

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI BEL-ABBES

Faculté de Génie électrique

Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

MAZOUZ Lakhdar

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Sciences en Electrotechnique

Option : Réseaux électriques

Intitulé de la thèse :

Etude et analyse d'un système HVDC-VSC connecté à une ferme d'énergie éolienne

Présentée devant le jury composé de :

Pr. HADJERI Samir	Professeur (UDL Sidi Bel-Abbès)	Président
Pr. ZIDI Sid-Ahmed	Professeur (UDL Sidi Bel-Abbès)	Encadreur
Pr. RAMON Blasco-Gimenez	Professeur (U -Valencia - Espagne)	Co-Encadreur
Pr. HAFAIFA Ahmed	Professeur (U - Djelfa)	Examineur
Dr. KOUZOU Abdellah	Maître de Conférences (U - Djelfa)	Examineur
Pr. SAYAH Houari	Professeur (UDL Sidi Bel-Abbès)	Examineur

Soutenu le : 11 /01/2018

Laboratoire de Recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems)
(Agrément ministériel par Arrêté n° 303 du 25 Juillet 2000)

Dédicaces

- A l'âme de mon père
- A ma mère, ma femme et mes enfants
- A mon frère et sa femme
- A toute la famille : MAZOUZ

Life is like riding a bicycle. To keep your balance you must keep moving."

*"If **A** equals success, then the formula is: $A = X + Y + Z$, where **X** is work, **Y** is play and **Z** is keep your mouth shut."*

Albert Einstei

ملخص

يتم إنتاج الكهرباء غالبا بواسطة الطاقة البترولية أو النووية، حيث يعتمد مشغلي شبكات النقل تقليديا على طبيعة هذا الإنتاج لتعويض عدم مرونة وتقلب هذا الطلب. إن ارتفاع إنتاج الطاقات المتجددة كطاقة الرياح أدى إلى قلب المعطيات رغم مالها من سلبيات تتعلق بالتوجيه و التوقع ،وعليه فإن الشبكات الكهربائية يجب أن تكون قادرة على التأقلم بسرعة في ظروف حسنة من الموثوقية والاقتصاد في ظل تقلب وعدم توقع الطاقة المنتجة.

إن تكنولوجيا HVDC و خصوصا HVDC-VSC تسمح بتحكم سريع و دقيق في التوترات و تدفق الطاقة ،حيث تعد تكنولوجيا موثوق بها واقتصادية وباستطاعتها تدعيم الشبكات ذات التوتر المتناوب CA.

تكنولوجيا HVDC-VSC تستطيع ربط أكبر مزارع الطاقة الهوائية البحرية بالشبكات الموجودة على اليابسة.

أكبر محطات الطاقة الهوائية المربوطة بالشبكة الكهربائية تستطيع أن تساهم في استغلال شبكات النقل CA وعلى سبيل المثال التحكم في التوترات و استقرار الشبكة. إن قدرة تكنولوجيا HVDC-VSC بإعطاء تحكم في الطاقة فعال و تفاعلي مستقل يكمن استعماله لتدعيم شبكة النقل الكهربائي CA وذلك يترجم في عديد المزايا التقنية والاقتصادية لمشغلي الشبكات الكهربائية.

إن كبر حجم محطات الطاقة الهوائية وما تسببه من ضجيج وحجب للرؤيا وكذلك نظرا لارتفاع سرعة الرياح يجعل تطبيقات الطاقة الهوائية في البحر أكثر نجاعة منه في البر، إلا أن وضع المزارع البحرية له عدة تحديات مربوطة بالبناء و التجهيز ونقل الطاقة . و هذه الأخيرة تتطلب جهدا كبيرا من أجل جعل مزارع الطاقة الهوائية البحرية فعالة خاصة في ظل المسافة الطويلة بينها و بين اليابسة.

الحل الذي يمكنه أن يؤدي لتجاوز هذا المشكل هو استعمال أنظمة نقل تعتمد على تكنولوجيا VSC .

فالمزايا الرئيسية لهذه الأنظمة مربوطة أساسا بالصناعات و التكلفة. الهدف من هذه المذكرة هو نمذجة وتحليل السلوك الديناميكي لنظام النقل HVDC -VSC يعتمد أساس على مقوم غير متحكم فيه مربوط بمحطة طاقة هوائية .

Résumé

L'électricité étant majoritairement produite par de grosses centrales à flamme ou nucléaires, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution s'appuient traditionnellement sur la nature modulable de cette production pour compenser l'inélasticité et la fluctuation de la demande. La montée en puissance des énergies renouvelables (EnR), telles que l'éolien, change la donne: elles ont en effet le défaut d'être plus délicates à piloter et à anticiper. Les réseaux doivent alors pouvoir réagir rapidement, dans des conditions optimales de fiabilité et d'économie, à la grande variabilité et imprévisibilité de la puissance délivrée. La technologie HVDC, plus particulièrement sa version HVDC-VSC, autorise un réglage rapide et précis des tensions et flux de puissance. Fiable et économique, elle peut renforcer la flexibilité des réseaux en courant alternatif (CA) existants. HVDC-VSC est aussi « sur le pont » pour raccorder les grands parcs éoliens marins aux réseaux CA à terre.

Les grands parcs éoliens reliés au réseau électrique, peuvent potentiellement apporter une contribution significative à l'exploitation des réseaux de transport CA, avec, par exemple, la régulation de la fréquence ou la stabilisation du réseau. L'aptitude de la technologie HVDC-VSC, à fournir un contrôle de puissance active et réactive indépendant peut être utilisée pour soutenir le réseau de transport CA, se traduisant par des avantages techniques et économiques non négligeables pour les opérateurs des réseaux.

Essentiellement, en raison de l'augmentation de la taille de l'installation éolienne, le bruit, pollution visuelle et aussi grâce à des valeurs élevées de la vitesse du vent, les applications éoliennes en mer sont de plus en plus gagnantes de terrain. Mais le placement des fermes éoliennes en mer se lève beaucoup de défis liés à la construction, l'installation et la transmission d'énergie. Cette dernière exige un grand effort pour rendre les fermes éoliennes en mer fiable, surtout pour les longues distances entre elles et la cote.

La solution qui peut résoudre le problème ci-dessus est l'utilisation d'un système de transmission basé sur la technologie VSC (Voltage Source Converter). Les principaux avantages de ces systèmes de transmission sont en relation avec les pertes de transmission ainsi que les coûts. L'objectif de cette thèse, est de modéliser et analyser le comportement dynamique du système de transmission HVDC-VSC basé sur un redresseur non commandé relié à une ferme éolienne en mer.

Abstract

Electricity is mainly produced by fossil or nuclear power plants, transmission and distribution system operators traditionally based on the nature of this production to compensate inelasticity and fluctuations of the demand. The rise of renewable energies, such as wind power, is changing the situation: in fact, they have the disadvantage of being more difficult to control and anticipate. The networks must then be able to react quickly, under optimal conditions of reliability and economy, to the great variability and unpredictability of the delivered power. HVDC technology, especially its version HVDC-VSC allows quick and precise adjustment of voltages and power flow. It is reliable and economical and it can enhance the flexibility of existing AC networks. HVDC-VSC is also used to connect large offshore wind farms to onshore AC networks.

The large wind farms connected to the electric network can potentially bring a significant contribution to the operation of the AC transport networks, for example by regulating the frequency or stabilizing the network. The ability of HVDC-VSC technology to provide independent active and reactive power control can be used to support the AC transport network, resulting in significant technical and economic benefits for network operators.

Essentially, due to the increase in the size of the wind power plant, noise, and visual pollution and also due to high wind speed values, offshore winds are gaining more and more compared to onshore ones. But the placement of wind farms at the sea is done with many challenges related to the construction, installation and transmission of energy. The latter requires a great effort to make the offshore wind farms reliable, especially for long distances between them and the coast.

The solution that can solve the above problem is the use of a transmission system based on VSC (Voltage Source Converter) technology. The main advantages of these transmission systems are related to transmission losses as well as costs. The objective of this thesis is to model and analyze the dynamic behavior of the HVDC-VSC transmission system based on an uncontrolled rectifier connected to an offshore wind farm.

Publications/ Stages

Stages:

- Un mois (02 -31 Mars 2014) au laboratoire **G2ELab**, Grenoble, France;
- Un mois (19 Mars-18 Avril 2015) au laboratoire **G2ELab**, Grenoble, France;
- Un mois (01-28 Septembre 2015) au laboratoire **ai2**, Université Polytechnique de Valencia, Valencia, Espagne.
- 18 mois (01 Octobre 2015 - 31 Mars 2016) au laboratoire **ai2**, Université Polytechnique de Valencia, Valencia, Espagne.

Publications: (04)

Papiers Journal

- [1] **L. Mazouz**, S.A. Zidi, S Saadi, T Benmassaoud, M Elaguab. “Hybrid Swarm Intelligence Approach Based PI Regulator for VSC-HVDC Optimal Parameters” Journal of Electrical Engineering, Romania, Volume 14, Edition : 2, 2014.
- [2] **L. Mazouz**, S.A. Zidi, S. Saadi, M. Khatir, T. Benmassaoud. “VSC-HVDC system optimized PI controllers using bacterial foraging algorithm” journal of electrical engineering springer, Volume 97, Issue 3, pp 205–212, Germany, September 2015.
- [3] **L. Mazouz**, S.A Zidi, M Khatir, S Saadi, T Benmassaoud. “ Particle Swarm Optimization based PI controller of VSC-HVDC system connected to a wind farm”, International Journal of System Assurance Engineering and Management, , Volume 7, Supplement 1, pp 239–246, December 2016.
- [4] T. Benmessaoud, D. Benazzouz, T. Benikhlef, **L. Mazouz**, S. Saadi “Major industrial risks assessment in chemical/petrochemical facilities” International Journal of System Assurance Engineering and Management, Volume 7, Supplement 1, pp 18–26, December 2016.

Conférences Internationales: (06)

[1] **L Mazouz**, S.A. Zidi et M. Azzouzi“ HVDC links: Desirable Solution for Connecting Remote Renewable Sources” 3rd International Conference on Energy and Sustainable Development, February 7,8, 2017, University of Adrar, Adrar, Algeria.

[2] M. Azzouzi, **L. Mazouz**, D. Popescu, Matlab-Simulink of Photovoltaic System Based on a Two-Diode Model, The 2014 International Conference of Electrical and Electronics Engineering (ICEEE'14), London, UK.

[3] A. Gaafazi, A. Cheknane, **L. Mazouz**“ Impact du déséquilibre du réseau sur la MADA utilisée pour le développement d'énergie éolienne. 2^{ème} journées sur les Energies Renouvelables et le développement Durable, Juin 2012, University of Laghouat, Laghouat, Algeria.

[4] M. Azzouzi, D. Popescu, S.A. Zidi, **L. Mazouz** « modeling and control of wind energy conversion system » 5th international conference on systems and control, May 25-27, 2016, Cadi ayad university, Marrakesh, Morocco.

[5] **L Mazouz**, R B Gimenez, S.A. Zidi and S Hadjeri, “ Optimal controller design for Offshore Wind Farms connected to HVDC link based on Diode Rectifier and VSC Inverter” The 3rd International Conference on Power Electronics and their Applications, September 16,17, 2017, University of Djelfa, Djelfa, Algeria.

[6], S.A. Zidi, S Hadjeri, R B Gimenez, M. Khatir and **L Mazouz** “ Influence of the short-circuit ratio in HVDC system functioning recovery” The 3rd International Conference on Power Electronics and their Applications, September 16,17, 2017, University of Djelfa, Djelfa, Algeria.

Table de Matières

Liste des tableaux.....	1
Liste des figures.....	2
Introduction générale.....	8

***Chapitre I : Etat de l'art sur les liaisons HVDC-VSC pour le raccordement
des parcs éoliens***

I.1- Introduction.....	14
I.2- Émergence d'énergies renouvelables.....	14
I.3- Avantages de l'énergie renouvelable.....	16
I.4- Énergie éolienne.....	17
I.5- Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	20
I.5.1- Avantages.....	21
I.5.2- Inconvénients.....	21
I.6- Le Système de transmission HVDC-VSC pour la connexion des sources d'énergie éolienne.....	22
I.7- Aperçu historique sur les systèmes HVDC.....	23
I.8- Description du système HVDC-VSC.....	24
I.9- Un Système HVDC basé sur un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC pour le raccordement des parcs éoliens en mer.....	25
I.10- Comparaison de HVDC classique et HVDC-VSC.....	26
I.11- Avantages de la liaison HVDC-VSC.....	27
I.12- La transmission courant alternatif haute tension (HVAC).....	28
I.13- L'application du système HVDC-VSC pour le raccordement éolien.....	29
I.14- Technologie HVDC-VSC pour le Parc éolien en mer BorWin 1.....	29
I.15- Installations récentes du HVDC-VSC.....	30
I.16- Conclusion.....	30

Chapitre II : Fonctionnement et commande d'un parc éolien en mer relié à une liaison HVDC-(Diodes-VSC)

II.1-Introduction	33
II.2-Système HVDC-(Diodes-VSC) pour le raccordement éolien	34
II.2.1- Parc éolien.....	34
II.2.2- Convertisseurs de la liaison HVDC.....	34
II.2.3- Transformateurs.....	34
II.2.4- Filtres et condensateurs shunt.....	35
II.2.5- Câbles à courant continu.....	35
II.3- Énergie éolienne	36
II.3.1- Distribution de vent.....	36
II.4- Description générale du système à étudier	38
II.4.1- Fonctionnement de la turbine éolienne.....	39
II.4.2- Modélisation du parc éolien offshore.....	40
II.4.3- La liaison HVDC-(Diodes-VSC).....	42
II.4.3.1- Le redresseur non contrôlé à deux ponts.....	43
II.4.3.2- Câble sous marin.....	44
II.4.3.3- L'onduleur HVDC-VSC.....	45
II.4.4- Le réseau terrestre CA.....	50
II.5- Commande du système étudié	50
II.5.1- Stratégies de contrôle.....	51
II.5.2- Contrôle de la génératrice et contrôle de la tension continue du double Convertisseur.....	53
II.5.3- Contrôle de la tension alternative et de la fréquence du réseau offshore CA.....	57
II.5.4 - Contrôle de l'onduleur terrestre VSC.....	61
II.5.4.1- Contrôle des courants de l'onduleur terrestre VSC.....	62
II.5.4.2- Contrôle de tension CC de la liaison HVDC.....	63
II.5.4.3- Contrôle de la puissance réactive.....	65
II.6- Stratégie de protection contre les courts-circuits dans le système	66

II.7- Conclusion	66
-------------------------------	----

Chapitre III : Optimisation du système de commande par la méthode Simplexe

III.1- Introduction	69
III.2- La méthode Simplexe d'optimisation	69
III.2.1- Commande des sommets.....	70
III.2.2- Calcul de centre de gravité.....	71
III.2.3- Transformation du simplexe.....	71
A. Réflexion.....	71
B. Expansion.....	72
C. Contraction externe et interne	73
D. Réduction.....	74
III.3- Critère de terminaison	75
III.4- Fonction objective	75
III.5.- La méthode Simplexe pour l'optimisation de système de contrôle	76
III.5.1- Système étudié.....	76
III.5.2-Insertion de la méthode Simplexe dans le système de contrôle.....	76
III.6- Résultats	78
III.6.1- Robustesse et stabilité du système.....	79
III.6.2- Analyse du fonctionnement du système proposé.....	80
III.6.2.1- Démarrage et fonctionnement du système en régime permanent.....	81
III.6.2.2- Réponses transitoires des régulateurs.....	84
III.6.2.3- La réponse de système durant le fonctionnement du disjoncteur coté du redresseur.....	89
III.6.3- Etude de comparaison avant et après optimisation.....	92
III.6.3.1- Démarrage du système.....	92
III.6.3.2- Contrôle de la fréquence.....	94
III.6.3.3- Changements de la tension CC de référence côté onduleur VSC.....	98
III.7- Conclusion	99

Chapitre IV : Optimisation du système de commande par la méthode Hooke-Jeeves

IV.1- Introduction	102
IV.2- La Méthode Hooke et Jeeves d'optimisation	102
IV.2.1- L'étape d'exploration.....	103
IV.2.2- L'étape de progression.....	103
IV.2.3- L'algorithme.....	104
IV.3- Critère de terminaison et fonction objective	105
IV.4- La méthode Hooke Jeeves pour l'optimisation de système de contrôle	105
IV.4.1- Système étudié.....	105
IV.4.2- Application de la méthode Hooke et Jeeves sur le système de contrôle.....	105
IV.5- Résultats	106
IV.5.1- Etude et analyse du fonctionnement du système proposé.....	107
IV.5.1.1- Démarrage du système et fonctionnement en régime nominal.....	109
IV.5.1.2- Réponses transitoires des régulateurs.....	112
IV.5.1.3- Court-circuit triphasé à la terre côté CA du redresseur.....	116
IV.5.1.4- Court-circuit monophasé-5cycles- à la terre côté CA de l'onduleur.....	120
IV.5.2- Etude de comparaison avant et après optimisation.....	122
IV.5.2.1- Contrôle de la puissance de la turbine éolienne coté offshore et la puissance réactive coté onduleur VSC terrestre.....	122
IV.6- Conclusion	125

Chapitre V : Optimisation du système de commande d'une liaison HVDC-VSC par l'Algorithme d'Essais des Bactéries

V.1- Introduction	127
V.2- Algorithme d'Essais des Bactéries (BFO)	127
A. Chimiotactisme.....	128
B. L'essaimage.....	129
C. La reproduction.....	129
D. L'élimination et la dispersion.....	130
V.3- Topologie du système	131
V.3.1- Modèle mathématique de la liaison HVDC-VSC.....	132

V.3.2- Contrôle du système HVDC-VSC	134
V.4- Insertion de l'algorithme BFO dans le bloc de contrôle du système HVDC-VSC.....	135
V.5- Résultats.....	138
V.5.1- Évolution de la fonction objective.....	139
V.5.2- Réponse aux changements de puissance.....	140
V.5.3- Changements de la référence de tension continue côté de l'onduleur VSC.....	143
V.5.4- Court-circuit monophasé à la terre côté CA du redresseur.....	144
V.6- Conclusion.....	146
Conclusion Générale.....	147
Perspectives.....	149
Annexes.....	150
Annexe -A-.....	150
Annexe -B-.....	153
Annexe -C-.....	156
Références bibliographiques.....	161

Liste des Tableaux

Chapitre I

Tableau 1.1: Comparaison de HVDC classique et HVDC-VSC	27
--------------------------------------------------------------	----

Chapitre III

Tableau 3.1: Paramètres PI avant et après optimisation.....	81
-------------------------------------------------------------	----

Chapitre IV

Tableau 4.1: Paramètres PI avant et après optimisation.....	108
-------------------------------------------------------------	-----

Chapitre V

Tableau 5.1: Paramètres PI optimisés.....	140
-------------------------------------------	-----

Annexe -A-

Tableau 1.2: Divers projets dans le monde entier pour le système HVDC-VSC	150
---------------------------------------------------------------------------------	-----

Annexe -B-

Tableau 2.1 : Les paramètres du système de transmission mécanique.....	153
Tableau 2.2 : Les paramètres de la génératrice synchrone à aimant permanent.....	153
Tableau 2.3 : Les paramètres du transformateur de la turbine éolienne.....	153
Tableau 2.4 : Les paramètres du transformateur du redresseur.....	154
Tableau 2.5 : Les paramètres du condensateur C_F et banque de filtres Z_F	154
Tableau 2.6 : Les paramètres du transformateur et l'onduleur VSC.....	154
Tableau 2.7 : Les paramètres du réseau terrestre.....	155

Liste des Figures

Chapitre I

Fig.1.1: Productions mondiales d'électricité, 1990-2030.....	15
Fig. 1.2: Croissance de la taille des conceptions d'éoliennes commerciales.....	19
Fig. 1.3: Capacité totale installée de l'énergie éolienne dans l'UE, jusqu'en 2030.....	19
Fig. 1.4: Production d'énergie éolienne dans l'UE, jusqu'en 2030.....	20
Fig.1.5: Description de la transmission HVDC-VSC	25
Fig. 1.6: Parc éolien en mer connecté au système HVDC de redresseur non contrôlé et onduleur VSC.....	26

Chapitre II

Fig. 2.1: La configuration d'une ferme éolienne connectée à un système HVDC à base d'un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC.....	36
Fig. 2.2: Distribution de probabilité de la vitesse du vent.....	37
Fig. 2.3: Parc éolien offshore ($i = 1,2,3,4,5$) relié au point PCC_F	38
Fig. 2.4: Transmission HVDC-(Diodes - VSC)	39
Fig. 2.5: Composants de la turbine éolienne	40
Fig. 2.6: Configuration de la transmission HVDC.....	43
Fig. 2.7: Redresseur non contrôlé, un condensateur, un banc de filtres, et transformateurs.....	44
Fig. 2.8: Modèle du câble sous marin en "T".....	45
Fig. 2.9: Disposition de base du circuit VSC.....	46
Fig. 2.10: Angle relative de tension et impédance	46
Fig. 2.11: Schéma équivalent du circuit VSC	48
Fig. 2.12: Représentation vectorielle du Circuit VSC.....	49
Fig. 2.13: Onduleur terrestre VSC.....	50
Fig. 2.14: Modèle de réseau terrestre CA	50
Fig. 2.15: Système de contrôle global de la transmission HVDC-(Diodes-VSC)	52
Fig. 2.16: Système global de contrôle du parc éolien équivalent en mer.....	53
Fig. 2.17: Diagramme de bloc de contrôle du convertisseur de la génératrice GSAP.....	57
Fig. 2.18: Schéma fonctionnel de contrôle des courants.....	59

Fig. 2.19: Schéma de contrôle de la tension et de la fréquence du réseau offshore61
 Fig. 2.20: Diagramme de bloc du contrôle des courants du convertisseur VSC.....63
 Fig. 2.21: Diagramme de bloc de contrôle externe du convertisseur VSC.....65

Chapitre III

Fig. 3.1: Simplexe de deux dimensions.....71
 Fig. 3.2: Simplexe utilisant le point de réflexion X_r72
 Fig.3.3: Simplexe montrant le point d'expansion X_e73
 Fig.3.4: Simplexe effectuant l'opération de contraction en utilisant (a) X_r et (b) X_174
 Fig.3.5: Simplexe montrant l'opération de réduction autour du meilleur point X_3 ,.....74
 Fig. 3.6: Diagramme de l'optimisation des paramètres du système de contrôle.....77
 Fig. 3.7: Cinq modèles de parcs éoliens groupés connectés à une transmission HVDC-(Diodes-VSC)79
 Fig.3.8: Démarrage et fonctionnement du système.....83
 Fig.3.9: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison.....83
 Fig.3.10: (a) La tension et les courants dans les valves du pont Y-Y
 (b) Les courants actifs et réactifs sur les deux coté et les courants dans la liaison.....84
 Fig.3.11: La fréquence offshore et les tensions actives sur les deux cotés CA et les tensions continues de la liaison pendant l'application de l'échelon sur la consigne de fréquence86
 Fig.3.12: Les puissances et les courants actifs et réactifs coté offshore durant l'application de l'échelon sur la consigne de fréquence.....86
 Fig.3.13: Les puissances et les courants du système durant l'application de l'échelon sur la consigne de fréquence.....87
 Fig.3.14: Les tensions et les puissances du système durant l'application de l'échelon sur la consigne de la tension continue.....88
 Fig.3.15: les puissances et les courants actifs et réactifs coté offshore durant l'application de l'échelon sur la consigne de la tension continue.....88
 Fig.3.16: Les courants actifs et réactifs coté offshore et les courants dans les valves du pont YY durant le fonctionnement du disjoncteur.....90
 Fig.3.17: Les puissances et les courants actifs et réactifs coté offshore durant le fonctionnement du disjoncteur.....91

