveau DC, il est nécessaire de déconnecter la liaison HVDC et mettre les système de contrôles hors services pour que le système retourne a son fonctionnement normale .

Conclusion Générale

Ce travail m'a permis d'étudier le fonctionnement du transport d'électricité en courant continu HVDC , Cette technologie est utilisée plus comme une moyenne pour faire des interconnexions entre des réseaux AC synchrones ou non-synchrones, c'est aussi une solution économiquement rentable pour transporter l'énergie électrique sur longue distance.

L'objectif de mon travail de fin d'étude était de d'étudier et examiner la capacité d'un lien HVDC sous-marin de type VSC commandé par un MLI pour avoir une interconnexion avec un minimum de pertes et une bonne contrôlabilité. .

Pour atteindre cet objectif, nous avons suivi les étapes :

- Comprendre la technologie HVDC sur la base des travaux de modélisation et de contrôle existants
- examiner le lien VSC HVDC et voir sa réponse au changement des références de puissance active et réactive et la puissance alternative
- étudier les câbles utilisés dans le transport à courant continu
- examiner le lien VSC HVDC en ajoutant un réseau standard comme une charge et voir sa réponse défaut côté alternatif et côté continu

Les résultats ont montré que le système VSC-HVDC peut efficacement améliorer la performance globale du réseau alternatif, en effet l'utilisation des convertisseurs VSC et la technique de modulation de largeur d'impulsion MLI a permis le contrôle indépendant des puissances active transportée par la ligne à courant continu et les puissances réactives de chaque terminal , ces résultats ont montré que la topologie bipolaire est la meilleure solution pour avoir un transport de grande puissance avec des pertes minimales.

Références

- [1] Emmanuel De Jaeger. LELEC2520, réseaux d'Energie Electrique, 2014.
- [2] Dennis A Woodford. HvdC transmission. Manitoba HVDC Research Centre, pages 400{1619, 1998.
- [3] KR Padiyar. HVDC power transmission systems : technology and system interactions.
- [4] Emmanuel De Jaeger. LELEC2753, systèmes d'énergie électrique - question approfondies,2015.New Age International, 1990
- [5] K.R. Padiyar. *HVDC Power Transmission Systems : Technology and System Interactions*. Wiley, 1990.
- [6] Dirk Van Hertem, Mehrdad Ghandhari, and Marko Delimar. Technical limitations towards a super grid—a European prospective. In *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon),2010 IEEE International*, pages 302–309. IEEE, 2010
- [7] Mémoire présenté par Martin FUNCK , Joseph VANDENDORPE "Liaisons HVDC: structure, contrôle et modélisation" Année académique 2015-2016
- [8] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*. London: The Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [9] M. A. Laughton and D. J. Warne, *Electrical Engineer's Reference Book*, 16th ed.Oxford [England] ; Boston, MA : Newness: Newness, 2003.
- [10] E.W Kimbark, *Direct Current Transmission*.New York: John.Wiley, 1971, vol. I.
- [11] D. A. Woodford, "HVDC transmission," Manitoba HVDC Research Centre, Tech. Rep., 1998.
- [12]V. K. Sood, *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems*. Norwell,Massachusetts USA: Kluwer Academic Publishers, 2004.
- [13] J. G. D. Menzies and F. Biledt, "Electrical system considerations for the Argentina-Brazil 1000MW interconnection," in CIGR'E conference, Paris, France, August-September 2000.
- [14] M. H"ausler, "Multiterminal HVDC for high power transmission in Europe," in CEPEX99 conference, Poznan, Poland, March 1999.

- [15] G. Morin, L. X. Bui, S. Casoria, and J. Reeve, "Modeling of the Hydro-Quebec - New England HVDC system and digital controls with EMTP," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 8, no. 2, pp. 559–566, April 1993.
- [16] Dr. Le Tang. High voltage dc technologies. Technical report, ABB, 2010.
- [17] R. Rudervall, J. P. Charpentier, and R. Sharma, "High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper," in Energy Week 2000, Washington, D.C, USA, March 2000.
- [18] L. Weimers, "New markets need new technology," in Proc. of 2000 International Conference on Power System Technology, vol. 2, Perth, Australia, December 2000, pp. 873–877.
- [19] R. Grunbaum, B. Halvarsson, and A. Wilk-Wilczynski, "Facts and HVDC Light for power system interconnections, in PowerDelivery Conference", Madrid, Spain, September 1999.
- [20] M. H. J. Bollen, Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. New York: IEEE Press, 2000.
- [21] T Abdelkrim, EM Berkouk, K Aliouane, K Benamrane, and T Benslimane. "Etude et réalisation d'un onduleur _a trois niveaux commandé par mli vectorielle". Revue des Energies Renouvelables, 14(2) :211{217, 2011.
- [22] Groupe de travail B4.37, VSC TRANSMISSION, Cigré, coll. « Brochure », avril 2005, chap. 269
- [23] Vijay K. Sood. HVDC and FACTS Controllers. KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS, 2004.
- [24] Cuiqing Du. VSC-HVDC for industrial power systems. PhD thesis, 2007.
- [25] J. Arrillaga, High Voltage Direct Current Transmission. London: The Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [26] Y. Jiang, "Active and reactive power control of transmission systems with voltage source converter," Ph.D. dissertation, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 1997.
- [27] M. M. de Oliveira, "Power electronics for mitigation of voltage sags and improved control of AC power systems," Ph.D. dissertation, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 2000.