Fig.3.18: Les tensions et les puissances du système durant le fonctionnement du disjoncteur...	91
Fig.3.19: Les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison durant le fonctionnement du disjoncteur.....	92
Fig.3.20: Les courants actifs et réactifs des parcs éoliens avant l'optimisation.....	93
Fig.3.21: Les courants actifs et réactifs des parcs éoliens après l'optimisation.....	93
Fig.3.22: Les puissances actives et réactives des parcs éoliens avant l'optimisation.....	94
Fig.3.23: Les puissances actives et réactives des parcs éoliens après l'optimisation.....	94
Fig.3.24: La fréquence offshore et sa référence avant l'optimisation.....	95
Fig.3.25: La fréquence offshore et son référence après l'optimisation.....	95
Fig. 3.26: Les courants actifs et réactifs de tous parcs éoliens avant l'optimisation.....	96
Fig. 3.27: Les courants actifs et réactifs de tous parcs éoliens après l'optimisation.....	96
Fig. 3.28: Les puissances actives et réactives de tous parcs éoliens avant l'optimisation.....	96
Fig. 3.29: Les puissances actives et réactives de tous parcs éoliens après l'optimisation.....	97
Fig. 3.30: La puissance transmise dans la liaison HVDC-(Diodes-VSC) avant l'optimisation...	97
Fig.3.31: La puissance transmise dans la liaison HVDC-(Diodes-VSC) après l'optimisation...	98
Fig.3.32: Tension continue CC et sa référence côté onduleur après optimisation.....	98
Fig. 3.33: Tension continue CC et sa référence côté onduleur avant optimisation.....	99

Chapitre IV

Fig.4.1 : Diagramme de l'optimisation des paramètres du système de contrôle du parc éolien connecté au système HVDC.....	106
Fig.4.2: Modèle équivalent de 160 turbines connecté à la transmission HVDC-(Diodes-VSC).....	107
Fig.4.3: Démarrage et fonctionnement du système.....	110
Fig. 4.4: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison.....	111
Fig. 4.5: La tension et les courants dans les valves du pont Y-Y.....	111
Fig. 4.6: Les courants actifs et réactifs sur les deux cotés et les courants dans la liaison HVDC pendant le changement de la consigne I_{Fd}	113
Fig. 4.7: Les puissances actives et réactives et les tensions sur les deux cotés et dans la liaison HVDC pendant le changement de la consigne I_{Fd}	113

Fig.4.8: Les courants dans les valves du pont YY pendant le changement de la consigne I_{Fd}	114
Fig.4.9: Les tensions et les puissances sur le système pendant le changement de la consigne Q_S^*	115
Fig.4.10: Les courants actifs et réactifs sur les deux cotés et les courants dans la liaison HVDC pendant changement de la consigne Q_S^*	115
Fig.4.11: Les courants dans les valves du pont YY pendant changement de la consigne Q_S^* ...	116
Fig.4.12: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison durant le court circuit triphasé coté redresseur.....	117
Fig.4.13: Le courant alternatif coté offshore et Les courants dans les valves du pont YY durant le court circuit triphasé coté redresseur.....	118
Fig.4.14: Les courants actifs et réactifs coté offshore et dans la liaison HVDC durant le court circuit triphasé coté redresseur.....	119
Fig.4.15: Les puissances actives et réactives et dans la liaison HVDC durant le court circuit triphasé coté redresseur.....	119
Fig.4.16: Les puissances actives et réactives et les tensions sur les deux cotés et dans la liaison HVDC pendant le court circuit monophasé coté onduleur.....	121
Fig.4.17: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison pendant le court circuit monophasé coté onduleur.....	121
Fig.4.18: Les courants dans les valves du pont YY pendant le court circuit monophasé coté Onduleur.....	122
Fig. 4.19: Les courants actifs et réactifs coté offshore avant l'optimisation.....	123
Fig. 4.20: Les courants actifs et réactifs coté offshore après l'optimisation.....	124
Fig. 4.21: La puissance réactive coté terrestre avant l'optimisation.....	124
Fig. 4.22: La puissance réactive coté terrestre après l'optimisation.....	124

Chapitre IV

Fig. 5.1: Natation et chute des bactéries.....	131
Fig. 5.2: La configuration de la transmission HVDC-VSC.....	132
Fig. 5.3: Structure de base du convertisseur HVDC-VSC	132

Fig. 5.4: Le schéma complet de contrôle: contrôle interne et externe.....135

Fig. 5.5: Insertion de l'approche BFO dans le schéma de la boucle de régulation de courant...136

Fig. 5.6: Evolution de la fonction objective.....139

Fig. 5.7: Le comportement du régulateur PI en raison d'un échelon négatif dans la référence de puissance active, en utilisant une technique classique.....141

Fig. 5.8 : Comportement de la puissance réactive pendant l'échelon appliqué.....141

Fig. 5.9: Comportement du régulateur PI en raison d'un échelon négatif dans la puissance active de référence, en utilisant l'approche BFO.....142

Fig. 5.10: Comportement de puissance active due à l'application de l'approche BFO.....142

Fig. 5.11: Le comportement du régulateur PI en raison d'un échelon positif dans la tension continue de référence, en utilisant une technique classique.....143

Fig. 5.12: Comportement du régulateur PI en raison d'un échelon positif dans la tension CC de référence, en utilisant l'approche BFO.....144

Fig. 5.13: Comportement de la tension continue due à l'application d'approche BFO.....144

Fig. 5.14: Puissance active, tension continue et courant continu pendant un défaut monophasé côté VSC1 en utilisant une technique classique.....145

Fig. 5.15: Puissance active, tension continue et courant continu pendant un défaut monophasé côté VSC1 en utilisant l'approche BFO.....145

Introduction Générale

1- Contexte

Dans les dernières décennies, la demande d'électricité continue à augmenter. Cette augmentation a été largement compensée par le développement de la capacité des génératrices conventionnelles. Cependant, le développement de la capacité de ces génératrices pour l'équilibre de la demande d'électricité est considéré comme non viable en raison des ressources limitées de leurs énergies primaires et aussi de leurs effets négatifs dans l'environnement. De nouvelles technologies telles que l'énergie éolienne, solaire photovoltaïque, solaire thermique, biodiesel, biomasse, l'énergie marémotrice et l'énergie des vagues ont été développées afin de remplacer les génératrices existantes et de satisfaire les besoins de l'avenir en électricité.

Les énergies renouvelables sont des sources importantes d'énergie dans le monde et en particulier le vent qui est devenu une source de production d'électricité. En raison de leurs avantages tels que les émissions nulles pendant la génération, le carburant gratuit, la non-dépendance aux ressources étrangères telles que le pétrole, et aussi en raison de son abondance dans la plupart des endroits dans le monde, l'énergie éolienne est une technologie éprouvée importante qui contribue à résoudre le problème de la demande d'électricité.

Aujourd'hui, l'énergie éolienne est l'une des sources d'électricité les plus dynamiques et aussi l'un des marchés les plus dynamiques au monde. La réapparition du vent comme source importante d'énergie dans le monde devrait être classée comme l'un des développements considérables de ce siècle. Ces changements les plus importants peuvent être liés à plusieurs avantages associés à l'énergie éolienne, tels que:

- L'énergie éolienne est une énergie propre pour produire de l'électricité en raison de son manque de gaz à effet de serre.
- En raison des progrès technologiques, l'énergie éolienne est une source d'électricité à coût compétitif. Toutes les machines nécessaires sont fabriquées et disponibles à travers le monde;

- Entretien faible: Les éoliennes ne nécessitent qu'une maintenance semestrielle; Par rapport aux systèmes à alternateur à turbine à vapeur et à gaz, à des coûts de maintenance ou d'exploitation moins élevés.

Les éoliennes terrestres sont habituellement installées sur des terrains élevés pour capter la vitesse du vent. Cependant, l'installation de parcs éoliens terrestres peut être difficile car les sites de vents à grande vitesse ont souvent une valeur élevée d'agrément visuel, de bruit et d'environnement. Il y a de nombreux avantages à placer les éoliennes en mer contrairement à ceux à terre. Il a été démontré que l'éolien en mer est plus constant et plus fort que celui de la terre, aussi les éoliennes en mer ont un impact négatif réduit sur la vie marine.

Au cours des dernières années, les parcs éoliens en mer ont pris de l'ampleur dans le nord-ouest de l'Europe, avec des pays comme le Royaume-Uni, le Danemark, l'Allemagne et les Pays-Bas. En 2020, l'UE aura installé 40 GW d'énergie éolienne en mer. De nombreuses études ont montré que les parcs éoliens en mer sont le secteur le plus prometteur dans l'industrie mondiale des énergies renouvelables. L'une des raisons majeures du développement des parcs éoliens en mer est l'absence de ressources éoliennes adaptées sur terre. C'est particulièrement le cas dans les zones densément peuplées comme dans plusieurs pays européens. Une autre raison importante est que l'impact environnemental, tel que le bruit audible et l'impact visuel, est minime avec les parcs éoliens en mer [1, 2].

En outre, la vitesse du vent en mer est considérablement plus élevée et plus stable que celle de la terre. Considérant que l'énergie obtenue par les éoliennes est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, les éoliennes peuvent capturer plus d'énergie lors de l'utilisation en mer (augmentation de 10% de la vitesse du vent se traduira par augmentation de 30% de l'énergie) [3]. Pour toutes ces raisons, un parc éolien en mer aura une capacité supérieure à celle d'un parc éolien terrestre, ce qui se traduira par un meilleur retour sur l'investissement. Le vent en mer a des inconvénients des coûts initiaux massifs, et des coûts de maintenance élevés. En outre, la zone appropriée pour le vent près de la côte est assez limitée, et de nouveaux parcs éoliens sont construits de loin au plus loin, augmentant considérablement les coûts d'investissement.

L'application de la technologie de transmission à courant alternatif haute tension (HVAC) pour la transmission de l'énergie électrique produite par les éoliennes en mer sur de longues distances peut être difficile en raison de la grande quantité de compensation de la puissance réactive requise. Par conséquent, une alternative est d'utiliser la technologie à courant continu haute tension (HVDC). En outre, étant donné que le réseau en mer peut agir comme un pool de puissance où la puissance peut être injectée et extraite du réseau à différents nœuds, la flexibilité pour contrôler la direction de puissance tout en maintenant la tension dans le réseau est nécessaire. Dans ce cas, la mise en œuvre de la technologie du convertisseur de source de tension HVDC (HVDC-VSC) est avantageuse. Aujourd'hui, les systèmes de transmission HVDC-VSC sont considérés comme une bonne solution pour relier les grands parcs éoliens en mer situés loin de réseau terrestre.

HVDC-VSC est capable de changer la direction de la puissance tout en maintenant la tension dans le réseau à courant continu. En outre, il est capable de contrôler la puissance active et réactive indépendamment. De plus, comme il est auto commuté, il est intrinsèquement capable de fournir l'auto restauration. Encore, une station VSC est plus petite, car les filtres nécessaires sont plus petits - en raison de l'utilisation de techniques PWM - et c'est un facteur clé, car la construction de grandes structures en mer tend à être coûteuse. De plus, VSC_s peuvent jouer le rôle de compensateur de puissance réactive, compenser dynamiquement la puissance réactive du nœud CA et stabiliser sa tension [4]. La communication nécessaire entre les stations est moindre, ce qui rend cette technologie plus attrayante pour la connexion des éoliennes en mer. Dans cette thèse, l'utilisation du système HVDC avec un redresseur à diodes et un onduleur VSC pour transmettre l'énergie électrique du parc éolien en mer au réseau terrestre sera étudiée. L'objectif est de remplacer le redresseur VSC par un redresseur non contrôlé à base de diodes et de présenter une nouvelle topologie qui peut offrir de nombreux avantages pour la transmission de l'énergie du parc éolien en mer au réseau terrestre. Ces avantages sont: des pertes de conduction plus faibles, des coûts d'installation plus faibles et une fiabilité accrue. Cependant, le contrôle sur le réseau CA en mer peut être affecté par l'utilisation d'un redresseur HVDC avec pont de diode. C'est pour cette raison que l'application de différentes stratégies de contrôle sur le convertisseur de puissance des éoliennes peut compenser ce problème.

2-Objectifs

Le but principal de la thèse est le développement de stratégies de contrôle et d'optimisation pour un parc éolien en mer connecté à la liaison HVDC basée sur un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC.

Pour atteindre ce but, les objectifs peuvent être cités comme suit:

- Etude sur l'énergie éolienne et son importance pour contribuer à résoudre le problème de la demande d'électricité pour les prochaines décennies;
- Etude sur un système HVDC-VSC et son importance pour transmettre la puissance de la source éolienne en mer éloignée;
- Développement d'un modèle de parc éolien en mer connecté au système HVDC basé sur un redresseur à diodes et un onduleur VSC adapté à diverses études;
- Développement d'un système de commande pour remplacer le redresseur VSC par un redresseur non contrôlé.
- Etude sur le comportement de ce modèle en fonctionnement normal et en conditions transitoires;
- Optimisation du système de contrôle par des méthodes d'optimisation afin d'obtenir une performance adéquate du parc éolien en mer.

3-Présentation de la thèse

Cette thèse se compose de cinq chapitres :

Le premier chapitre donne l'état de l'art sur les systèmes HVDC-VSC pour le raccordement éolien. Les avantages de l'énergie renouvelable sont discutés et aussi l'énergie éolienne et son importance sont étudiées. L'utilisation d'un système HVDC basé sur un redresseur à diodes et un onduleur VSC est présentée afin de démontrer les avantages qui peuvent offrir ce type de convertisseurs. Une comparaison entre un système HVDC-VSC et une liaison HVDC classique est présentée et également quelques avantages et réalisations dans ce domaine sont donnés.

Le deuxième chapitre donne en détail le fonctionnement et la modélisation d'un parc éolien offshore relié à un système HVDC-(Diode-VSC). Le système est divisé en cinq modèles

de 20, 80, 140, 220, 340 MW, ce qui offre une puissance totale de 800 MW. Le contrôle de ce système est donné en détail dans ce chapitre, dans lequel certaines stratégies de contrôle sont présentées afin d'intégrer l'ensemble du système au réseau terrestre.

Dans le troisième chapitre, la théorie de la méthode simplexe d'optimisation est présentée et aussi l'insertion de cette approche dans les blocs de contrôle pour optimiser les paramètres du régulateurs PI est étudiée. Des résultats de simulation sont tirés afin de montrer la robustesse du système contre plusieurs défauts qui peuvent se produire lors de son fonctionnement et aussi la validation par simulation de la méthode simplexe pour améliorer la performance du système de contrôle.

Dans le quatrième chapitre, la méthode de Hooke-Jeeves d'optimisation est étudiée en détail. Également dans ce chapitre, beaucoup de résultats de simulation sont présentés afin de montrer la performance du système contrôle utilisé après optimisation.

Le cinquième chapitre présente un système d'une liaison HVDC-VSC. Ce système est étudié en tenant compte de sa modélisation et son contrôle est aussi son optimisation par l'Algorithme d'Essaims des Bactéries (BFO). Après l'insertion de cet approche dans les blocs de contrôle, quelques résultats de simulation sont présentés et, finalement, une conclusion générale est tirée pour mettre fin à notre travail. Des informations supplémentaires peuvent être trouvées dans les annexes.

CHAPITRE I

*Etat de l'art sur les liaisons HVDC-VSC
pour le raccordement des parcs éoliens*

I.1-Introduction

L'énergie est un produit fondamental et directement liée au changement climatique et développement. En plus des besoins fondamentaux de l'homme comme la cuisine, le chauffage, l'éclairage et l'eau bouillante, l'énergie est également nécessaire pour soutenir et développer des processus économiques tels que l'agriculture, l'industrie, les services, le transport et d'autres activités.

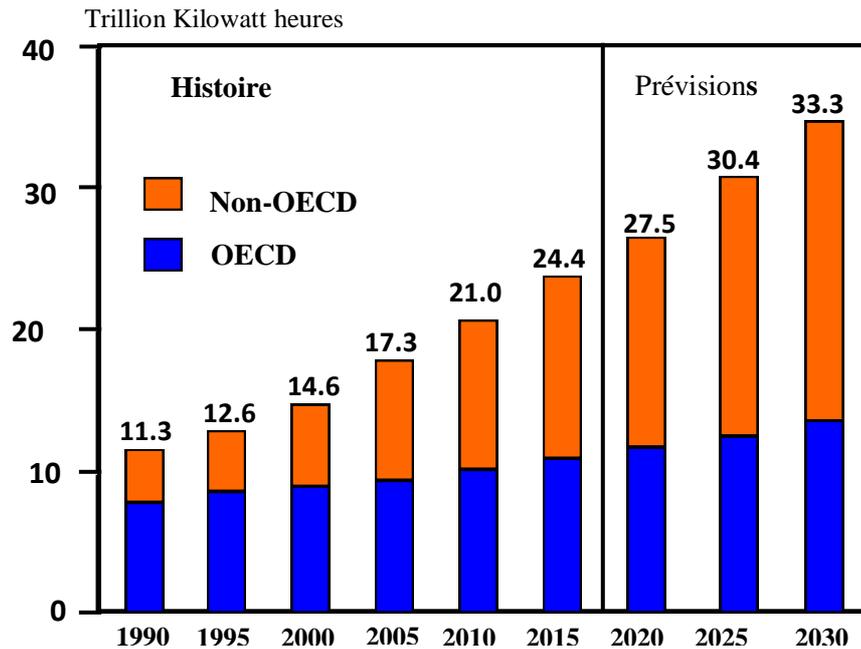
Aujourd'hui, une plus grande partie de l'énergie provient de l'énergie fossile, mais la consommation d'énergie fossile est associée à de nombreux effets négatifs dans l'environnement et le changement climatique. En raison de la capacité limitée des combustibles fossiles, le monde se concentre sur l'utilisation des énergies renouvelables en termes de production d'électricité pour satisfaire sa demande croissante.

Par conséquent, il ne sera pas faux de dire que la production d'énergie renouvelable sera une source d'énergie importante dans un proche avenir. Dans ce chapitre, les énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne, est étudiée afin de donner une idée générale de son importance comme une source principale pour la vie humaine au cours des prochaines décennies, puis la transmission HVDC-VSC est présentée pour montrer ses avantages pour le raccordement des éoliennes en mer éloignées au réseau terrestre CA.

I.2- Émergence d'énergies renouvelables

Depuis de nombreuses années, l'électricité a été une source d'énergie utilisée principalement pour soutenir et développer les activités humaines. Notre société contemporaine montre la dépendance croissante à l'utilisation de l'électricité. Le nombre d'appareils électriques utilisés pour soutenir les activités humaines est en augmentation en raison des besoins de l'homme pour une vie moderne et, par conséquent, la demande d'électricité est en croissance.

En raison de la croissance économique, la consommation d'électricité est toujours en augmentation, ce qui rend l'utilisation des appareils électriques de plus en plus. En conséquence, il est prévu que, au cours des 15 prochaines années, la dépendance à l'égard du monde de l'électricité augmentera encore comme le montre la figure 1.1 [3].



OECD: Membres de l'organisation de coopération et développement économiques

Fig.1.1: Productions mondiales d'électricité, 1990-2030

Au cours des dernières décennies, les centrales de production conventionnelles comme les combustibles fossiles, les fissions nucléaires et les réservoirs hydrauliques ont été utilisées comme énergie primaire pour produire de l'électricité et depuis longtemps elles ont équilibré l'augmentation de la demande d'électricité. Cependant la capacité de ces sources pour l'avenir sera insoutenable pour soutenir et équilibrer la demande d'électricité.

La ressource des combustibles fossiles est limitée et les centrales utilisant des combustibles fossiles dégagent des gaz à effet de serre qui ont des effets négatifs sur l'environnement. En outre, les combustibles fossiles sont produits à partir de sources situées dans des pays politiquement instables, ce qui rend l'utilisation de cette énergie pour produire de l'électricité toujours en danger.

Un autre risque est venu de l'exploitation des réacteurs nucléaires en raison de problème de déchets nucléaires, ce qui rend le développement de nouvelles centrales nucléaires plus complexe. L'énergie hydroélectrique a été largement exploitée et son développement est presque atteint. Pour ces raisons, un certain nombre de nouvelles technologies peuvent soutenir et supporter la demande future de l'électricité.

Ces nouvelles technologies de production qui utilisent les ressources en énergie renouvelable, par exemple. Le vent, le solaire, la biomasse, le biodiesel et l'énergie des vagues, comme énergie primaire, ont été installées dans certaines parties du monde [3]. L'existence de sources d'énergie renouvelables change en fonction du type de terrain; Il varie d'une région à l'autre et également selon le type de climat [1].

En raison de la non-uniformité dans l'existence d'énergie renouvelable, par exemple une partie du monde qui domine dans l'énergie solaire, l'énergie éolienne est disponible dans une autre partie. Toutefois, la disponibilité d'énergie renouvelable est différente de sa mise en œuvre en termes de production d'électricité. Il existe encore des régions du monde où les sources d'énergie renouvelables sont extrêmement disponibles, mais ne parviennent pas à les mettre en œuvre, principalement en raison de problèmes financiers [2].

I.3- Avantages de l'énergie renouvelable

Les énergies renouvelables apportent des avantages environnementaux par rapport aux combustibles fossiles, car leur utilisation nécessite des émissions de gaz à effet de serre clairement inférieures. Un autre avantage est que de nouvelles recherches indiquent que la combustion de combustibles fossiles ajoute des quantités importantes de carbone pour les océans, ce qui rend les océans plus acide et cela implique des conséquences préjudiciables importantes pour le biote marin. Par conséquent, les énergies renouvelables peuvent également aider à protéger les écosystèmes marins. En outre, les sources d'énergie renouvelables peuvent aider à résoudre de nombreux problèmes de pollution [5]. Cela conduit à des niveaux de pollution plus faibles et offre également divers avantages pour la santé humaine (une incidence plus faible de maladies respiratoires telles que l'asthme, ainsi que, les maladies cardiaques et pulmonaires, les cancers et les troubles de la reproduction).

Un autre avantage est que l'utilisation de sources d'énergie renouvelables fournit également des avantages environnementaux supplémentaires en réduisant les grands volumes d'eau actuellement utilisés par les centrales à combustible fossile et les réacteurs nucléaires. Par exemple, 75% de la demande d'eau en Allemagne est utilisée dans les centrales nucléaires et les centrales à vapeur fossile.

D'ici 2035, les réacteurs nucléaires aux Etats-Unis auront généré 105.000 tonnes métriques de déchets de combustible hautement radioactifs. Ces recherches font aussi ressortir qu'aucun pays n'a lancé de plans d'élimination des déchets pour les expansions prévues de l'énergie nucléaire [6]. Pour ces raisons, des pays comme l'Allemagne, l'Espagne et la Suède sont actuellement activement à développer une diversité de sources d'énergie renouvelables et ont mis en place des stratégies pour éliminer la production nucléaire [5].

Les énergies renouvelables apportent plusieurs avantages en matière de sécurité énergétique, car de nombreuses sources d'énergie renouvelables ne nécessitent pas de coûts de carburant. Dans le cas de la biomasse, les sources de combustibles peuvent être obtenues de l'agriculture et de la foresterie. Cet avantage permet de prévoir les coûts du carburant pour une planification économique claire.

Aujourd'hui, il est clair que l'utilisation des énergies renouvelables comme un avantage concurrentiel clé pour la sécurité énergétique contre les hausses des prix du carburant, l'instabilité du marché et les perturbations possibles de la fourniture d'énergie [7, 8]. En plus de la sécurité énergétique, les énergies renouvelables offrent également des avantages socio-économiques importants. Les industries des énergies renouvelables sont plus exigeantes en main-d'œuvre et représentent une option très attrayante pour la création d'emplois. Actuellement, environ 2,5 millions de personnes travaillent dans le secteur des énergies renouvelables [5].

I.4- Énergie éolienne

Pour les prochaines années, l'une des sources d'énergie renouvelable les plus prometteuses est l'énergie éolienne. Ces dernières années, la production d'énergie éolienne et le pourcentage de la production totale d'électricité ont augmenté rapidement [9]. L'intérêt pour les sources d'énergie renouvelables est apparu, au début des années 1970, avec la première crise pétrolière. Par conséquent, au cours des quatre dernières décennies, l'industrie de l'énergie éolienne est devenue l'une des industries les plus prospères en matière de sources renouvelables. La figure 1.2 présente le développement des éoliennes au cours des trois dernières décennies, il

est clair que depuis ce temps le développement de cette industrie est continu avec un rythme rapide [10].

Les prévisions de l'UE sur les énergies renouvelables visent à produire 20% d'énergétique global à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici 2020. Afin d'atteindre cet objectif, EWEA a fixé un objectif de développer 230 GW d'énergie éolienne; Dont 40 GW viendront des centrales éoliennes en mer. En 2010, la puissance éolienne installée dans le monde a augmenté de 24,1% et a atteint 197 GW, dont 86 GW en Europe. Bien qu'une grande majorité d'entre eux soient des éoliennes terrestres, les centrales éoliennes en mer se développent à un rythme encore plus rapide. En 2010, 883 MW d'énergie éolienne en mer ont été ajoutés, ce qui porte la puissance éolienne totale installée en mer à 2946 MW en Europe.

Le développement, des centrales d'énergie éolienne en mer et en terre depuis 1990 et jusqu'au 2030, est prévu comme le montre la figure 1.3[11]. D'ici 2030, la puissance éolienne totale installée sera de 400 GW, dont 150 GW sera à partir des installations éoliennes en mer. Cependant, grâce à un meilleur facteur de capacité, l'énergie éolienne en mer contribuera autour d'environ la moitié de la production d'énergie éolienne totale, comme le montre la figure 1.4 [11]. D'ici l'an 2025, il est prévu qu'il y aura 350 GW à partir des installations en terre et 500 GW des installations éoliennes en mer. De cette façon, il sera en mesure de répondre à 50% de la demande d'électricité dans l'Union européenne. En Europe, le développement de nombreuses grandes éoliennes en mer a été planifié en mer du Nord et en mer Baltique. Ces parcs éoliens peuvent être autant 100-200 kilomètres loin de la côte; De sorte que l'objectif est de profiter d'un meilleur profil du vent et aussi pour éviter tout conflit de livraison, de pêche et de distraction visuelle.

Jusqu'à aujourd'hui, les sites en mer qui étaient favorisés pour être utilisés pour les parcs éoliens étaient ceux près de la côte et avec des profondeurs relativement petites. Mais il existe de nombreux obstacles qui rendent l'utilisation de ces sites plus complexe. Le premier obstacle est que la côte est toujours utilisée pour le trafic maritime, les activités récréatives et la pêche. Deuxièmement, l'installation d'un parc éolien près du littoral aura un effet négatif du bruit et créera le problème de la visibilité. Pour ces raisons, les défis sont de placer les parcs éoliens en mer loin de la côte en augmentant la distance à des centaines de kilomètres. Mais le problème

est de savoir comment transmettre sur de très longues distances la puissance générée par ces turbines à la terre pour établir une connexion avec le réseau terrestre principal.

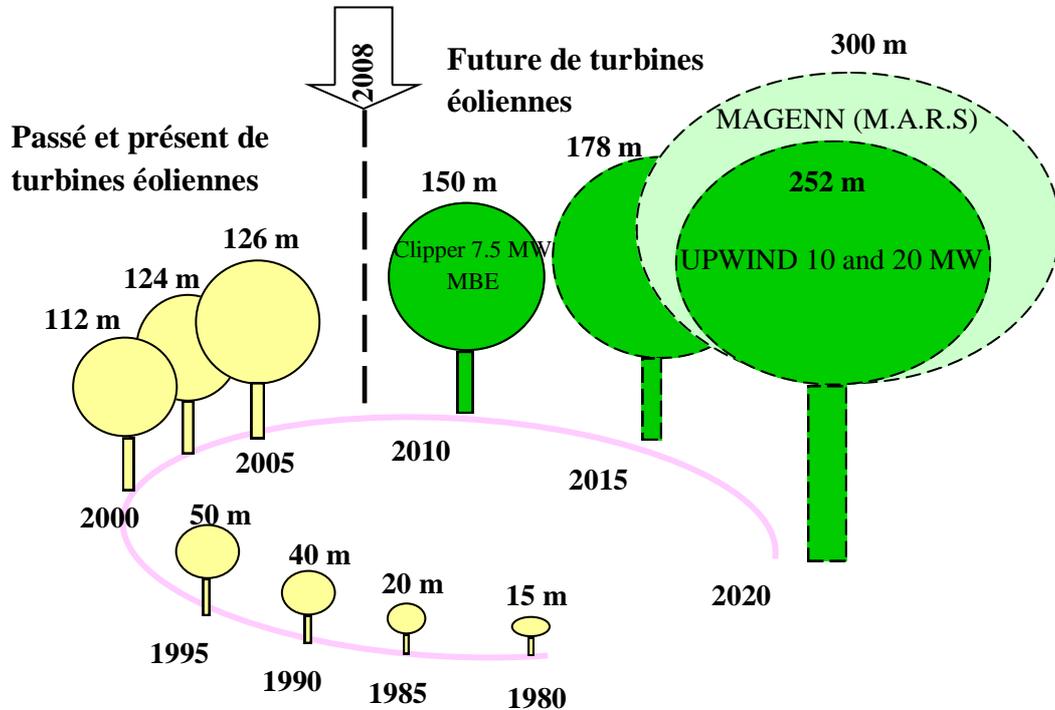


Fig. 1.2: Croissance de la taille des conceptions d'éoliennes commerciales

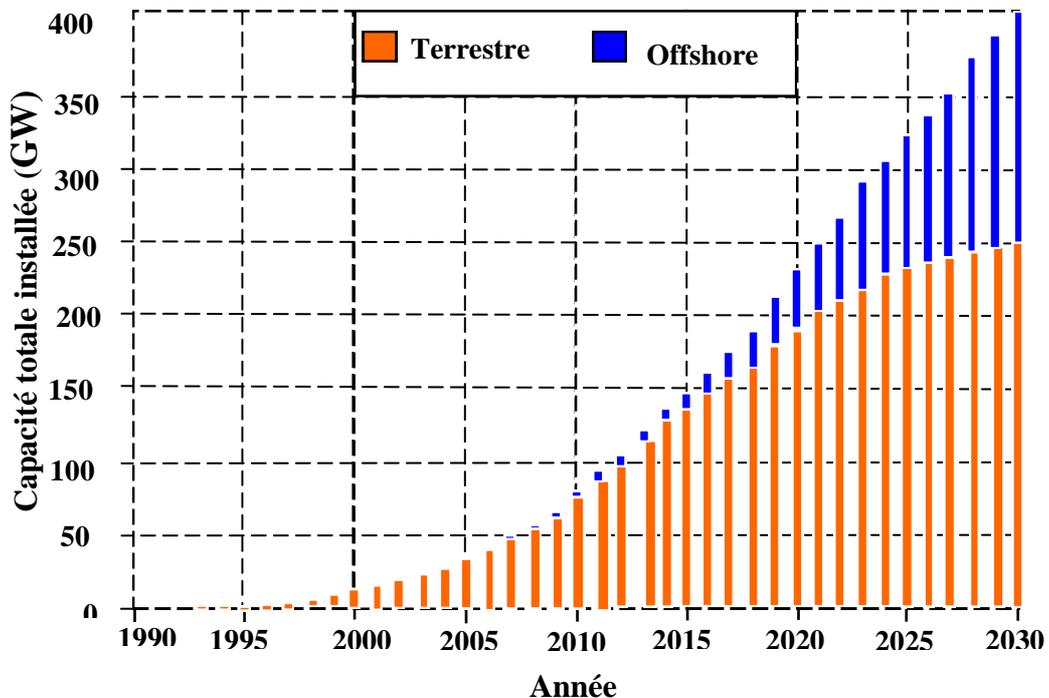


Fig. 1.3: Capacité totale installée de l'énergie éolienne dans l'UE, jusqu'en 2030

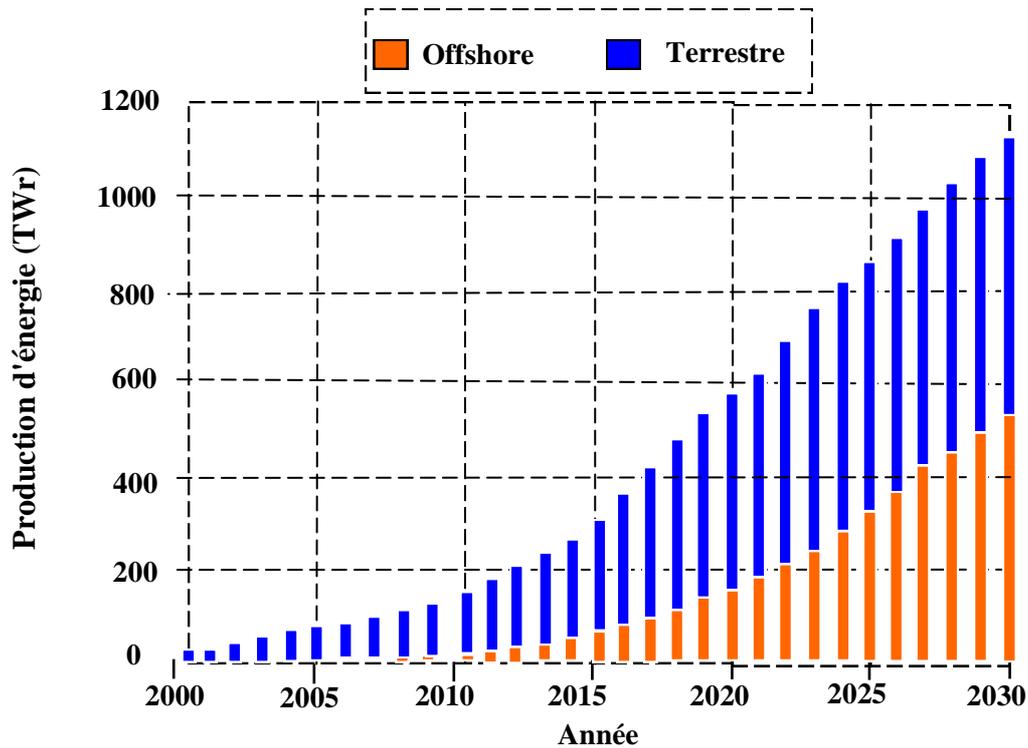


Fig. 1.4: Production d'énergie éolienne dans l'UE, jusqu'en 2030

La solution qui résout ce problème est l'utilisation des systèmes de transmission à courant continu haute tension (HVDC) qui sont plus praticables par rapport aux systèmes traditionnels de transmission à courant alternatif haute tension (HVAC). L'utilisation de HVAC peut être difficile en raison de la grande quantité de compensation de puissance réactive requise. Un autre avantage de l'application de la technologie de transmission HVDC par rapport à la technologie de transmission HVAC est que le premier est approprié pour de longues distances avec des pertes minimales. Le troisième avantage concerne le droit de passage (Right-of-Way (RoW)); Il est souvent plus facile d'obtenir l'autorisation pour les câbles sous marins ou souterrains en raison des impacts environnementaux réduits [10].

I.5- Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne présente des avantages spécifiques permettent sa croissance et son développement parmi les autres sources d'énergie, ce qui la donnera un rôle important dans l'avenir si nous évitons l'impact créé par les inconvénients énumérés ci-dessous.

I.5.1- Avantages

L'énergie éolienne présente des avantages qui sont les suivants:

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, contrairement aux autres énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier ;
- L'exploitation de cette énergie éolienne ne produit pas de CO₂, ni d'autres gazes. Aujourd'hui elle a permis d'éviter l'émission de 6.3 millions de tonnes de CO₂ ; 21 milles tonnes de SO₂ et 17.5 milles tonnes de NO_x. Ces émissions sont les responsables des pluies acides [9] ;
- L'énergie éolienne ne nécessite aucun carburant;
- L'énergie éolienne n'est pas plus une énergie de risque comme l'énergie nucléaire et elle ne produit pas de déchets;
- L'utilisation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu, il est facile de l'arrêter, contrairement à d'autres procédés continus thermiques ou nucléaires;
- Il s'agit d'une source d'énergie local située dans des endroits généralement très proches, ce qui minimise les pertes des lignes de transport;
- C'est l'énergie la moins chère parmi les énergies renouvelables;
- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite;
- Les parcs éoliens peuvent être installés sur des terres agricoles et ils se désassemblent facilement et ne laissent aucune trace;
- La période de forte productivité est en hiver, ce qui correspond à la période de l'année où la demande d'électricité est plus élevée;
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. L'installation d'un parc ou d'une éolienne est relativement simple;
- Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant.

I.5.2- Inconvénients

L'énergie éolienne présente également des inconvénients qu'il faut citer:

- Le bruit aérodynamique lie à la vitesse de rotation du rotor;

- L'impact sur les parcours de migration des oiseaux et l'impact visuel;
- La qualité stochastique de la puissance électrique due au vent aléatoire qui provoque l'instabilité de la production;
- La perturbation de la réception des ondes hertziennes, ce qui provoque une distorsion des images de télévision;
- C'est une source coûteuse à rendement faible dans les sites moins ventés.

I.6- Le Système de transmission HVDC-VSC pour la connexion des sources d'énergie éolienne

A la fin du 19^{ème} siècle, un débat houleux se concentre sur la production d'électricité et sa distribution ainsi que sa transmission. Le résultat a identifié la structure du réseau électrique que nous connaissons aujourd'hui. Un conflit connu sous le nom "Bataille des courants" a eu lieu entre Nikola Tesla, un supporteur de la distribution électrique en courant alternatif (CA), et Thomas Edison un supporteur du courant continu (CC). Le résultat de la bataille a été bien connu et le courant alternatif a dominé dans de nombreux domaines, mais aujourd'hui, nous voyons une reprise du courant continu dans plusieurs domaines: l'intégration des énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et solaire, la charge des véhicules électriques et, dans notre cas, l'utilisation du courant continu pour les interconnexions HVDC [12].

De grands pas ont été faits dans le développement des convertisseurs HVDC dont l'emploi est entraîné par de nombreux facteurs [13]. Les liaisons HVDC-VSC sont commercialisées sous le nom "HVDC Light" par ABB et "HVDC Plus" par SIEMENS. Le système HVDC basé sur le convertisseur de source de tension (HVDC-VSC) est la technologie de transmission la plus récente pour connecter l'éolien éloigné en mer qui nécessite une connexion par câble de longue distance. Le système HVDC-VSC offre une connexion asynchrone entre le réseau éolien en mer et le réseau électrique terrestre, et aussi il offre un contrôle indépendant de la puissance active et de la puissance réactive. Ces liaisons sont prévues d'améliorer l'intégration des parcs éoliens dans le réseau électrique. Un autre avantage devient de l'utilisation du système HVDC-VSC, est que les génératrices de turbines éoliennes utilisent des convertisseurs d'électroniques de puissance, augmentant ainsi leur propre contrôle et

flexibilité, ce qui offre de nouvelles possibilités pour améliorer la qualité de puissance des réseaux CA [14].

La connexion d'une grande ferme éolienne est nécessaire pour la transmission et la distribution de l'énergie électrique générée [15]. Le HVDC-VSC est l'option la moins chère pour la connexion d'une ferme éolienne au réseau lorsque la capacité de l'installation est supérieure à 100 MW et que la distance est supérieure à 90 km par rapport aux systèmes HVAC ou HVDC classique.

1.7- Aperçu historique sur les systèmes HVDC

Le premier système de puissance électrique (comprenant un générateur, des câbles et des charges) a été construit par Thomas Edison – c'est l'historique station de Pearl Street à New York qui fonctionna à partir de 1882. Il s'agissait d'un système CC (continu) dans lequel la génératrice fournissait de la puissance à 59 consommateurs, disposés à l'intérieur d'une surface d'environ 1.5 km de rayon.

Après plusieurs étapes, La première transmission de puissance utilisant les systèmes HVDC a été commercialisée en 1954. Il s'agissait d'une interconnexion entre l'île de Gotland et le continent suédois. Elle était réalisée par l'intermédiaire d'un câble sous-marin de 96 km de long, offrant un transport de puissance de 20 MW avec une tension nominale de 100 kV. Actuellement, plus de 50 systèmes HVDC qui fonctionnent dans le monde et beaucoup d'autres sont en construction [16, 17].

La réussite de ces premiers projets suscita un intérêt considérable dans le monde entier. Au cours des années 60, plusieurs liaisons HVDC furent construites : Konti-Skan entre la Suède et le Danemark, Sakuma au Japon (avec des convertisseurs de fréquence 50/60 Hz), la liaison néo-zélandaise entre les îles du sud et du nord, la liaison Italie-Sardaigne et la liaison avec l'île de Vancouver au Canada [18].

En 1965, les laboratoires de General Electric réalisent un dispositif semi-conducteur capable de réaliser la fonction de commutation statique avec fermeture contrôlée: Le thyristor.

En 1970, une première valve à thyristors est expérimentée sur le lien de Gotland et en 1972; La première station convertisseur dos à dos est mise en service par General Electric Eel River, Canada [16, 17].

Le plus grand projet de transport HVDC est le lien Itaipu au Brésil (6300 MW), fut lancé en 1979. Ce raccordement, réalisé et mis en service en plusieurs étapes entre 1984 et 1987, joue un rôle clé dans l'alimentation en énergie électrique au Brésil.

La baisse sensible du coût des convertisseurs, facilitée par cette nouvelle technologie, a permis d'accentuer fortement la croissance des liaisons à courant continu. Après Itaipu, le projet le plus ambitieux fut, sans conteste, l'interconnexion Québec-Nouvelle Angleterre (2000 MW, \pm 450 kV), première liaison multi-terminal HVDC importante construite au monde en 1992.

En 1999, le premier système de transport HVDC à convertisseurs, à source de tension à base d'IGBT, baptisé HVDC Light, commençait à acheminer l'électricité entre Hellsjon et Granges berg en Suède [16, 18].

I.8- Description du système HVDC-VSC

Il est clair que dans les liaisons HVDC classique, l'élément de base est le thyristor, mais dans la constitution des liaisons HVDC-VSC, la valve IGBT est utilisée. La transmission de puissance pour un système HVDC Classique est définie à partir de courant tandis que pour un système HVDC-VSC il défini à partir de tension, parce que la liaison classique fonctionne comme une source de courant alors que la liaison VSC fonctionne comme une source de tension. La figure 1.5 illustre la description de la transmission HVDC-VSC. A l'extrémité du câble à courant continu le même type de station terminale peut être trouvé. Chaque station se compose d'un transformateur, qui transforme la tension au niveau de transmission désiré.

Les deux stations VSC fonctionnent comme un redresseur et un onduleur, selon la direction de la puissance active transmise. La tension est redressée par un premier convertisseur et la puissance est transmise par le câble CC. A la deuxième borne, la tension est ondulée par un autre convertisseur et la puissance transformée vers le réseau principal. Pour son fonctionnement, la liaison HVDC-VSC nécessite toujours des filtres. De coté CA un filtre est nécessaire a fin de limiter la quantité d'harmoniques qui peuvent affecter le réseau. Entre le

transformateur de puissance et le VSC, une réactance de phase par phase est insérée pour travailler comme un filtre série. La réactance de phase diminue les harmoniques de courant qui atteignent le réseau. Du côté CC, il ya un filtre continu qui se compose toujours de condensateurs. Son objectif est de maintenir la tension au niveau du câble CC constante. Le lien est toujours connecté à deux réseaux CA.

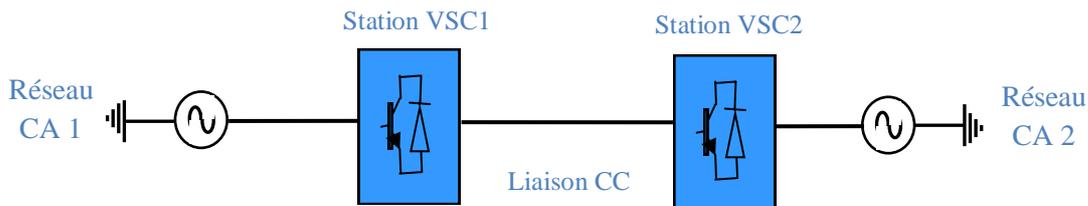


Fig.1.5: Description de la transmission HVDC-VSC

I.9- Un Système HVDC basé sur un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC pour le raccordement des parcs éoliens en mer

Nombreux chercheurs présentent le système HVDC basé sur un redresseur à diodes comme une solution qui peut être utilisée dans le cas de flux de puissance unidirectionnel, par exemple, la transmission de puissance à partir de grands parcs éoliens en mer vers le réseau terrestre principal. Par rapport aux technologies LCC ou VSC, Les avantages qui peuvent être tirés de l'utilisation de cette technologie sont: moins de pertes de conduction, moins de coût d'installation et une fiabilité plus élevée [19]. Mais cette technologie a quelques inconvénients comme l'absence de système de contrôle dans le redresseur à diodes et aussi le manque de système de protection. Ces inconvénients peuvent être résolus par l'insertion des systèmes de compensation et aussi l'insertion de stratégie de protection sur le système de contrôle [20].

Les coûts d'installation dans les installations éoliennes en mer sont beaucoup plus élevés et, par conséquent, toute réduction des aspects tels que le poids de l'équipement, les exigences d'entretien ou les pertes de transmission aura un effet plus évident sur les coûts de transmission. Pour cette raison, la proposition d'utiliser des redresseurs à diodes devient plus attrayante pour réduire ces coûts [21,22]. La figure 1.6 présente un parc éolien en mer relié au réseau terrestre via un système HVDC avec un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC.