- [28] L. Weimers, "New markets need new technology," in Proc. of 2000 International Conference on Power System Technology, vol. 2, Perth, Australia, December 2000, pp. 873–877.
- [29] Narain G Hingorani. High-voltage dc transmission : a power electronics workhorse. Spectrum, IEEE, 33(4) :63{72, 1996.
- [30] Siemens AG. High voltage direct current transmission - proven technology for power exchange. 2011.
- [31] Deepak Tiku. dc power transmission : Mercury-arc to thyristor hvdc valves [history]. Power and Energy Magazine, IEEE, 12(2) :76{96, 2014.
- [32] ABB. The early hvdc development - the key challenge in the hvdc technique. https://library.e.abb.com/public/93e7f5ea0e800b7cc1257ac3003f4955/HVDC_50years.pdf, . [Consulter le : 28-05-2016].
- [33] Jinping-Sunan ± 800 kV UHVDC Transmission Project_Classic HVDC_Project Reference_Highlights_C-EPRI sur le site "http://www.cepri.com.cn/aid/details_72_271.html" [Consulter 14/02/2018]
- [34] ANALYSIS The world's longest power transmission lines By Akanksha Gupta SUR LE SITE" <https://www.power-technology.com/features/featurethe-worlds-longest-power-transmission-lines-4167964/>" [Consulter le 09-09-2018]
- [35] G.Pfaff, A.Weschta and A.F.Wick, "design and Experimental Results of a Brushless AC Servo Drives," in Conf. Rec. IEEE/IAS Annu. Meet., 1982, pp. 692-697.
- [36] H.Le-Huy and Louis-A, " AI^ Adaptive Current Controller for Pm Inverters, " Corif. Rec. IEEE/PESC, 1486, pp. 610-616.
- [37] Udana Niranga Gnanarathna. Ecient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs. PhD thesis, 2014.
- [38] Hiteshkumar Patel Vijay K. Sood "paper presents a detailed model of a Voltage Source Converter (VSC) operated HVDC transmission system, simulated with EMTP-RV package" Faculty of Engineering and Applied Science University of Ontario Institute of Technology, Oshawa, Ontario L1H 7K4, CANADA Oshawa, Ontario L1H 7K4, CANADA.

[39] theses.lib.vt.edu, 'Appendix A: Rotating (D-Q) Transformation and Space Vector Modulation Basic Principles', [Online]. Available: https://theses.lib.vt.edu/theses/available/etd-031899_212402/unrestricted/APPENDIXES.PDF. [Accessed: 11-Dec-2016].

[40] C. Kamalakannan and L. Padma Suresh, Eds., "Design and Analysis of Three Phase Four Wire," in Power Electronics and Renewable Energy Systems, NY: Springer India, 2015, p. 1029 [Online]. Available: https://books.google.com/books?id=EbSLBQAAQBAJ&pg=PA1029&lpg=PA1029dq=%22zerodirectquadrature%22&source=bl&ots=HJLgB15oyl&sig=QDBYnrSUo3o_30Lff2h_xhabJo&hl=en&sa=X&ved=0ahUKEwj7hO_4ezQAhVFiCwKHSgqCfAQ6AEIWDAK#v=onepage&q=%22zero-direct-quadrature%22&f=false.

[41] R.H. Park Two Reaction Theory of Synchronous Machines AIEE Transactions 48:716-730 (1929).

[42] Tamiru Woldeyesus Shire. VSC-HVDC based network reinforcement. PhD thesis, TU Delft, Delft University of Technology, 2009.

[42] Udana Niranga Gnanarathna. Efficient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs. PhD thesis, 2014.

[43] A. Petersson S. Gunnarsson, L. Jiang. Active filters in hvdc transmissions.

[44] les future projet de sonelgaz concernant l'énergie renouvelable disponible sur le site: <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&idb=3> . [Access: 11-06-2018].

[45] Paquet sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020 en Europe disponible sur le site : https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_fr . [Access: 11-06-2018].

[46] papier créé par inelfe sur l' Interconnexion électrique des Pyrénées catalanes le lien est: www.eib.org/attachments/inelfe_fr.pdf

[47] papier créé par europacable "An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Subsea Cables Systems"

[48] Self-contained fluid filled (SCFF) cables have also been used for very high voltage and short connections due to the hydraulic limitations since the 1930s.

[49] G. Balog, T. Clasen, E. Kaldhussaeter, K. Stenseth, "The Gulf of Aqaba Submarine Cable Crossing", CIGRE session 1998, paper 21-302

[50] R. Granadino et al., "Challenges of the Second Submarine Interconnection between Spain and Morocco", Jicable 2007

[51] Les interconnexions électriques Algérie €Europe ,Ministere de l'énergie ,disponible sur le site "<http://www.energy.gov.dz/francais/index.php?page=562>" [Access: 11-06-2018].

[52] The Gotland HVDC link sur site ABB "<https://new.abb.com/systems/hvdc/references/the-gotland-hvdc-link> "

[53] Pierre RAULT. Dynamic Modeling and Control of Multi-Terminal HVDC Grids. PhD thesis, 2014.