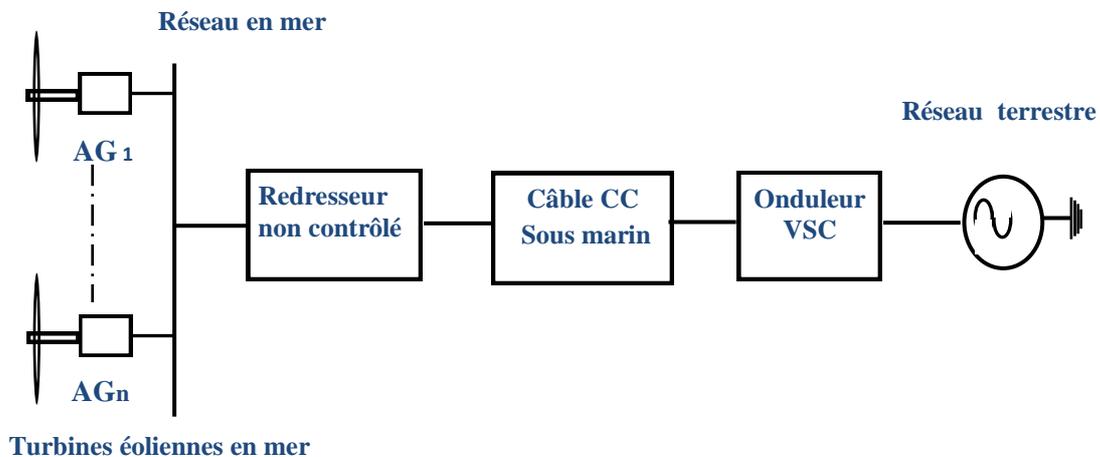


Fig. 1.6: Parc éolien en mer connecté au système HVDC de redresseur non contrôlé et onduleur VSC

I.10- Comparaison de HVDC classique et HVDC-VSC

Dans un système HVDC-VSC, un VSC peut être utilisé comme une source de tension et avoir la même fréquence avec le système CA auquel il est connecté. Il peut contrôler la puissance active et réactive indépendamment. Contrairement au système HVDC-VSC, un système HVDC classique consomme de la puissance réactive et il a besoin d'une source de tension alternative pour les commutations, ce qui n'est pas le cas pour un HVDC-VSC. Dans le cas d'une inversion de puissance est recommandée; Le système HVDC classique modifie la polarité de la tension continue tandis que le VSC change la direction du courant [23]. Cela rend le HVDC classique inadapté aux configurations MTDC car le fait de changer la polarité de la tension d'un convertisseur inverserait la polarité de tous les convertisseurs connectés au même réseau CC et ne pourrait pas produire l'écoulement de puissance requis. Ce problème est résolu en utilisant un VSC car l'écoulement de puissance peut être inversé à un seul VSC sans inverser la polarité de tension continue du système complet. En outre, l'inversion de l'écoulement de puissance pour HVDC Classique prend un temps pour faire des manœuvres mécaniques, mais avec VSC, elle peut être obtenue immédiatement.

En outre, le système HVDC classique doit être relié à un réseau CA fort, car les fluctuations de tension ou de fréquence peuvent entraîner des erreurs de commutation qui peuvent perturber le flux de puissance. Avec le VSC, le flux de puissance ne sera réduit qu'en

cas de chute de tension; en fonction de la grande réduction de la tension alternative [24]. Le problème majeur dans l'utilisation de HVDC-VSC est les pertes de commutation plus élevées.

Tableau 1.1: Comparaison de HVDC classique et HVDC-VSC

HVDC classique	HVDC-VSC
Ligne-commutée	Auto-commutation
Contrôle uniquement la puissance active	Contrôle la puissance active et réactive indépendamment
Contrôle la direction de puissance par la polarité de la tension	Contrôle la direction de puissance par la polarité du courant
Capacité limitée d'inversion de puissance	Inversion de puissance presque instantanée
Nécessite un réseau CA fort	Peut alimenter un réseau CA faible
Impossible pour les configurations MTDC	Possible pour les configurations MTDC
A besoin du soutien de la puissance réactive	Peut injecter ou retirer la puissance réactive en fonction de ce qui est nécessaire
Pertes de conversion autour 0.5 %	Pertes de conversion autour 1%

Par rapport au HVDC classique, où les pertes de conversion sont d'environ 0,5%, les pertes de conversion du HVDC-VSC ont été réduites d'environ 3% à 1%. En conséquence, il est clair que pour la liaison point à point, où de grandes quantités d'énergie doivent être transférées, une liaison HVDC classique est toujours recommandée [25]. Dans le tableau 1.1, une brève comparaison entre le système HVDC classique et le système HVDC-VSC est résumée.

I.11- Avantages de la liaison HVDC-VSC

La principale différence de fonctionnement entre HVDC classique et système HVDC-VSC est la plus grande contrôlabilité de la seconde technologie. Cela nous permet de résumer certains avantages liés au système HVDC-VSC, où tous sont indiqués ci-dessous:

- Le contrôle de la puissance active et réactive, sans équipement de compensation supplémentaire, se fait indépendamment. Le HVDC-VSC peut contrôler à la fois la

puissance active et réactive indépendamment, en raison de l'utilisation du convertisseur PWM. Le régulateur de tension CA peut commander la tension sur le réseau CA tandis que la puissance active transmise est réservée constante. De plus, la génération et la consommation de puissance réactive d'un convertisseur HVDC-VSC peuvent être utilisées pour la commande de tension pour compenser les besoins du réseau connecté.

- Les convertisseurs VSC sont adaptés pour créer une liaison CC multi-terminal avec de nombreux convertisseurs. Ceci peut être réalisé avec une faible coordination entre les convertisseurs. Cette application est adaptée pour alimenter les centres urbains.
- Contrairement à la technologie conventionnelle, il n'y a pas de communication entre chaque côté de la liaison, car le système de commande sur le redresseur et l'onduleur est fait indépendamment. Cet avantage peut améliorer la vitesse et la fiabilité du système de contrôle.
- Le convertisseur VSC est capable de créer sa propre tension CA à une fréquence prédéfinie, sans la présence de machines tournantes. En conséquence, il peut être facilement utilisé pour connecter de grands parcs éoliens.
- Réduction des risques de défaillances de commutation. Dans le système classique HVDC, l'instabilité du système CA dans lequel la liaison est connectée peut conduire à des problèmes de défaillances de commutation. Ce problème est résolu avec l'utilisation de la liaison HVDC-VSC, parce que la liaison comporte des dispositifs à semi-conducteurs à commutation automatique; Il n'est pas nécessaire de travailler avec une tension CA élevée. Cet avantage réduit le risque de défaillances de commutation.

I.12- La transmission courant alternatif haute tension (HVAC)

Les systèmes à courant alternatif sont le mode le plus courant pour transmettre l'énergie électrique, et ils sont utilisés dans le monde entier. Mais cette technologie présente de nombreux inconvénients pour transmettre la puissance à partir de sources d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne. Ces inconvénients peuvent être résumés comme suit:

- Les câbles sous-marins produisent d'énormes quantités de puissance réactive qui doivent être consommées aux extrémités des câbles.

- Il n'est pas possible d'utiliser la transmission HVAC sur de longues distances en raison des pertes diélectriques et aussi en raison de l'inconvénient précédent;
- Il est toujours nécessaire d'utiliser de nombreux câbles en parallèle lorsque la quantité de puissance transmise est énorme;
- Les pertes de charge augmentent considérablement en raison de l'augmentation de la taille des parcs éoliens et de la distance parcourue entre ces parcs et la côte.

I.13- L'application du système HVDC-VSC pour le raccordement éolien

Les transmissions HVDC à base de VSC peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées sur des îles ou des parcs éoliens en raison de leurs avantages, tels que: l'auto-commutation et le contrôle dynamique de la tension, [26]. La technologie HVDC-VSC est une technologie très appropriée pour transmettre la puissance des parcs éoliens en mer éloignés au réseau terrestre. La capacité de contrôler la puissance réactive et sa contribution à la stabilité du réseau rend la technologie HVDC-VSC très admirée pour de nombreuses applications. De plus, la technologie est flexible et, dans de nombreux cas, lorsque de nouvelles unités pour agrandir le parc éolien sont souhaitées, il est possible de les ajouter sans problème [27].

I.14- Technologie HVDC-VSC pour le Parc éolien en mer BorWin 1

BorWin 1 est un parc éolien en mer. Il est situé à 128 km de la côte en mer du Nord et il est le parc éolien le plus éloigné dans le monde. En outre, c'est le premier éolien dans lequel l'énergie éolienne générée est reliée au réseau CA par une transmission à courant continu haute tension. La connexion est développée par ABB via un système de transmission HVDC Light de 400 MW. Il se compose de 80 éoliennes de 5 MW chacune. Les génératrices alimentent un système CA de 36 kV qui est transformé en 154 kV pour la station en mer HVDC Light. La station réceptrice est située à Diele, à 75 km de la côte, où la puissance est injectée dans le réseau allemande de 380 kV [28]. Dans la figure 1.7, le parc éolien de BorWin 1 et son raccordement au réseau par une transmission HVDC light est présenté.

I.15- Installations récentes du HVDC-VSC

Un système HVDC-VSC, a un rôle à jouer dans l'avènement des réseaux du futur. Les intérêts de la technologie sont multiples :

- Flexibilité : le HVDC-VSC s'adapte rapidement aux évolutions de l'exploitation du réseau et aux besoins des clients.
- Accessibilité: il accueille toutes les sources d'énergie, renouvelables et locales comprises.
- Fiabilité : il garantit la qualité de la fourniture électrique et sa tenue aux aléas et dangers de la production renouvelable.
- Économie : il assure une gestion efficace des opérations et de l'énergie, en se pliant aisément aux nouvelles réglementations.

Les installations citées dans l'annexe A, résumant certains des projets récents VSC-HVDC dans le monde et aussi quelques projets pour le raccordement éolien. Tous les projets récents, en particulier au cours des cinq dernières années, sont listés. Pour chaque projet, les raisons de choisir le système HVDC-VSC sont évidemment résumées. La technologie VSC est la base de ces projets récents en faveur de sa contrôlabilité, sa conception compacte et modulaire et les effets environnementaux faibles. Elle a la possibilité de transmettre la puissance souterraine et sous-marine sur de longues distances sans problèmes. Elle offre de nombreux avantages environnementaux. Par conséquent, les expériences acquises jusqu'à présent dans le cadre des projets garantissent que la technologie HVDC-VSC demeure compétitive et aide les entreprises du monde entier à fournir une énergie efficace, fiable et économique aux clients, quelle que soit la complexité des applications.

I.16- Conclusion

Le monde est confronté à d'énormes défis dans la fourniture d'énergie à la démographie croissante de la population. Cela passe aujourd'hui par l'utilisation de la technologie HVDC parce que c'est une technologie très mature qui se développe encore rapidement dans une puissance plus élevée. Cette énergie doit être fournie sans endommager l'environnement.

Beaucoup de solutions sont trouvées pour protéger l'environnement et satisfaire cette demande énergétique croissante comme le vent en mer et l'énergie solaire dans les déserts et en même temps ces types d'énergie sont propres et ils sont également adaptés à notre environnement. Mais ces sources d'énergie sont situées dans des zones situées très éloignées des villes et la transmission d'énergie électrique énorme est réalisée sur de longues distances. Pour résoudre ce problème, l'utilisation de la technologie HVDC est l'une des solutions qui peuvent contribuer à fournir de l'énergie à partir de ces zones. Par conséquent, HVDC aura un rôle important et significatif à l'avenir pour créer un monde plus durable. De plus, la technologie HVDC-VSC apparaît comme une alternative robuste et économique pour l'extension future du réseau de transport.

HVDC-VSC est le premier choix pour la transmission de la puissance des grands parcs éoliens en mer aux réseaux CA et peut également renforcer le réseau CA. Dans le chapitre suivant, la modélisation, le fonctionnement et le contrôle de la liaison HVDC basé sur un redresseur à diodes et un onduleur VSC et tous ses composants sont étudiés ainsi que la modélisation de la turbine éolienne basée sur la génératrice GSAP est présentée.

CHAPITRE II

*Fonctionnement et commande d'un parc éolien en mer relié à une liaison HVDC-
(Diodes-VSC)*

II.1-Introduction

Aujourd'hui, la ferme éolienne en mer devient plus intéressante par rapport à celle en terre, parce que ce dernier présente les inconvénients de l'absence d'espace, problème de bruit et l'impact visuel. Un autre avantage pour le parc éolien en mer qui est la disponibilité de vent à des vitesses élevées conduisant à plus de puissance générée et aussi plus d'espace pour construire le parc éolien. L'utilisation de câbles CA pour le transport d'énergie sur une longue distance n'est pas la bonne solution pour de nombreuses raisons cités précédemment. La liaison à courant continu en haute tension HVDC en particulier la technologie HVDC-VSC pourrait être un système de transmission attrayant, au lieu d'utiliser une transmission de câble haute tension CA.

L'objectif principal du présent chapitre est de présenter un parc éolien en mer relié à une liaison HVDC basée sur un redresseur à diodes et un onduleur VSC. Ce grand parc éolien offshore, est divisé en cinq groupes. Chaque groupe constitue de quelques éoliennes qui sont similaires dans tous les paramètres. Ensuite, chaque groupe peut être remplacé par une seule unité équivalente dont la puissance égale à la somme de la puissance individuelle des éoliennes. Les cinq groupes ont une puissance totale égale à 800 MW, constitue le système qui sera étudié dans ce chapitre. Les composants qui font partie du parc éolien offshore sont les turbines éoliennes et le réseau offshore CA. Chaque turbine est constituée à son tour du rotor de vent, le système de transmission mécanique, la génératrice synchrone à aimant permanent, le double convertisseur de puissance et le transformateur.

La liaison HVDC est constituée d'un redresseur à diodes non commandé, un câble sous-marin et un convertisseur de source de tension VSC qui agit comme un onduleur. Le redresseur comprend à son tour des ponts à diodes, des filtres CA, des transformateurs et du filtre côté CC. Le redresseur non contrôlé est utilisé pour remplacer le redresseur VSC. Il est situé entre deux convertisseurs commandés, de sorte qu'il ne peut pas affecter le fonctionnement du système. Dans les étapes suivantes, le fonctionnement, la modélisation et le contrôle du système seront étudiés en détail.

II.2- Système HVDC-(Diodes-VSC) pour le raccordement éolien

La figure 2.1 montre un système typique qui se compose d'un parc éolien en mer avec un certain nombre de turbines éoliennes. Ce système est connecté à un point de couplage commun offshore. La liaison HVDC se compose d'un redresseur non contrôlé à diodes de 12 impulsions et d'un câble CC sous-marin et enfin d'un onduleur VSC. Les deux cotés alternatifs des convertisseurs de la liaison sont reliés aux réseaux CA par l'intermédiaire des transformateurs. Les composants principaux du système à étudier sont :

II.2.1- Parc éolien

Le parc éolien se compose de 160 turbines éoliennes. Chaque turbine éolienne basée sur la génératrice synchrone à aimants permanents GSAP de 5MW relie à deux convertisseurs commandés dos à dos.

II.2.2- Convertisseurs de la liaison HVDC

Les deux convertisseurs utilisés pour la liaison HVDC sont un convertisseur non commandé à base de diodes et un convertisseur à base de VSC employant des semi-conducteurs de puissance IGBT. Le premier convertisseur fonctionne comme un redresseur et l'autre nécessairement comme un onduleur.

II.2.3- Transformateurs

Évidemment, les convertisseurs sont connectés aux systèmes CA par des transformateurs. La fonction la plus importante des transformateurs consiste à transformer la tension CA à des valeurs adéquates pour le bon fonctionnement du convertisseur. Un transformateur permet des fonctions supplémentaires comme l'adaptation de la tension, l'association d'unités de conversion ou l'isolement vis-à-vis de la composante homopolaire. L'inductance de fuite des transformateurs utilisés dans ce mode de transport est généralement entre 0,1pu et 0.2pu. D'une part un transformateur T_R sans changeur de prise connecté le redresseur avec le réseau alternatif en mer, et d'autre part un autre transformateur T_V relie l'onduleur avec le réseau terrestre.

II.2.4- Filtres et condensateurs shunt

En fonction du réseau alternatif, des filtres peuvent être nécessaires pour empêcher toute pénétration d'harmoniques vers la station de conversion. D'autre part, la fréquence élevée des commutations dans l'unité de conversion rend les harmoniques qu'elle génère plus nocifs pour le matériel mais également plus faciles à filtrer. Z_{FR} représente à la fois le condensateur shunt C_F du redresseur et le banc de filtres d'harmoniques.

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

II.2.5- Câbles à courant continu

De par sa sensibilité aux défauts continus, ce type de liaisons est effectué majoritairement par câbles souterrains ou sous-marins. De plus, étant donné que la polarité de la tension continue ne s'inverse jamais, on utilise des câbles à isolation synthétique qui sont plus économiques que les câbles traditionnels. Le câble utilisé dans les liaisons HVDC-VSC est un nouveau type développé, où l'isolant est constitué d'un polymère extrudé qui est particulièrement résistant à la tension continue. Ce type des câbles est le choix préféré pour les liaisons HVDC-VSC, cela principalement en raison de leur résistance mécanique, la souplesse et le faible poids.

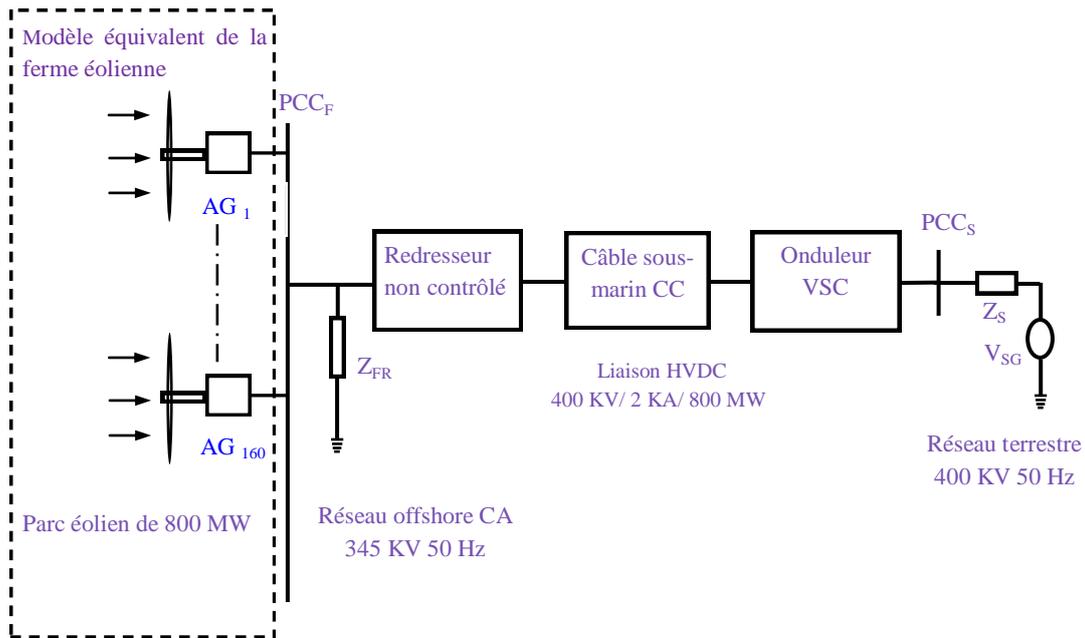


Fig. 2.1: La configuration d'une ferme éolienne connectée à un système HVDC à base d'un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC

II.3- Énergie éolienne

L'énergie éolienne est un domaine en développement rapide. La puissance éolienne installée a considérablement augmenté au cours des dix dernières années et la tendance est d'installer de plus grandes turbines éoliennes et de les regrouper dans de grands parcs éoliens reliés au réseau par des liaisons HVDC [29].

II.3.1- Distribution de vent

La vitesse du vent peut être modélisée comme une variable aléatoire continue, en utilisant la distribution de Rayleigh. La distribution de Rayleigh est une simplification de la distribution de Weibull. La fonction commune de densité de probabilité la plus courante pour décrire la vitesse du vent est donnée par [30,31]:

$$f(\omega_\omega) = \frac{k}{c} \left(\frac{\omega_\omega}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{\omega_\omega}{c} \right)^k \right] \quad (2.1)$$

Où:

$f(\omega_\omega)$: Fonction de densité de probabilité du vent ;

ω_ω : Vitesse moyenne du vent ;

k : Paramètre de forme ;

c : Paramètre d'échelle et donné par :

$$c = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \bar{\omega}_\omega \quad (2.2)$$

Où: $\bar{\omega}_\omega$ est la vitesse annuelle moyenne du vent. Pour simplifier, nous avons mis $= 2 \cdot$

La distribution de probabilité est donnée par la vitesse moyenne du vent :

$$f(\omega_\omega) = \frac{\pi \omega_\omega}{2 \omega_\omega^2} \exp \left[-\frac{\pi \omega_\omega^2}{4 \omega_\omega^2} \right] \quad (2.3)$$

Pour utiliser la distribution de Rayleigh, il suffit de définir la vitesse moyenne annuelle du vent. Les distributions de probabilité pour des différentes vitesses moyennes du vent en utilisant la distribution de Rayleigh sont présentées à la Figure 2.2, dans laquelle 5 distributions de 5 vitesses du vent moyennes annuelles différentes sont présentées

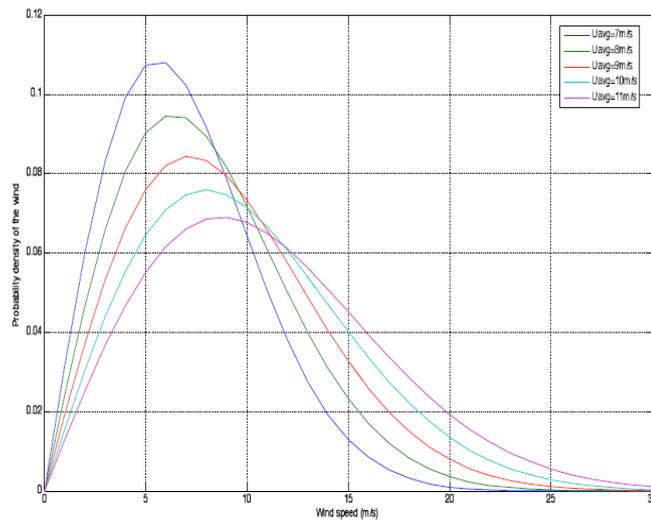


Fig. 2.2: Distribution de probabilité de la vitesse du vent

II.4- Description générale du système à étudier

Un système proposé point à point est présenté sur les figures 2.3 et 2.4. Il se compose de trois parties clairement définies: le parc éolien offshore, une liaison à courant continu et un réseau terrestre CA. Le parc éolien se compose de 160 éoliennes de 5 MW. La puissance totale installée est donc de 800 MW.

La liaison HVDC se compose d'un redresseur non contrôlé à diodes, d'un câble sous-marin de longueur d'environ 100 kilomètres et d'un convertisseur de tension VSC qui agit comme un onduleur. Le réseau terrestre est simplement modélisé par son équivalent de Thevenin. Toutes les éoliennes montrent le même comportement si l'incident du vent était également le même. Comme l'extension du parc éolien est importante, on suppose que l'incident du vent ne sera pas le même pour toutes les éoliennes. Pour tenir compte de cette différence et avoir un système plus flexible, il y a eu cinq groupes de 4, 16, 28, 44, et 68 turbines éoliennes.

Dans chaque groupe de turbines éoliennes, l'incident du vent est le même et ce groupe est modélisé par un parc éolien équivalent.

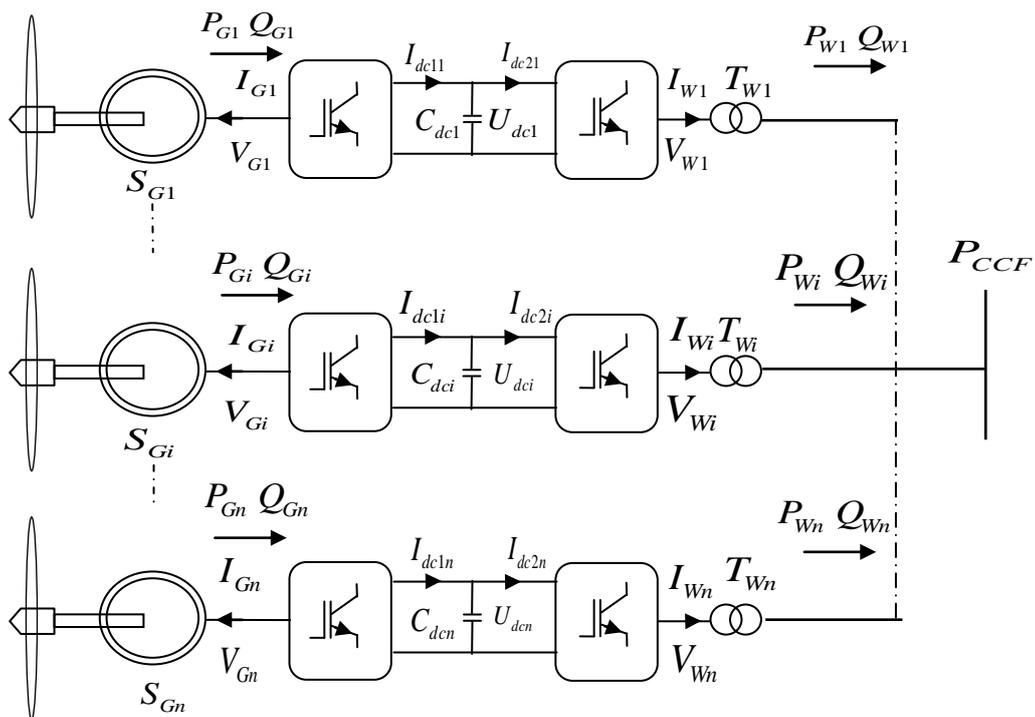


Fig. 2.3 : Parc éolien offshore ($i = 1,2,3,4,5$) relié au point PCC_F

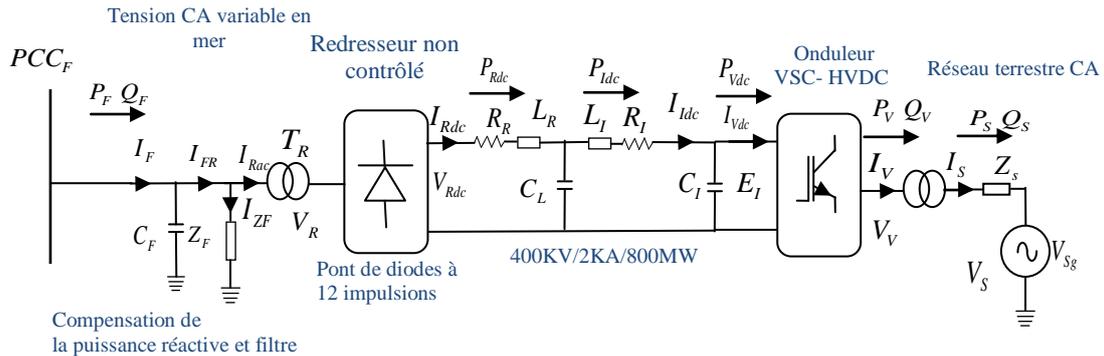


Fig. 2.4 : Transmission HVDC-(Diodes - VSC)

II.4.1- Fonctionnement de la turbine éolienne

La turbine éolienne est une machine qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui est de son tour convertie en énergie électrique. Le parc éolien peut produire de l'énergie uniquement en réponse à une ressource immédiatement disponible: le vent; car il n'est pas possible de stocker le vent et de l'utiliser plus tard. Pour cette raison, tout système auquel une éolienne est connectée doit tenir en compte de cette disponibilité [32].

Un schéma simplifié des composants de la turbine éolienne est présenté à la figure 2.5; comme le montre ce schéma, les éléments de l'éolienne sont:

- le rotor de l'éolienne ;
- Système de transmission mécanique ;
- Génératrice synchrone à aimant permanent ;
- Convertisseurs dos à dos ;
- Transformateur.

De cette figure, il est clair que la puissance produite par l'éolienne est transférée à travers les convertisseurs de puissance dos à dos; Par conséquent, le fonctionnement dynamique de la génératrice électrique est effectivement isolé du réseau électrique. En d'autres termes, la fréquence électrique de la génératrice est indépendante de la fréquence du réseau, permettant ainsi un fonctionnement à vitesse variable de l'éolienne.

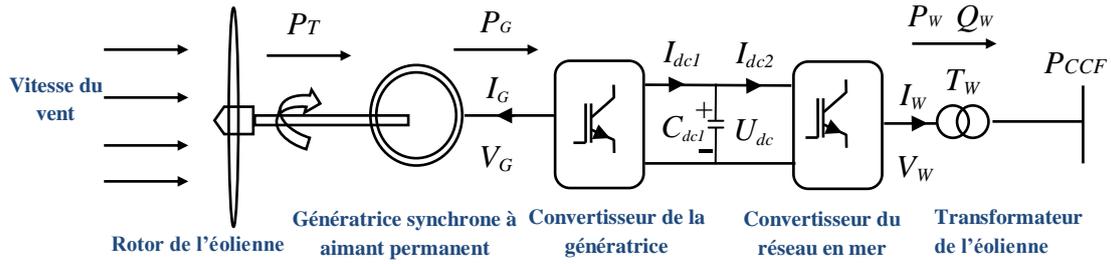


Fig. 2.5: Composants de la turbine éolienne

La machine synchrone à aimant permanent joue un rôle clé dans les systèmes de production d'énergie éolienne à entraînement direct pour transformer la puissance mécanique en énergie électrique. Les aimants inclus dans la génératrice fournissent un champ magnétique constant évitant la nécessité d'une excitation électrique indépendante. Ce type de génératrice présente une option intéressante pour la nouvelle génération d'éoliennes pour les applications en mer [33]:

II.4.2- Modélisation du parc éolien offshore

Les équations suivantes représentent le modèle électrique du $i^{ème}$ groupe de turbines éoliennes raccordées au point de couplage commun P_{CCF} du réseau offshore CA :

Les équations des axes d-q utilisées pour modéliser la génératrice à aimants permanents synchrones sont:

$$V_{Gdi} = R_{Gi} I_{Gdi} + L_{Gdi} \frac{dI_{Gdi}}{dt} - \omega_{Gi} \lambda_{Gqi} \quad (2.4)$$

$$V_{Gqi} = R_{Gi} I_{Gqi} + L_{Gqi} \frac{dI_{Gqi}}{dt} + \omega_{Gi} \lambda_{Gdi} \quad (2.5)$$

Avec:

V_{Gqi} : est la tension aux bornes du stator de l'axe q en volt ;

V_{Gdi} : est la tension aux bornes du stator de l'axe d en volt ;

I_{Gdi} : est le courant du stator de l'axe d en ampère A ;

I_{Gqi} : est le courant du stator de l'axe q en ampère A ;

R_G : est la résistance équivalente de l'enroulement du stator ;

L_{Gdi} : est l'inductance équivalente du stator dans l'axe d ;

L_{Gqi} : est l'inductance équivalente du stator dans l'axe q.

Le flux du stator peuvent être définis-en Wb par les équations suivantes:

$$\lambda_{Gdi} = L_{Gdi}I_{Gdi} + \lambda_m \quad (2.6)$$

$$\lambda_{Gqi} = L_{Gqi}I_{Gqi} \quad (2.7)$$

Avec :

λ_{Gdi} : est le flux du stator dans l'axe d ;

λ_{Gqi} : est le flux du stator dans l'axe q ;

λ_m : est le flux permanent de l'aimant.

L'équation de la balance de puissance du côté convertisseur de la génératrice :

$$P_{Gi} = -3(V_{Gdi}I_{Gdi} + V_{Gqi}I_{Gqi}) \quad (2.8)$$

$$P_{dci} = U_{dci}I_{dci} \quad (2.9)$$

La dynamique de la tension U_{dci} est définie par l'équation de la capacitance C_{dci} et elle peut être exprimée comme suit:

$$I_{dci} - I_{dc2i} = C_{dci} \frac{dU_{dci}}{dt} \quad (2.10)$$

L'équation de la balance de puissance côté convertisseur du réseau offshore :

$$P_{dc2i} = U_{dci}(I_{dc2i})n_i \quad (2.11)$$

Avec n_i est le nombre d'éoliennes constituant le groupe

$$P_{wi} = 3(V_{wdi}I_{wdi} + V_{wqi}I_{wqi}) \quad (2.12)$$

La dynamique de l'intégration du réseau offshore peut s'écrire en coordonnées synchrones d-q tournant à ω_{dq} comme suit:

$$\frac{d}{dt} I_{Wdi} = -\frac{R_{TWi}}{L_{TWi}} I_{Wdi} + \omega_{dq} I_{Wqi} + \frac{1}{L_{TWi}} V_{Wdi} - \frac{1}{L_{TWi}} V_{Fd} \quad (2.13)$$

$$\frac{d}{dt} I_{Wqi} = -\omega_{dq} I_{Wdi} - \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}} I_{Wqi} + \frac{1}{L_{TWi}} V_{Wqi} - \frac{1}{L_{TWi}} V_{Fq} \quad (2.14)$$

Et aussi:

$$I_{Fd} = \sum_{i=1}^5 I_{Wdi} \quad (2.15)$$

$$I_{Fq} = \sum_{i=1}^5 I_{Wqi} \quad (2.16)$$

La dynamique de la tension du réseau offshore peut s'écrire en coordonnées synchrones d-q tournant à ω_{dq} comme suit:

$$\frac{d}{dt} V_{Fd} = \frac{1}{C_F} \sum_{i=1}^m I_{Wdi} - \frac{1}{C_F} I_{FRd} + \omega_{dq} V_{Fq} \quad (2.17)$$

$$\frac{d}{dt} V_{Fq} = \frac{1}{C_F} \sum_{i=1}^m I_{Wqi} - \frac{1}{C_F} I_{FRq} - \omega_{dq} V_{Fd} \quad (2.18)$$

II.4.3- La liaison HVDC-(Diodes-VSC)

La liaison HVDC utilisée dans le système étudié consiste d'un redresseur à diodes non contrôlé en mer, un câble CC sous-marin et un onduleur terrestre VSC. D'une part, ce lien est relié au point PCC_F en mer par l'intermédiaire de deux transformateurs et également de batterie de condensateurs et de filtres, d'autre part il est relié au réseau terrestre par un autre transformateur. Les principales composantes du système de transmission HVDC proposé sont indiquées à la figure 2.6.

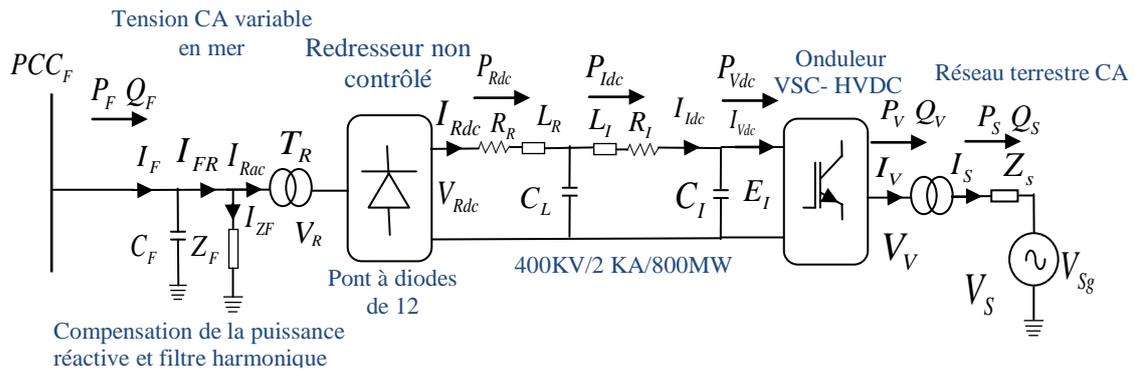


Fig. 2.6: Configuration de la transmission HVDC

II.4.3.1- Le redresseur non contrôlé à deux ponts

Un redresseur non contrôlé à diodes de 12 impulsions est utilisé dans la transmission HVDC. Ce convertisseur est placé entre deux autres éléments contrôlés: les convertisseurs offshore des éoliennes et l'onduleur terrestre VSC, de sorte que l'utilisation du redresseur non contrôlé ne peut pas affecter le bon fonctionnement du système. Les deux ponts doivent fournir des courants continus identiques afin que les courants alternatifs qu'ils prélèvent sur les secondaires des transformateurs aient les mêmes valeurs. Deux transformateurs, l'un connecté Y-Y et l'autre Y- Δ , sont utilisés pour alimenter les ponts avec un décalage de tension triphasé de 30° entre eux. La figure 2.7 montre un redresseur non contrôlé, un condensateur et un banc de filtres.

Les transformateurs nécessitent une conception spéciale car ils doivent supporter les harmoniques de courants causées par les diodes. La structure de redresseur provoque une recombinaison des courants harmoniques générés par chacun pont au primaire du transformateur et le calcul montre que les harmoniques de rang $6k \pm 1$ avec k impair sont éliminés [34]. C'est le cas en particulier pour les harmoniques 5 et 7 dont les amplitudes sont les plus importantes. Les harmoniques 11 et 13 sont conservés tandis que les harmoniques 17 et 19 sont éliminés. Les harmoniques restants sont donc de rang $12k \pm 1$ avec k entier naturel.

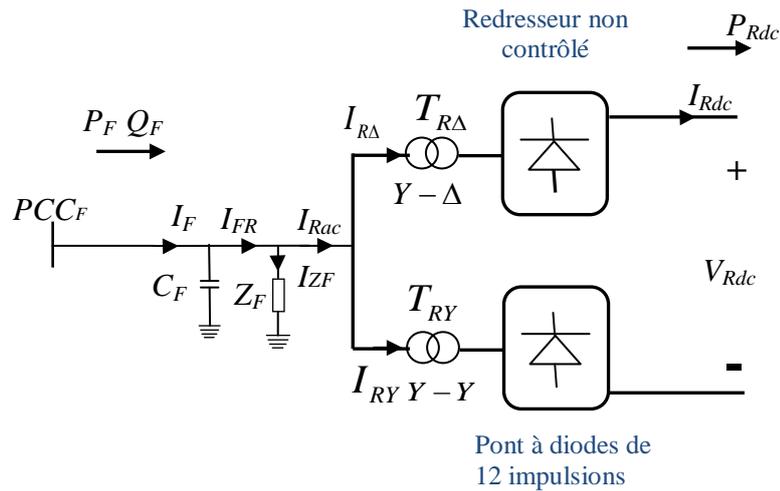


Fig. 2.7: Redresseur non contrôlé, un condensateur, un banc de filtres, et transformateurs

L'utilisation d'un convertisseur à deux ponts est insuffisante de limiter les courants harmoniques à une faible valeur, donc il est nécessaire d'installer des circuits filtrants. Pour réduire l'effet des courants harmoniques, on utilise des filtres réalisés par des circuits RLC. Pour un convertisseur d'indice de pulsation $p = 12$, on utilise des circuits résonnants pour filtrer les courants harmoniques de rang 11, et 13, et d'un filtre amorti pour filtrer les harmoniques de rang supérieur [18].

II.4.3.2- Câble sous marin

Un câble sous-marin est utilisé pour transporter l'électricité de la station en mer à la station terrestre. Le câble est modélisé en utilisant une ligne équivalente de transmission à courant continu en T comme le montre la figure 2.8. Le câble est utilisé pour une tension de 400 kV et une puissance admissible est d'environ 800 MW.

La figure 2.8 montre le modèle en "T", avec $R_R = R_I = 2.5 \text{ ohm}$ et $L_R = L_I = 0.5968 \text{ Het}$ $C_L = 26 \mu F$. V_{Rdc} et V_{Idc} représentent respectivement les tensions aux bornes du redresseur et l'onduleur. C_L est la capacitance totale de la ligne de transmission CC. I_{Rdc} et I_{Idc} sont les courants continus respectivement côté redresseur et côté onduleur.

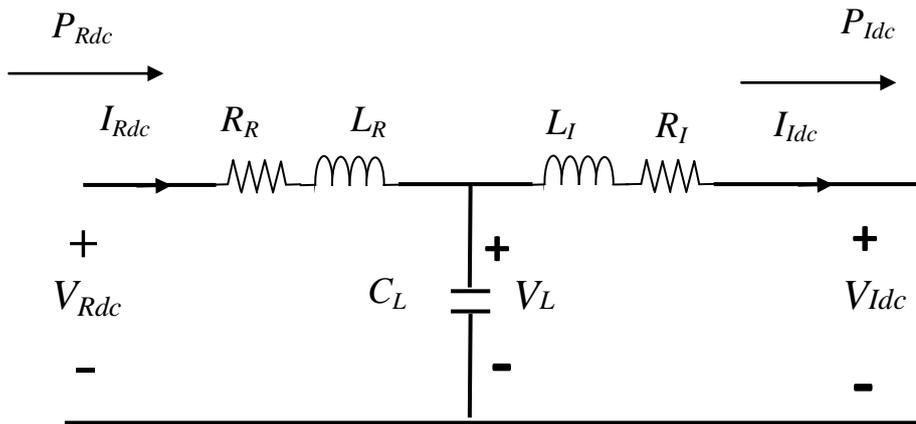


Fig. 2.8: Modèle du câble sous marin en "T"

II.4.3.3- L'onduleur HVDC -VSC

Une configuration commune pour un convertisseur VSC à commutation forcée triphasé utilisant des valves IGBT avec des diodes antiparallèles est représentée sur la figure 2.9. Chaque bras de pont peut conduire le courant dans les deux directions en raison de unidirectionnel offert par les diodes et la polarité de tension sur chaque IGBT et la combinaison de commutateur à diode. Un changement de direction du flux de puissance peut maintenant être réalisé en changeant la direction du courant continu. Ceci est fait en changeant la tension continue des stations de convertisseur opposées permettant au courant continu de circuler dans la direction désirée. La source CC est fournie par les condensateurs CC qui peuvent stocker une quantité importante d'énergie. Les considérations de conception incluent la capacité de puissance active et réactive, les limites d'injection harmonique, les pertes de commutation de valve et les implications de coût [35].

Pour deux systèmes CA interconnectés, le flux de puissance active et réactive est déterminé par l'impédance de connexion ainsi que par l'amplitude et l'angle entre les deux vecteurs de tension. Dans ce cas, le schéma VSC représente une source de tension connectée à un système CA via les impédances combinées du transformateur du convertisseur et l'inductance série comme le montre la Figure 2.10.

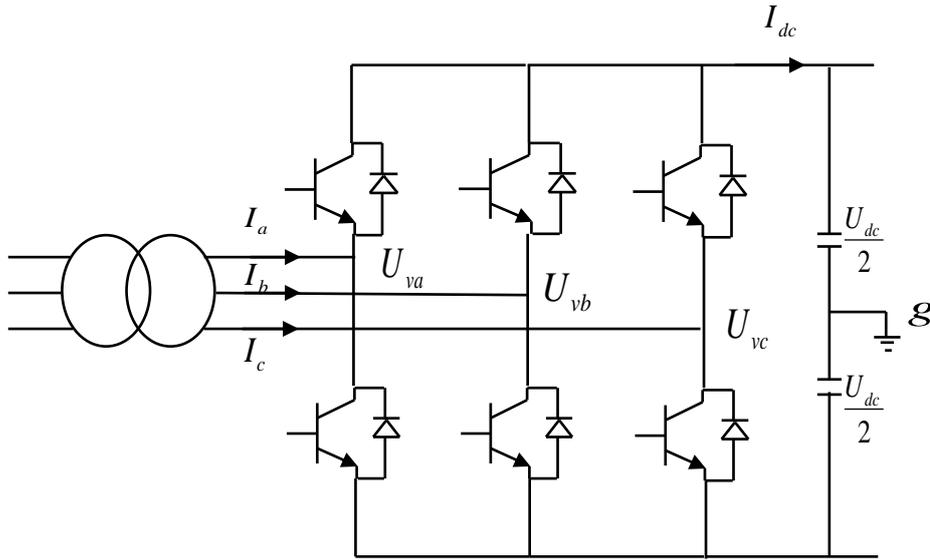


Fig. 2.9: Disposition de base du circuit VSC

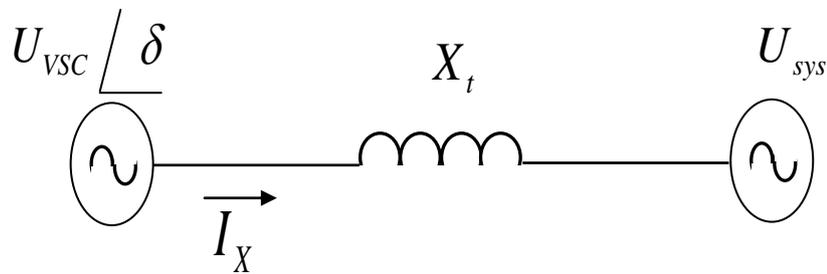


Fig. 2.10: Angle relative de tension et impédance

La puissance réelle P qui s'écoule du convertisseur vers le système CA est donnée par la relation:

$$P = \frac{U_{sys} U_{VSC}}{X_t} \sin(\delta) \quad (2.19)$$

Où V_{SYS} est la tension du système CA, V_{VSC} est la tension aux bornes du VSC; X_t est la réactance reliant le VSC au système CA et δ indique l'angle de tension entre le VSC et le système CA. De même, la puissance réactive qui sera échangée entre le VSC et le système est donnée par la relation suivante:

$$Q = \frac{U_{VSC}(U_{VSC} - U_{sys} \cos(\delta))}{X_l} \quad (2.20)$$

A partir de ces équations, on peut voir que pour aucune différence d'angle de tension, la puissance réelle est égale à zéro et la puissance réactive est déterminée par la différence des magnitudes de tension.

Si $U_{SYS} > U_{VSC}$, Q est inférieur à zéro et implique un fonctionnement inductif (VSC absorbe la puissance réactive).

Si $U_{VSC} > U_{SYS}$, Q est supérieur à zéro et implique un fonctionnement capacitif (VSC délivre une puissance réactive au réseau).

Pour des amplitudes égales de tension, la puissance réactive est égale à zéro et la puissance réelle est déterminée par l'angle de tension entre les deux vecteurs. Si $\delta > 0$, la puissance passe du VSC au système CA (fonctionnement en onduleur) et si $\delta < 0$, la puissance passe du système CA au VSC (fonctionnement en redresseur).

A partir des équations de flux de puissance active et réactive (2.19) - (2.20), il a été démontré que la commande de puissance à quatre quadrants est possible et bien que la puissance active et réactive puisse être contrôlée presque indépendamment, il existe une certaine mesure de couplage introduite par le schéma VSC lui-même, ainsi que les systèmes CA connectés. Pour la commande de la puissance réactive, l'indice de modulation contrôle l'amplitude de la tension alternative et le flux de puissance réactive et l'instant d'allumage des valves en relation avec la tension côté CA détermine l'angle de phase de tension et le flux de puissance.

Pour les tensions et courants représentés à la figure 2.11, les équations du convertisseur peuvent être définies :

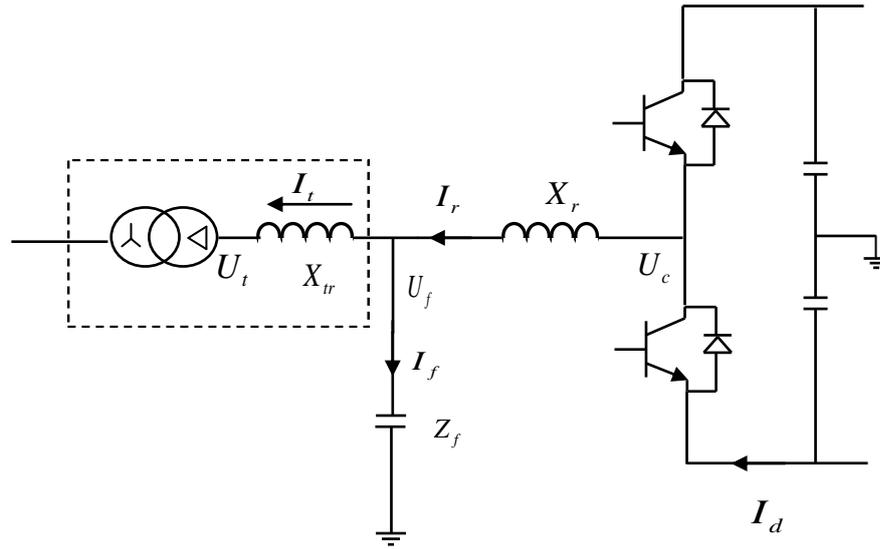


Fig. 2.11: Schéma équivalent du circuit VSC

La tension du convertisseur est donnée par la relation :

$$U_c = U_f + X_r I_r \quad (2.21)$$

Où U_f est la tension du nœud de filtre CA, X_r est la réactance de l'inductance du convertisseur et I_r est le courant traversant l'inductance du convertisseur.

Le courant I_r est donné par la relation :

$$I_r = I_t + I_f \quad (2.22)$$

Où I_t est le courant total à travers le transformateur du convertisseur et I_f est le courant traversant l'impédance du filtre.

La tension U_f du nœud de filtre CA est donnée par la relation :

$$U_f = U_t + X_{tr} I_t \quad (2.23)$$

Où U_t est la tension sur le côté primaire du transformateur de convertisseur et X_{tr} est la réactance du transformateur de convertisseur.

Le courant de filtre I_f est donné par la relation suivante:

$$I_f = \frac{U_f}{Z_f} \quad (2.24)$$

Les équations du convertisseur définies dans les équations (2.21) - (2.24) sont représentées par un diagramme vectoriel dans la figure 2.12.

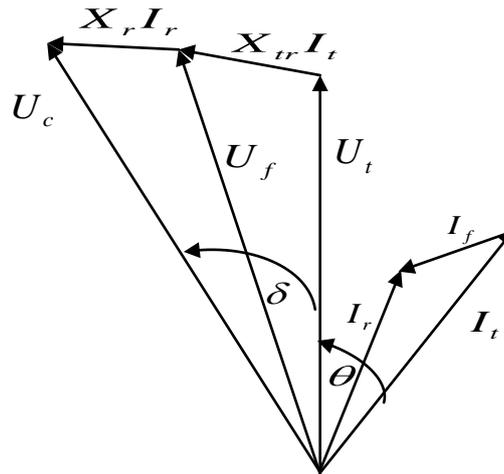


Fig. 2.12: Représentation vectorielle du Circuit VSC

A partir de la figure 2.12, U_c peut être égale à la tension de convertisseur U_{VSC} et U_t à la tension de système U_{SYS} sans le rapport de transformateur et changeur de prise. L'angle δ est l'angle de tension à travers l'inductance du convertisseur et les impédances du transformateur et l'angle θ est l'angle entre la tension de sortie et le courant.

Dans cette thèse, L'onduleur est composé d'un convertisseur de tension (VSC), comme le montre la figure 2.13. Le convertisseur est connecté entre une capacité de valeur C_f , qui stabilise la tension continue nécessaire pour le VSC, et un transformateur élévateur.

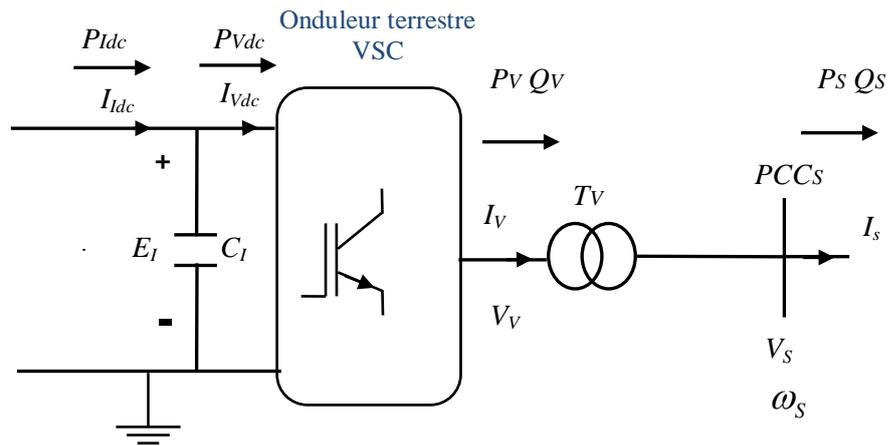


Fig. 2.13: Onduleur terrestre VSC

II.4.4- Le réseau terrestre CA

L'énergie produite par le parc éolien en mer et transportée par la liaison HVDC est finalement délivrée au réseau terrestre. Pour caractériser le comportement du réseau au point de connexion PCC_S , on utilise un modèle simplifié constitué d'un réseau équivalent de Thevenin, formé par une impédance Z_S et une source de tension V_{Sg} comme il est montré dans la figure 2.14 [36]. L'impédance est constituée par une résistance R_S en série avec une inductance L_S .

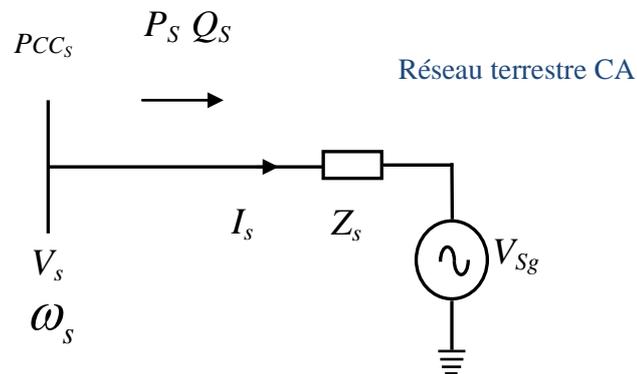


Fig. 2.14: Modèle de réseau terrestre CA

II.5- Commande du système étudié

Cette section présente la conception des stratégies de contrôle pour un parc éolien en mer connecté au système de transmission HVDC constitué d'un redresseur à

diodes et un onduleur VSC. Le comportement des composants de l'ensemble du système est évalué. Des stratégies de contrôle qui assurent un bon comportement du système sous des courts-circuits appliqués dans les deux cotés des réseaux CA sont proposées.

De plus, des systèmes de protection contre les surtensions sont ajoutés au double convertisseur de la turbine et à l'onduleur VSC de la liaison HVDC, sous la forme de résistances de freinage dynamique.

L'objectif principal du système de contrôle utilisé est de laisser le parc éolien en mer produire la quantité maximale de puissance active à tout moment et laisser le système de transmission HVDC assure que le réseau CA comporte des conditions de fonctionnement stables, avec de fluctuations réduites de tension et de fréquence. Ceci est réalisé par les objectifs de contrôle suivants:

- La vitesse de La turbine éolienne est contrôlée par la variation de l'angle de calage;
- Le convertisseur côté génératrice de l'éolien contrôle la tension continue;
- Le convertisseur côté réseau CA de l'éolien contrôle la fréquence et une autre grandeur, qui peut être la tension du réseau ou la puissance délivrée par les éoliennes;
- Le redresseur en mer de la liaison HVDC n'est pas contrôlé;
- L'onduleur terrestre VSC de la liaison HVDC assure des conditions de fonctionnement stables pour le convertisseur en mer en contrôlant la tension continue CC et la puissance réactive.

II.5.1- Stratégies de contrôle

Le système de commande du système HVDC connecté au parc éolien a à son niveau de base une boucle interne rapide de régulation de courant contrôlant les courants CA. Les références de courant CA sont données par les régulateurs externes. Les régulateurs externes lents contiennent le régulateur de tension CC, le régulateur de tension CA, le régulateur de puissance active, le régulateur de puissance réactive et le régulateur de fréquence. Par conséquent, la référence du courant actif peut être obtenue à

partir du régulateur de tension CC, du régulateur de puissance active ou du régulateur de tension CA. D'autre part, la référence du courant réactif peut être dérivée du régulateur de puissance réactive ou du régulateur de fréquence. Il est évident que les régulateurs ne peuvent pas être utilisés en même temps. Le choix des différents types de régulateurs externes est fait en fonction du cas appliqué.

Dans notre cas d'application, pour la transmission HVDC basée sur le redresseur à diodes et l'onduleur VSC, le système est utilisé pour fournir de l'énergie à partir d'un parc éolien en mer et le flux de puissance active est unidirectionnel parce que le côté offshore fournit la puissance active au côté terrestre et non vice-versa. Dans la liaison HVDC, comme le montre la figure 2.15, le redresseur à diodes n'est pas contrôlé et le contrôle de l'onduleur VSC terrestre régule la tension CC de la liaison HVDC et la puissance réactive du réseau terrestre CA.

Pour la turbine éolienne en mer, le régulateur du convertisseur côté génératrice commande la tension continue CC de la liaison dos à dos avec le courant actif égal à zéro, tandis que le régulateur du convertisseur côté réseau CA de la turbine éolienne maintient la tension CA et la fréquence. La vitesse de l'éolienne sera supposée constante, par conséquent pas de variation sur l'angle de calage comme le montre la figure 2.16. Dans les sections qui suivent, cette stratégie de contrôle sera décrite en détail.

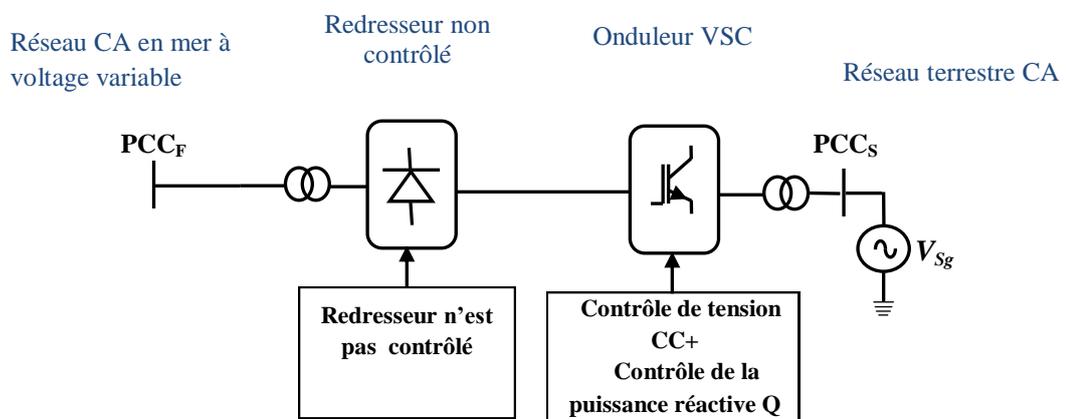


Fig. 2.15: Système de contrôle global de la transmission HVDC-(diodes-VSC)

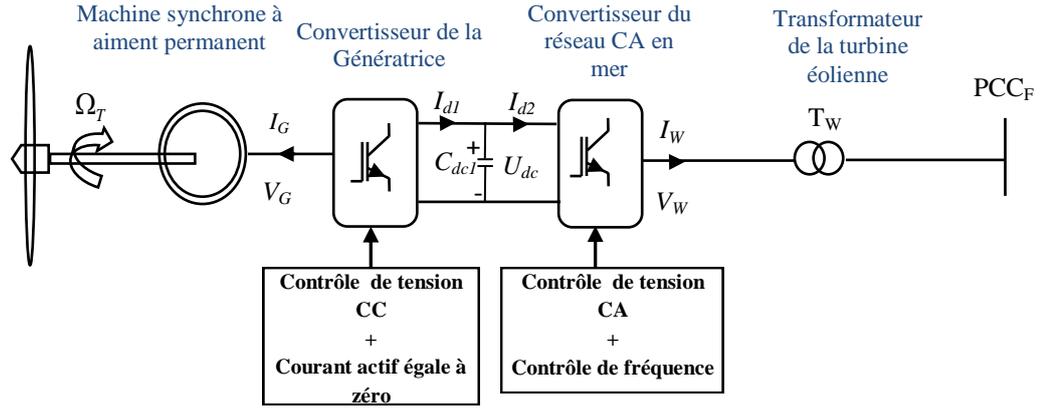


Fig. 2.16: Système global de contrôle du parc éolien équivalent en mer

II.5.2- Contrôle de la génératrice et contrôle de la tension continue du double Convertisseur

La commande de la génératrice synchrone à aimants permanents s'effectue sur les axes d-q orientés au champ magnétique du rotor. La puissance mécanique appliquée sur l'arbre de la génératrice à aimant permanent peut être exprimée par :

$$P_{méc} = -T_{em} \cdot \Omega_G \quad (2.25)$$

Où Ω_G est la vitesse angulaire du rotor de la génératrice en [rad / s] et T_{em} est le couple électromécanique de la génératrice et aussi cette puissance peut être exprimée par :

$$P_{méc} = -\omega_G \phi_{Gq} I_{Gd} + \omega_G \phi_{Gd} I_{Gq} \quad (2.26)$$

$$P_{méc} = -\omega_G L_{Gq} I_{Gq} I_{Gd} + \omega_G (L_{Gd} I_{Gd}) I_{Gq} + \omega_G \lambda_m I_{Gq} \quad (2.27)$$

Pour une machine à pôles lisses $L_{Gd} = L_{Gq} = L_G$ et pour une machine à poles saillants on suppose que le courant actif I_{Gd} égal à zero. Dans les deux cas, l'équation 2.27 devient:

$$P_{méc} = \omega_G \lambda_m I_{Gq} \quad (2.28)$$

De l'équation 2.25 et l'équation 2.28:

$$-T_{em} \cdot \Omega_G = \omega_G \lambda_m I_{Gq} \quad (2.29)$$

Le couple électromécanique de la génératrice peut être exprimée est :

$$T_{em} = -3p\lambda_m I_{Gq} \quad (2.30)$$

Ou λ_m est le flux permanent de l'aimant. Le couple par unité de courant est maximal et il est contrôlé uniquement avec le courant q. Pour le contrôle des deux courants, les tensions d'entrée peuvent être prises à partir des équations :

$$u_{Gd} = \frac{1}{L_{Gd}} (V_{Gd} + \omega_G L_{Gq} I_{Gq}) \quad (2.31)$$

$$u_{Gq} = \frac{1}{L_{Gq}} (V_{Gq} - \omega_G (L_{Gd} I_{Gd} + \lambda_m)) \quad (2.32)$$

Alors la dynamique de la génératrice peut être écrite comme suit:

$$u_{Gd} = \frac{R_G}{L_{Gd}} I_{Gd} + \frac{dI_{Gd}}{dt} \quad (2.33)$$

$$u_{Gq} = \frac{R_G}{L_{Gq}} I_{Gq} + L_{Gq} \frac{dI_{Gq}}{dt} \quad (2.34)$$

Les deux systèmes résultants sont des systèmes de premier ordre et peuvent être contrôlés par des régulateurs PI dans les axes synchrones d-q. les fonctions de transfert de ces deux systèmes sont :

$$I_{Gd}(s) = \frac{1}{s + \frac{R_G}{L_{Gd}}} u_{Gd}(s) \quad (2.35)$$

$$I_{Gq}(s) = \frac{1}{s + \frac{R_G}{L_{Gq}}} u_{Gq}(s) \quad (2.36)$$

Le convertisseur de la génératrice (back-end) est responsable de contrôler les courants de la génératrice, faisant plus facile d'ajouter des limites à ces courants. La

limitation des courants est d'une grande importance pour maintenir l'intégrité des composants, en particulier en cas de défauts dans le système.

Devant la boucle interne du courant I_{Gq} , une autre boucle lente de régulation est utilisée afin de contrôler la tension U_{dc} du double convertisseur de la liaison. Négligeant les pertes dans la génératrice du convertisseur:

$$-3(V_{Gd}I_{Gd} + V_{Gq}I_{Gq}) = U_{dc}I_{dc1} \quad (2.37)$$

La dynamique de la tension U_{dc} est définie par l'équation de la capacitance C_{dc1} de la liaison CC et peut être exprimée comme suit [37]:

$$I_{dc1} - I_{dc2} = C_{dc1} \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (2.38)$$

En supposant que la référence de courant de champ est mise à zéro, c'est-à-dire $I_{Gd}^* = 0$, alors :

$$-3V_{Gq}I_{Gq} = U_{dc}I_{dc1} \quad (2.39)$$

Donc on peut écrire l'équation 2.39 comme suit:

$$-3V_{Gq}I_{Gq} = C_{dc1}U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} + U_{dc}I_{dc2} \quad (2.40)$$

On peut définir l'expression suivante comme un artifice mathématique:

$$\frac{dU_{dc}^2}{dt} = 2U_{dc} \frac{dU_{dc}}{dt} \quad (2.41)$$

On peut donc écrire l'équation 2.40 comme suit:

$$\frac{dU_{dc}^2}{dt} = -\frac{1}{C_{dc1}}(6V_{Gq}I_{Gq} + 2U_{dc}I_{dc2}) \quad (2.42)$$

Afin d'effectuer un découplage dynamique, l'expression suivante est définie :

$$U_{U_{dc}} = -\frac{1}{C_{dc1}} (6V_{Gq}I_{Gq} + 2U_{dc}I_{dc2}) \quad (2.43)$$

Par conséquent, la dynamique de U_{dc}^2 : est réduite à l'expression suivante:

$$U_{U_{dc}} = \frac{dU_{dc}^2}{dt} \quad (2.44)$$

La fonction de transfert correspondante peut être définie comme suit:

$$U_{dc}^2 = \frac{1}{s} U_{U_{dc}}(s) \quad (2.45)$$

Alors U_{dc}^2 devient un simple intégrateur et peut être facilement contrôlé par une boucle de régulation PI :

Selon l'équation 2.43, il est possible de régler U_{dc}^2 aux valeurs souhaitées en utilisant la référence de courant de la génératrice I_{Gq} comme suit:

$$I_{Gq} = -\frac{C_{dc1}}{6V_{Gq}} U_{U_{dc}} - \frac{U_{dc}I_{dc2}}{3V_{Gq}} = -\frac{C_{dc1}}{6V_{Gq}} \left(U_{U_{dc}} + \frac{2U_{dc}I_{dc2}}{C_{dc1}} \right) \quad (2.46)$$

Où $U_{U_{dc}}$ est la sortie du contrôleur PI utilisé dans la boucle de contrôle de U_{dc}^2 . En outre, la référence de courant de couple de la génératrice I_{Gq} a été limitée, de sorte que la génératrice ne fonctionnera jamais dans la région de motorisation. La boucle de contrôle proposée de U_{dc}^2 est représentée sur la figure 2.17 [38].

Si la tension U_{dc} reste constante, la puissance P_G délivrée par la génératrice suivra les variations de puissance P_W délivrée par le réseau qui est connecté au point de connexion commun PCC_F. Ce résultat permet l'utilisation du convertisseur de réseau de l'éolienne de suivre le point de puissance maximum.

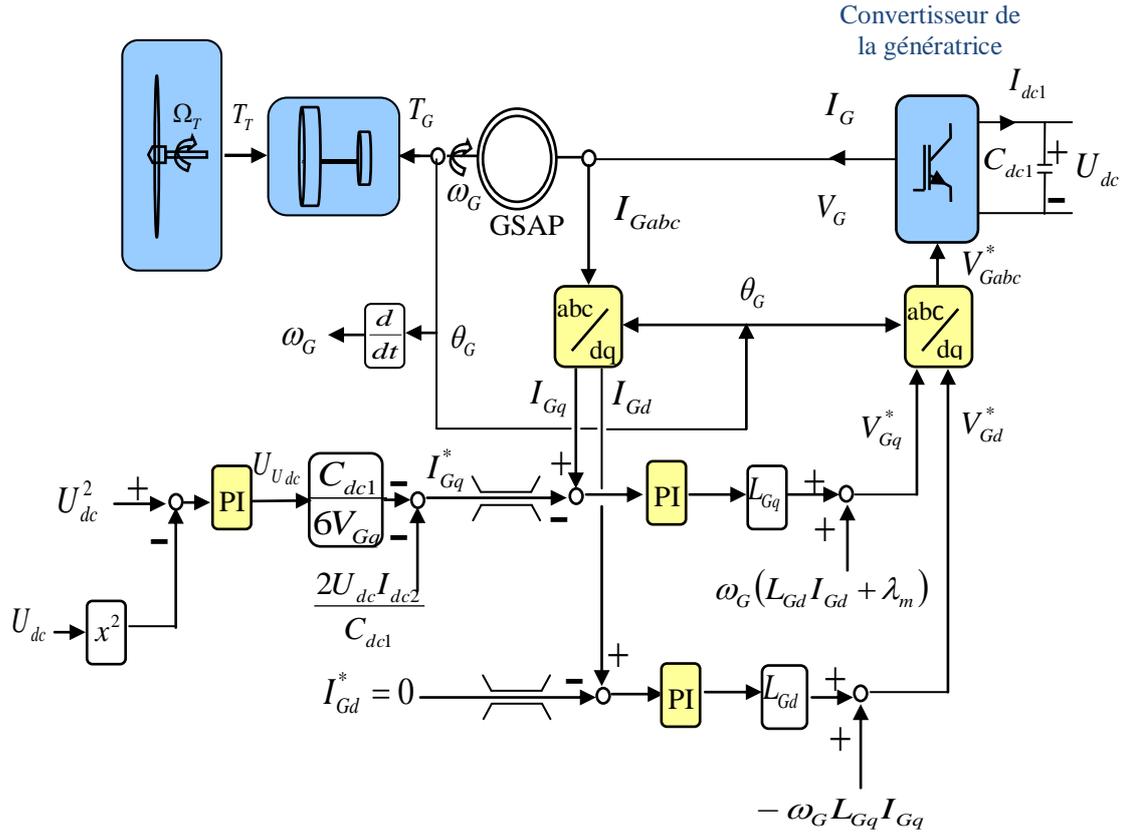


Fig. 2.17: Diagramme de bloc de contrôle du convertisseur de la génératrice GSAP

II.5.3- Contrôle de la tension alternative et de la fréquence du réseau offshore CA

A partir des d'équations 2.13 et 2.14, on peut écrire:

$$\frac{d}{dt} I_{wdi} + \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}} I_{wdi} = +w_F I_{wqi} + \frac{1}{L_{TWi}} V_{wdi} - \frac{1}{L_{TWi}} V_{Fd} \quad (2.47)$$

$$\frac{d}{dt} I_{wqi} + \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}} I_{wqi} = -w_F I_{wdi} + \frac{1}{L_{TWi}} V_{wqi} \quad (2.48)$$

Les tensions d'entrée sont définies comme suit:

$$u_{wd} = \frac{d}{dt} I_{wdi} + \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}} I_{wdi} \quad (2.49)$$

$$u_{wq} = \frac{d}{dt} I_{wqi} + \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}} I_{wqi} \quad (2.50)$$

Le résultat est donc des systèmes de premier ordre qui peuvent être contrôlés par des Régulateurs PI. Les fonctions de transfert de ces systèmes sont :

$$I_{wdi}(s) = \frac{1}{s + \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}}} u_{wd}(s) \quad (2.51)$$

$$I_{wqi}(s) = \frac{1}{s + \frac{R_{TWi}}{L_{TWi}}} u_{wq}(s) \quad (2.52)$$

La figure 2.18 montre la commande des courants d-q du convertisseur de réseau offshore.

La puissance totale générée est divisée en m sources d'énergie. Il est donc nécessaire de définir un coefficient de participation de chaque groupe en fonction de sa puissance nominale. Ce coefficient de participation sera défini pour chaque groupe comme suit :

$$K_{dqi} = \frac{\text{puissance nominale du } i^{\text{ème}} \text{ groupe}}{\text{puissance globale du parc éolien offshore}} \quad (2.53)$$

Notez que $K_{di} = K_{qi}$ et

$$\sum_{i=1}^m K_{dqi} = 1 \quad (2.54)$$

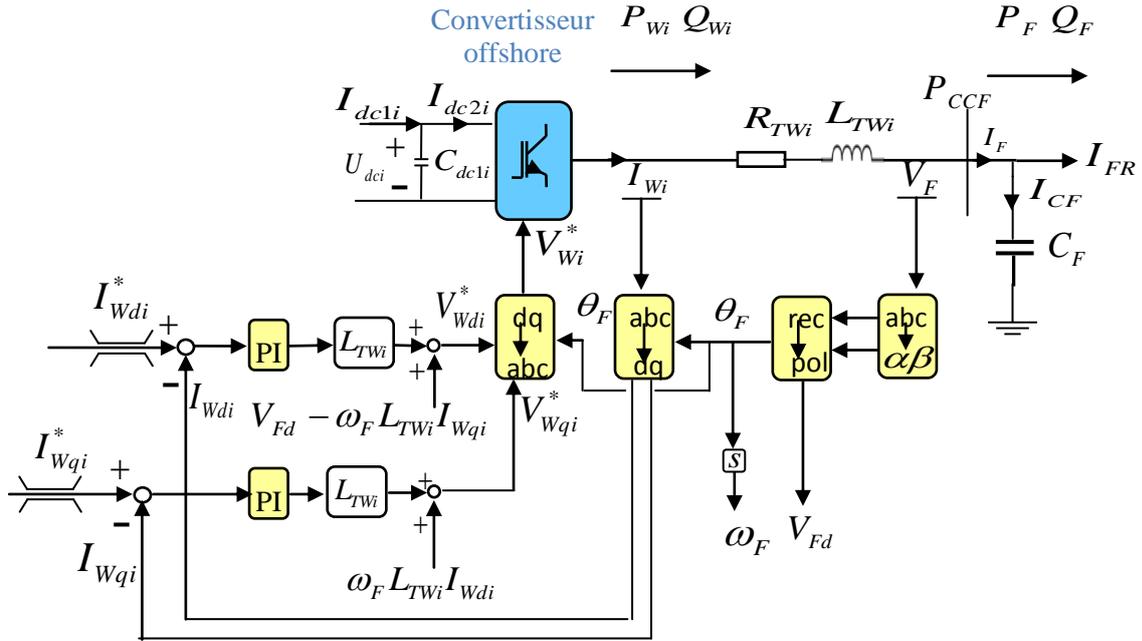


Fig. 2.18: Schéma fonctionnel de contrôle des courants

Pour contrôler la tension et la fréquence du réseau offshore, on utilise la dynamique du condensateur C_F . Dans ce cas, si la variable d'entrée est définie:

$$u_V = \frac{1}{C_F} (I_{Fd} - I_{FRd}) \quad (2.55)$$

Ensuite, on obtient un système de premier ordre:

$$u_V = \frac{dV_{Fd}}{dt} \quad (2.56)$$

La fonction de transfert de ce système est comme suit :

$$V_{Fd}(s) = \frac{1}{s} u_V(s) \quad (2.57)$$

De sorte que la tension V_{Fd} peut également être commandée avec un régulateur P. D'autre part pour contrôler la fréquence, un régulateur P peut être utilisé, de sorte que:

$$I_{Fq} = C_F V_{Fd} \omega_F + I_{FRq} \quad (2.58)$$

Comme la tension et la fréquence au point P_{CC_F} sont communes à toutes les turbines éoliennes, une commande distribuée est utilisée pour que les courants I_{Fd} , I_{Fq} soient fournis par toutes les éoliennes, ce qui est fait en proportion de sa commande de puissance nominale:

$$I_{Wdi}^* = K_{di} I_{Fd}^* \quad (2.59)$$

$$I_{Wqi}^* = K_{qi} I_{Fq}^* \quad (2.60)$$

La figure 2.19 montre les boucles de contrôle de la tension et de la fréquence du réseau offshore CA, y compris les termes des protections (la protection est étudiée en détail dans la section II.6).

Dans la figure 2.19, P_{Giopt} est la puissance optimale fournie par la turbine éolienne. Cette puissance est dérivée de la caractéristique de puissance optimale de l'éolienne [39]. Cette puissance peut être donnée par :

$$P_{Giopt} = K_{opt} \Omega_T^3 \quad (2.61)$$

Où Ω_T est la vitesse de la turbine éolienne, K_{opt} est une constante optimale qui dépend de la caractéristique physique du rotor de la turbine éolienne et de la densité de l'air.

Lorsque le système fonctionne dans des conditions normales, la commande décrite permet à chaque éolienne d'obtenir un travail supplémentaire au point de puissance maximale. Pour cela, il est utilisé comme tension de référence $V_{Fd} = 1.1$ pu et le courant I_{Wid} est limité à une valeur maximale I_{Widmax} qui est donnée par la puissance éolienne optimale P_{Giopt} à la figure 2.19. Bien que, de ce fait, le contrôle de tension est perdu, donc cela ne subit pas de grandes variations, puisque le redresseur HVDC couple cette tension avec la tension continue V_{RdC} :

$$V_{Rdc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} BNV_{Fd} - \frac{3}{\pi} B\omega_F L_{TR} I_{Rdc} \quad (2.62)$$

Cette tension continue est régulée par l'onduleur de la liaison HVDC et la protection VDCOL limite les courants délivrés par l'onduleur éolien lors de courts-circuits dans le réseau offshore lorsque la tension V_{Fd} est réduite.

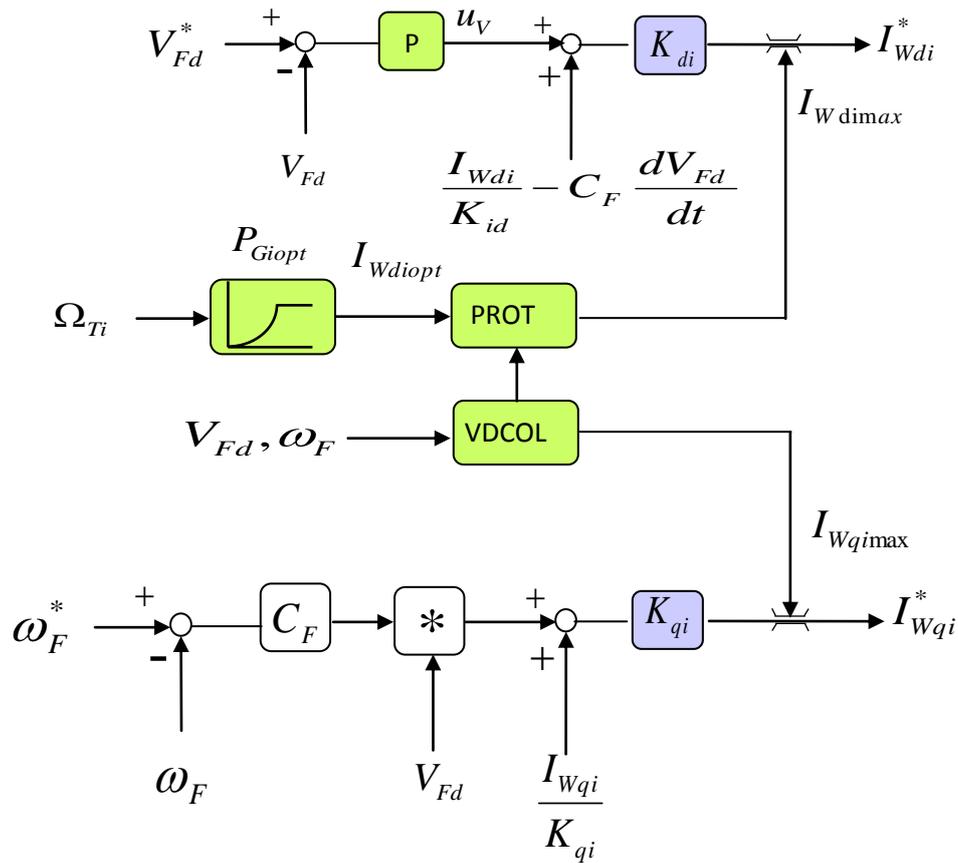


Fig. 2.19: Schéma de contrôle de la tension et de la fréquence du réseau offshore

II.5.4 - Contrôle de l'onduleur terrestre VSC

L'onduleur de la liaison HVDC se compose d'un convertisseur VSC. Le système de contrôle se compose d'une boucle interne qui représente le contrôle des courants et une boucle externe représente le contrôle de la tension offshore CA et la fréquence.

II.5.4.1- Contrôle des courants de l'onduleur terrestre VSC

Pour contrôler les courants de l'onduleur VSC, on utilise une stratégie similaire à celle utilisée dans le convertisseur de réseau de la turbine éolienne, à la différence que les axes sont orientés avec la tension V_S , donc $V_{sd}=0$. Les tensions d'entrée sont définies:

$$u_{vd} = \frac{1}{L_V} (V_{vd} + \omega_S L_V I_{vq} - V_{sd}) \quad (2.63)$$

$$u_{vq} = \frac{1}{L_V} (V_{vq} - \omega_S L_V I_{vd}) \quad (2.64)$$

Les équations suivantes du transformateur T_V :

$$u_{vd} = \frac{R_V}{L_V} I_{vd} + \frac{dI_{vd}}{dt} \quad (2.65)$$

$$u_{vq} = \frac{R_V}{L_V} I_{vq} + \frac{dI_{vq}}{dt} \quad (2.66)$$

Les fonctions de transfert de ces systèmes sont comme suit :

$$I_{vd}(s) = \frac{1}{s + \frac{R_V}{L_V}} u_{vd}(s) \quad (2.67)$$

$$I_{vq}(s) = \frac{1}{s + \frac{R_V}{L_V}} u_{vq}(s) \quad (2.68)$$

Donc, des systèmes de premier ordre qui peuvent être contrôlés par des régulateurs PI. La figure 2.20 montre le contrôle des courants du convertisseur VSC. De nouveau, des limites sont incluses dans les courants pour protéger les composants du système [40].

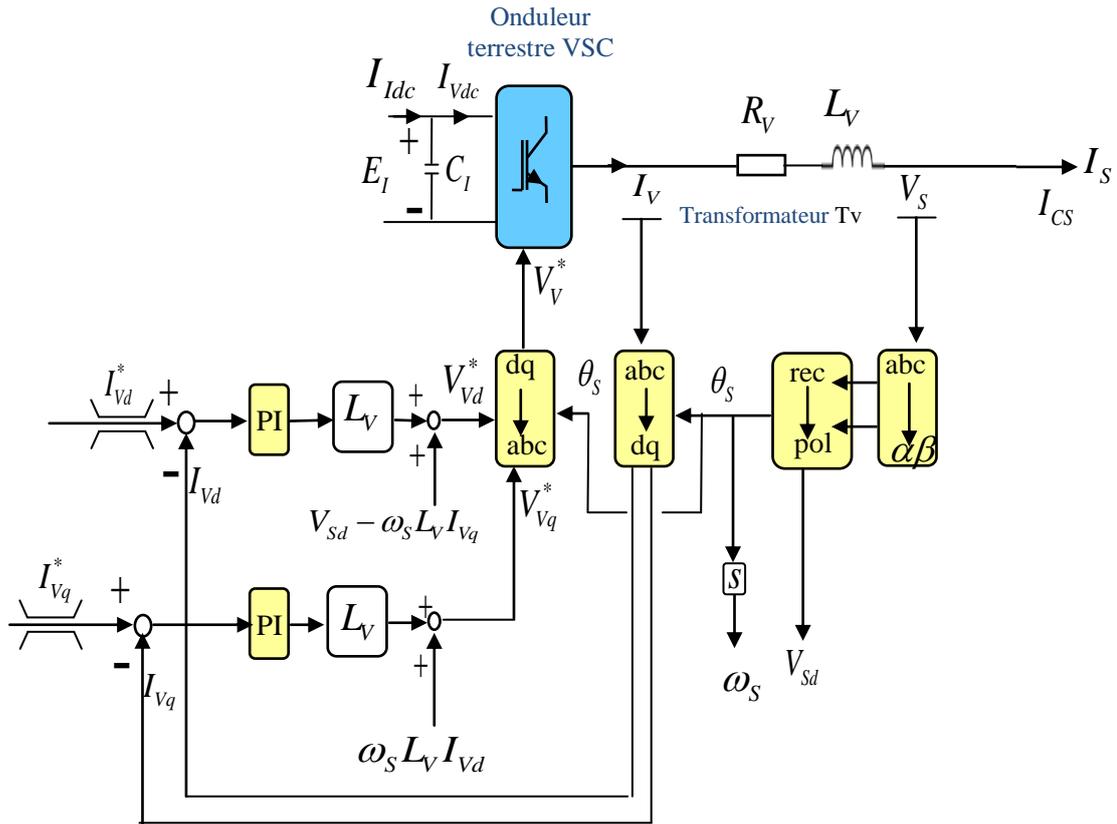


Fig. 2.20: Diagramme de bloc du contrôle des courants du convertisseur VSC

Avec les deux boucles de régulation de courant qui sont implémentées, deux autres boucles externes seront introduites: une boucle lente pour contrôler la tension continue de la liaison HVDC et une autre pour contrôler la puissance réactive.

II.5.4.2- Contrôle de tension CC de la liaison HVDC

Le contrôle de tension de la liaison HVDC est conçu à partir de l'équation du condensateur C_I :

$$I_{Idc} - I_{Vdc} = C_I \frac{dE_I}{dt} \quad (2.69)$$

Négligeant les pertes dans le convertisseur VSC:

$$3(V_{vd}I_{vd} + V_{vq}I_{vq}) = E_I I_{Vdc} \quad (2.70)$$

Donc :

$$E_I I_{dc} - 3V_{vd} I_{vd} - 3V_{vq} I_{vq} = C_I \frac{dE_I^2}{dt} \quad (2.71)$$

En supposant : $V_{vq} \approx 0$ donc :

$$P_{DC} - 3V_{vd} I_{vd} = C_I \frac{dE_I^2}{dt} \quad (2.72)$$

Où $P_{DC} = E_I I_{dc}$. L'entrée est définie :

$$u_{EI} = \frac{1}{C_I} (P_{dc} - 3V_{vd} I_{vd}) \quad (2.73)$$

Alors:

$$u_{EI} = \frac{dE_I^2}{dt} \quad (2.74)$$

La fonction de transfert de ce système est :

$$E_I^2(s) = \frac{1}{s} u_{EI}(s) \quad (2.75)$$

Un système de premier ordre est obtenu. Il peut être commandé par un contrôleur PI. La figure 2.21 montre le contrôle de tension de la liaison HVDC où $V_V = 230/\sqrt{3}$ kV.

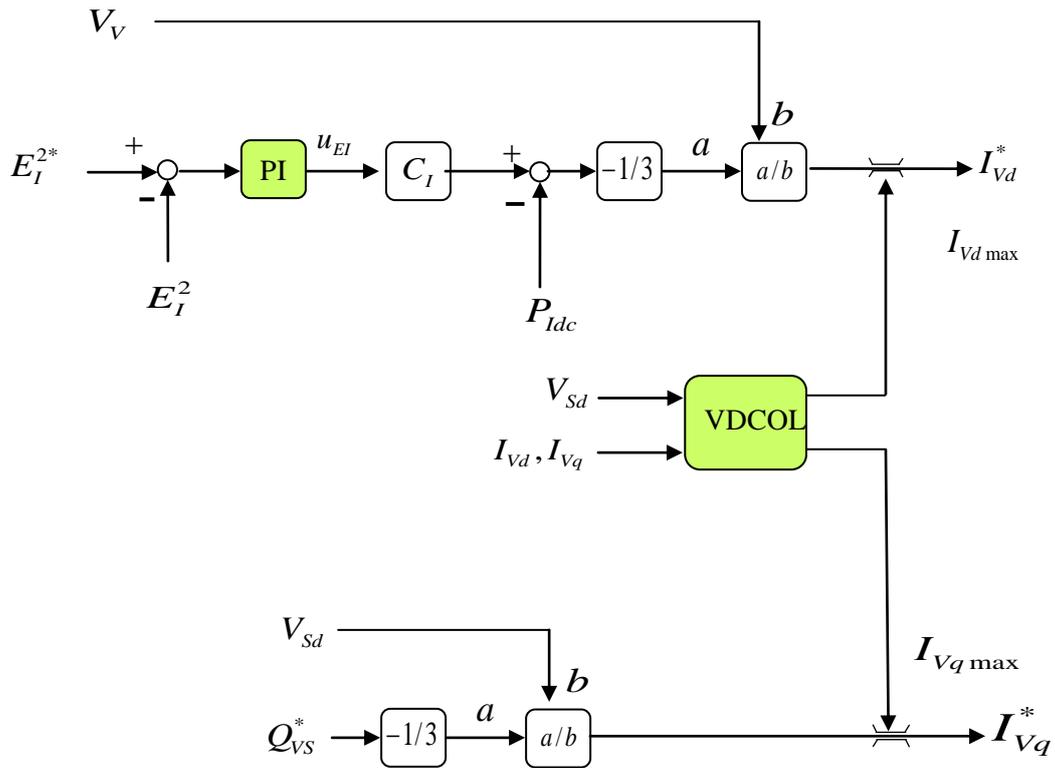


Fig. 2.21: Diagramme de bloc de contrôle externe du convertisseur VSC

II.5.4.3- Contrôle de la puissance réactive

Le contrôle de la puissance réactive est aussi illustré à la Figure 2.21. L'expression de la puissance réactive du convertisseur VSC injecté au réseau est utilisée en coordonnées d-q:

$$Q_{VS} = -3V_{Sd}I_{Vq} \quad (2.76)$$

Le contrôle de la boucle du courant réactif permet l'écriture $I_{Vq} \approx I_{Vq}^*$ alors:

$$I_{Vq}^* = \frac{-1}{3V_{Sd}} Q_{VS}^* \quad (2.77)$$

II.6- Stratégie de protection contre les courts-circuits dans le système

Des stratégies de protection sont ajoutées aux systèmes de commande lorsque des courts-circuits se produisent dans le système. L'objectif est de protéger les composants du système sur les deux côtés de la liaison. La fonction **VDCOL** « Ordre de limitation de courant dépendant de la tension, est une fonction importante de commande, elle est introduite dans le système de commande pour limiter les courants de réseau éolien par l'intermédiaire des limites I_{Wdmax} et I_{Wqmax} , selon la valeur de la tension offshore [38]. Elle réduit automatiquement la valeur de ces courants quand la tension du réseau offshore chute en dessous d'une certaine valeur dite "tension de seuil" [18, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 16]. $V_{Fdseuil}$ typiquement choisie entre 30 et 70% de la tension du réseau offshore. la protection VDCOL permis le rétablissement rapide de la puissance transmise et la réduction à l'appel de puissance réactive sur le réseau offshore CA.

La même chose est réalisée pour la protection de l'onduleur terrestre VSC. Lorsque la tension V_{Sd} est chutée à cause d'un court-circuit triphasé produit dans le réseau terrestre CA, La protection VDCOL limite les courants de l'onduleur par l'intermédiaire des limites I_{Vdmax} et I_{Vqmax} .

II.7- Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les principales composantes du parc éolien en mer connecté au système de transmission HVDC basé sur un redresseur à diodes et un onduleur VSC. La liaison HVDC utilise un redresseur de ponts à diodes qu'il ne peut pas être contrôlé. Cette limitation apparente est résolue par la commande disponible dans le convertisseur de l'éolienne du réseau offshore.

Le convertisseur de source de tension VSC a été considéré comme idéal, négligeant les pertes de conduction et de commutation, ainsi que les harmoniques. Comme pour le réseau terrestre, un modèle simple est utilisé par équivalent de Thevenin, avec une puissance de court-circuit relativement élevée.

Le premier convertisseur du double convertisseur de la turbine éolienne qui fonctionne comme un redresseur a été utilisé pour ajuster la tension continue de la liaison CC dos à dos tandis que le deuxième convertisseur a été actionné pour régler la tension alternative et la fréquence du réseau offshore. Le contrôle de l'onduleur VSC de la liaison HVDC a été basé sur le réglage de la tension continue de la liaison et le réglage de la puissance réactive coté réseau terrestre. La stratégie de contrôle utilisée pour le convertisseur offshore et l'onduleur terrestre VSC a permis au redresseur non contrôlé de la liaison HVDC de ne pas affecter le bon fonctionnement du système.

Les stratégies de contrôle du parc éolien en mer connecté au système de transmission HVDC, permis de bien gérer la transmission de la puissance de tous les cinq groupes au point de couplage commun et par conséquent la transmission de cette puissance au réseau terrestre au moyen du système HVDC. Aussi, on a inséré aussi dans le système de contrôle des stratégies de protection par l'utilisation de la fonction VDCOL qui agisse lorsqu'un court-circuit se produit sur les réseaux CA offshore et terrestre.

CHAPITRE III

*Optimisation du système de commande
par la méthode Simplexe*

III.1- Introduction

Les caractéristiques du système HVDC sont régulièrement affectées par son système de contrôle et aussi par la stratégie de contrôle utilisée. Une stratégie parfaite de contrôle dépend d'une modélisation mathématique spécifique. Le contrôle dans un système HVDC-VSC connecté à une ferme éolienne est normalement atteint par un régulateur PI proportionnel-plus-intégral. Ces régulateurs PI avec sa structure simple et sa robustesse forte dans une large gamme de conditions de service, ont été largement utilisés dans le contrôle des systèmes. Par conséquent, les régulateurs PI souffrent des insuffisances de fournir un contrôle adéquat et de donner aussi une amélioration de la stabilité transitoire sur une large gamme de conditions de fonctionnement du système [47]. Donc, pour un bon fonctionnement du système HVDC pour le raccordement éolien, il est nécessaire de sélectionner les paramètres appropriés pour le régulateur PI [48].

Le choix de paramètres appropriés du régulateur PI crée beaucoup de problèmes pour les opérateurs du système parce que la conception de paramètres optimaux est une tâche difficile pour le calcul et cela prend autant de temps pour le faire.

Auteurs dans [49], [50] et [51] utilisent de nombreuses méthodes pour trouver les paramètres optimaux, mais tous les résultats sont obtenus avec un temps consommé trop long. Dans ce chapitre, la méthode simplexe est présentée afin de trouver des paramètres optimaux du régulateur PI. Cette méthode est insérée avec le système de commande de la liaison HVDC-(Diodes-VSC) connecté aux parcs éoliens.

III.2- La méthode Simplexe d'optimisation

Au milieu des années 1960, deux scientifiques (J. A. Nelder et R. Mead) d'Angleterre, ont inventé la méthode simplexe de recherche. La méthode est devenue l'une des méthodes les plus utilisées pour l'optimisation non linéaire sans contrainte. Il a été utilisé par de nombreux spécialistes dans les domaines de la statistique, l'ingénierie, et les sciences physiques et médicales, car il présente l'avantage de la

simplicité de l'utilisation et du codage. Il s'agit d'une méthode d'optimisation basée sur des considérations numériques. Généralement, l'objectif de l'utilisation de cette méthode est de trouver une fonction de n variables. Pour l'optimisation, cette fonction est habituellement la fonction objective et elle doit être trouvée avec une valeur minimale.

Par rapport à d'autres méthodes, la méthode simplexe est un algorithme rapide pour rechercher un minimum local et elle est applicable pour l'optimisation multidimensionnelle. Contrairement aux méthodes basées sur le gradient, il n'est pas nécessaire de calculer des dérivées pour se déplacer le long d'une fonction.

En général, un simplexe est formé pour converger en minima et ce simplexe est utilisé pour rechercher ses directions désirées. Un simplexe est défini comme une figure géométrique formée par $n + 1$ sommets (n : le nombre de variables d'une fonction) [52]. Un n -dimensionnel polyèdre, qui est la coque convexe de $n + 1$ sommets, définit un n -simplexe. Par exemple, un simplexe en 1 dimension est un segment de ligne, en 2 dimensions est un triangle et en 3 dimensions un tétraèdre.

A chaque itération de l'algorithme, une nouvelle solution est générée par des opérations de réflexion, d'expansion ou de contraction par rapport au centre de gravité du polyèdre. Cette nouvelle solution ira remplacer la plus mauvaise solution des $n+1$ points conservés [53]. Les déplacements ne se font pas d'un point à un autre du domaine de la fonction, mais par des déplacements successifs de la surface définie par le polyèdre des solutions trouvées. La méthode est donc capable de s'adapter à la topologie de la fonction objective et de l'espace des solutions admissibles. Chaque itération de l'algorithme comprend les étapes suivantes :

III.2.1- Commande des sommets

Dans cette étape, les sommets sont ordonnés par les ordres d'algorithme en fonction de la valeur de la fonction objective à ces points de sorte que

$$F(X_1) \leq F(X_2) \leq F(X_3) \dots F(X_n) \leq F(X_{n+1})$$

III.2.2- Calcul de centre de gravité

Le centre de gravité sur le côté opposé du sommet avec la plus mauvaise valeur de la fonction objective est calculé. Le centre de gravité est calculé comme suit [53]:

$$C = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad (3.1)$$

Figure 3.1 montre un simplexe en deux dimensions avec un centre de gravité c . Dans la figure :

$$F(X_1) \leq F(X_2) \leq F(X_3)$$

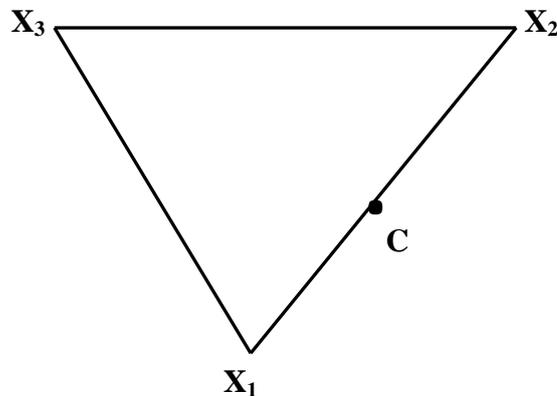


Fig. 3.1: Simplexe de deux dimensions

III.2.3- Transformation du simplexe

Cette étape comprend différentes opérations, en fonction de la valeur de la fonction objective aux points spécifiques. Elle commence par l'opération de réflexion, puis l'opération d'expansion, après l'opération de contraction et, enfin, l'opération de réduction.

A. Réflexion: Le point de réflexion X_r et la valeur de la F correspondante sont calculés. Le point de réflexion peut être exprimé comme :

$$X_r = 2C - X_3 \quad (3.2)$$

Après l'opération de la réflexion, Si $F(X_1) \leq F(X_r) < F(X_2)$, le point de réflexion est meilleur ou égal au deuxième pire sommet, mais pas meilleur que le meilleur sommet. Dans ce cas on remplace X_3 par X_r si non on passe à l'étape de la contraction externe.

La figure 3.2 montre un simplexe utilisant le point de réflexion, et la ligne pointillée présente le simplexe original.

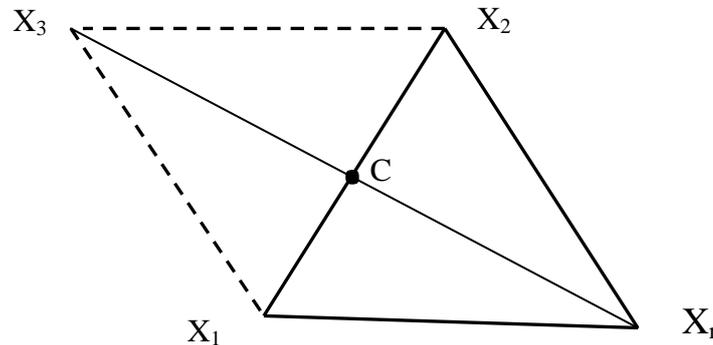


Fig. 3.2: Simplexe utilisant le point de réflexion X_r

B. Expansion: Si $F(X_r) < F(X_1)$, on calcule le point d'expansion à partir de cette relation:

$$X_e = 2X_r - C \quad (3.3)$$

Si $F(X_e) < F(X_r)$, Le point d'expansion est meilleur que le meilleur point actuel, X_3 est remplacé par X_e . Sinon, X_3 est remplacé par X_r et on passe à la 2^{ème} itération.

La figure 3.3 montre le simplexe après expansion dans lequel la ligne pointillée montre le simplexe original et réfléchi.

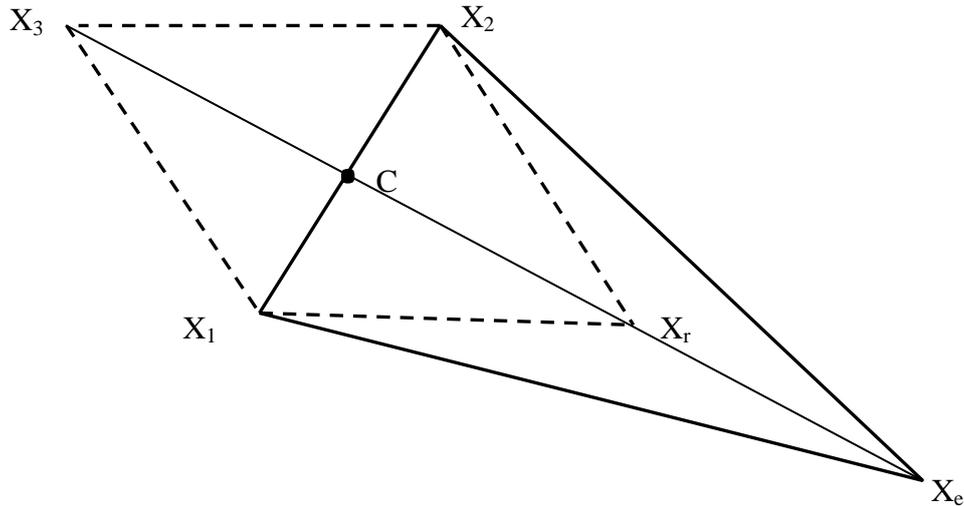


Fig.3.3: Simplexe montrant le point d'expansion X_e

C. Contraction externe et interne : Si $F(X_2) \leq F(X_r) < F(X_3)$, la contraction externe est réalisée en utilisant le point X_r . Le point de la contraction externe est défini comme suit :

$$X_{C_{ext}} = \frac{1}{2}(X_r + C) \quad (3.4)$$

Si $F(X_{C_{ext}}) < F(X_r)$ on remplace X_3 par $X_{C_{ext}}$ et on passe à la 2^{ème} itération si non on passe à l'étape de réduction.

Si $F(X_3) \leq F(X_r)$, la contraction interne est réalisée en utilisant le point X_r . Le point de la contraction interne est défini comme suit :

$$X_{C_{int}} = \frac{3}{2}C - \frac{1}{2}X_r \quad (3.5)$$

Si $F(X_{C_{int}}) < F(X_3)$ on remplace X_3 par $X_{C_{int}}$ et on passe à la 2^{ème} itération si non on passe à l'étape de réduction.

La figure 3.4 montre que l'opération de contraction externe et interne avec la ligne pointillée est le simplexe original.

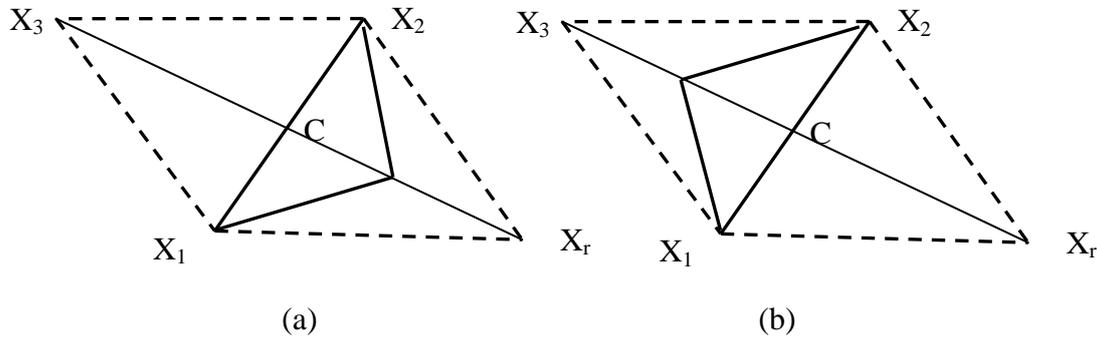


Fig.3.4: Simplexe effectuant l'opération de contraction en utilisant (a) X_r et (b) X_3

D. Réduction: Au cours de l'opération de réduction, n nouveaux sommets sont calculés comme suit :

$$X_i = X_i + \frac{1}{2}(X_i - X_1) \quad (3.6)$$

Pour $i = 2 \dots \dots n + 1$. Ce simplexe est alors accepté et la transformation est terminée. La figure 3.5 montre l'opération de réduction avec la ligne pointillée est le simplexe original.

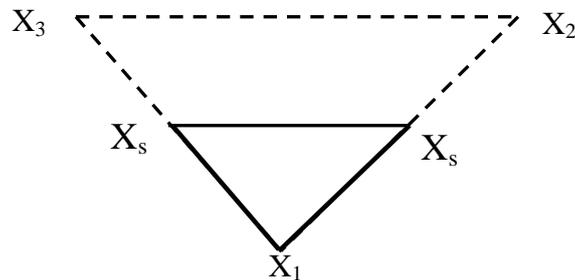


Fig.3.5: Simplexe montrant l'opération de réduction autour du meilleur point X_1 .

En cas générale, pour une fonction objective de n+1 variables, la méthode simplexe est représenté par un organigramme dans l'annexe C.

III.3- Critère de terminaison

Lorsqu'un nouveau simplexe est formé, un critère de terminaison est testé pour arrêter l'algorithme. Sans l'utilisation de ce critère, l'algorithme continuerait jusqu'à ce qu'il soit arrêté manuellement. Il existe plusieurs critères différents de terminaison. Par exemple, l'algorithme peut se terminer lorsque le simplexe est réduit à une certaine taille, ou si les valeurs de fonction objective des sommets sont suffisamment proches, ou si le nombre d'itérations est atteint une certaine limite ou une combinaison de critères.

Dans notre cas, le logiciel PSCAD utilise le critère de terminaison de fonction objective [54]. Il se termine lorsque la différence entre les valeurs de la fonction objective entre les itérations devient inférieure à une valeur spécifiée par l'utilisateur.

III.4- Fonction objective

Pour que l'algorithme optimise la performance du système, les facteurs importants qui définissent la performance doivent être représentés mathématiquement. Ces facteurs forment alors la fonction objective et la minimisation est effectuée sur cette fonction. Le minimum de la fonction objective correspond à ce que l'utilisateur a défini comme un système optimal [53].

La caractéristique la plus importante de la fonction objective est que son minimum correspond à ce qui est normalement considéré comme optimal pour un système HVDC connecté au parc éolien. Pour vérifier que tel est le cas, la solution trouvée par l'algorithme est comparée à ce qu'un concepteur du système HVDC considérerait comme optimal.

Le processus de trouver une bonne fonction objective prend un chemin évolutif. L'idée est de commencer par une fonction objective et d'évaluer comment elle se comporte. La fonction objective est alors modifiée si nécessaire [55].

Pour l'évaluation des différentes fonctions objectives, l'algorithme Nelder-Mead Simplexe est utilisé. Elle est été utilisée précédemment pour des problèmes similaires

avec succès [56]. Elle semble également être la meilleure alternative pour l'optimisation multi-variable dans PSCAD. Dans les prochaines étapes, cette méthode est utilisée pour optimiser tous les paramètres du système de contrôle utilisé pour le système HVDC connecté aux parcs éoliens offshore.

III.5- La méthode Simplexe pour l'optimisation de système de contrôle

Dans cette section, le raccordement du parc éolien offshore à un réseau terrestre en utilisant la transmission de courant continu HVDC est étudié. La liaison HVDC se compose d'un redresseur non contrôlé et d'un onduleur VSC. La performance du système étudié dépend des paramètres PI du système de contrôle pour atteindre les objectifs désirés. L'algorithme simplexe est présenté afin d'optimiser les paramètres du régulateur PI. Cet algorithme présente l'avantage d'une précision parfaite pour trouver de nouveaux paramètres PI à partir des paramètres initiaux tirés d'une méthode classique.

III.5.1- Système étudié

Pour cette étude, on utilise le même système étudié dans le chapitre précédent. Les éoliennes extraient l'énergie et deux convertisseurs dos-à-dos sont utilisés respectivement pour redresser et onduler cette énergie. Une puissance totale de 800 MW est offerte par toutes les éoliennes. Cinq éoliennes équivalentes de 20,80, 140, 220 et 340 MW respectivement sont utilisées pour modéliser cette puissance. Une liaison HVDC se compose d'un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC, est utilisée pour transmettre cette puissance au réseau terrestre principal.

III.5.2-Insertion de la méthode Simplexe dans le système de contrôle

Afin d'améliorer la performance du régulateurs PI utilisés pendant le fonctionnement normal et aussi contre toutes les perturbations qui peuvent se produire, les gains de ces régulateurs seront améliorés en utilisant l'algorithme simplexe. Pour le système HVDC, l'algorithme simplexe se déplace vers le point optimal qui rend les fonctions objectives minimales par un processus itératif, connu sous le nom de réflexion, de contraction et d'expansion. La figure 3.6 montre schématiquement le

processus que l'algorithme simplexe optimise les paramètres PI du système de contrôle étudié.

Les fonctions objectives sont au cœur des problèmes d'optimisation. Le modèle mathématique de la fonction objective doit être soigneusement sélectionné de sorte qu'il est une mesure de performance précise de la conformité de la réponse aux exigences spécifiées par l'utilisateur [57]. Le critère ISE (l'intégrale du carré de l'erreur) est largement adopté pour évaluer la performance dynamique du système de commande. L'indice ISE est exprimé comme suit:

$$J_{ISE} = \int_0^T e(t)^2 dt \quad (3.7)$$

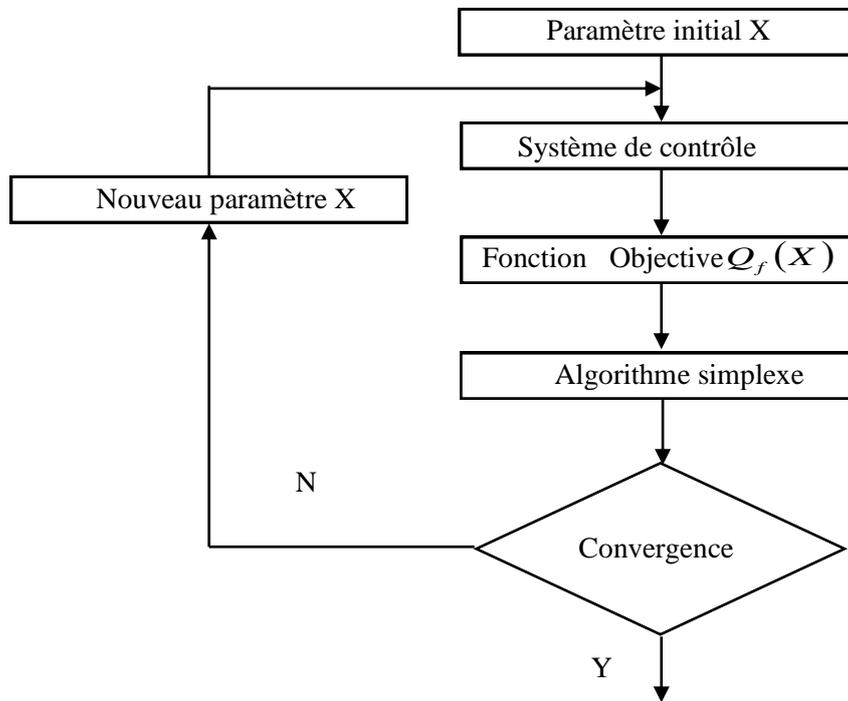


Fig. 3.6: Diagramme de l'optimisation des paramètres du système de contrôle

L'objectif de l'utilisation de ce critère de performance est de corriger les systèmes de commande dont le régime transitoire qui dure longtemps, et tient beaucoup moins compte du dépassement inférieure à 1 [58].

Dans cette étude, pour le système étudié, la fonction objective utilisée est la suivante:

$$Q_f(X) = R_1 \sum_{i=1}^6 \int_0^T (e_{iqd})^2 dt + \sum_{i=1}^6 \int_0^T (u_{iqd})^2 dt \quad (3.8)$$

Où: $e_{iqd}(t)$ est l'erreur entre la valeur réelle et sa valeur recherchée et i est l'indice du contrôleur. $u_{iqd}(t)$ est la sortie du contrôleur. R_1 est un constant et choisi égal à 2 et le vecteur $X = K_{P1}, K_{P2}, K_{P3}, K_{P4}, K_{P5}, K_{P6}, T_{i1}, T_{i2}, T_{i3}, T_{i5}, T_{i6}$

Il est nécessaire de sélectionner les paramètres initiaux du régulateur PI selon les critères:

- A- Le temps de montée doit être inférieur à 30 ms.
- B- Le dépassement ne doit pas dépasser 30%.
- C- Les paramètres initiaux doivent être pris d'une autre méthode.

III.6- Résultats

Afin de valider la stratégie de contrôle et d'optimisation décrite précédemment, des études de simulation ont été réalisées à l'aide du PSCAD. Le contrôle est appliqué dans un système typique se compose de cinq groupes de parcs éoliens offshore avec un certain nombre d'éoliennes, relié à un point de couplage commun PCC_F. Les cinq groupes de 20, 80, 140, 220 et 340 MW sont respectivement utilisés pour modéliser une puissance totale de 800 MW. Chaque parc group éolien se compose d'une somme limitée de turbines éoliennes basées sur la génératrice synchrone à aimants permanents GSAP 5MW avec deux convertisseurs dos à dos qui sont connectés au réseau offshore CA.

Cette puissance est transmise au réseau terrestre CA par l'intermédiaire d'une liaison de transmission HVDC qui est constituée d'un redresseur offshore à diodes et d'un onduleur terrestre VSC. Le redresseur non contrôlé à 12 impulsions est relié au réseau CA par un transformateur T_R sans changeur de prise. Z_{FR} Représente à la fois le

condensateur du redresseur shunt C_F et les bancs de filtres harmoniques. Un câble à courant continu sous-marin reliera le redresseur offshore avec est un convertisseur qui représente l'onduleur VSC. Enfin, l'onduleur terrestre est connecté au réseau par un autre transformateur. Tous les paramètres électriques du système étudié sont cités dans l'annexe B. Figure 3.7 représente cinq groupes de 4, 16, 28, 44, 68 turbines éoliennes basé sur la génératrice GSAP relié à la liaison HVDC.

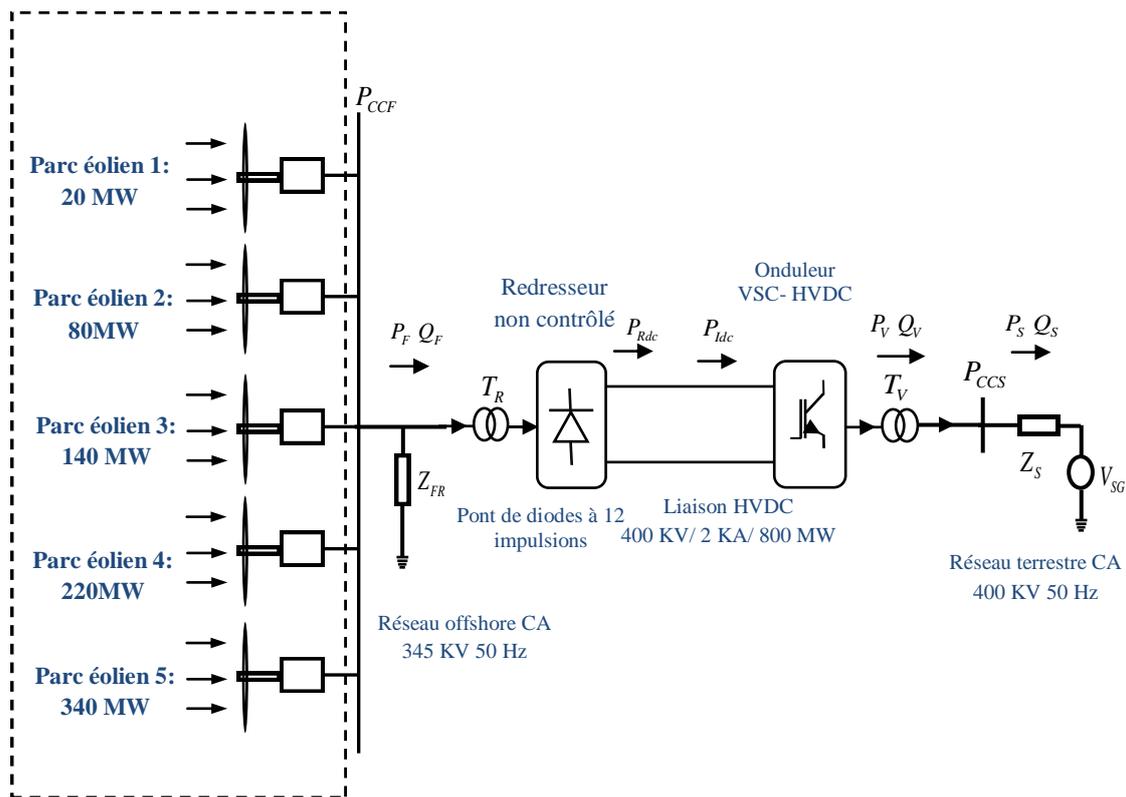


Fig. 3.7: Cinq modèles de parcs éoliens groupés connectés à une transmission HVDC-(Diodes-VSC)

III.6.1- Robustesse et stabilité du système

Avant d'effectuer des études de simulation sur le système à l'étude, il est nécessaire de tester la robustesse et la stabilité du système. Le système présente une robustesse et solidité parfaite après les tests suivants:

- Le système est fort contre les réponses transitoires illimitées sur les changements de consignes utilisées (fréquence, puissance, tension continue...).
- Le système est robuste contre les changements de valeurs du condensateur utilisé $C_F = 2.856\mu f$ (de $1.5\mu f$ à $3.5\mu f$).
- En outre, le système est robuste aux changements des valeurs L_{TWi} de tous les transformateurs utilisés, dans lesquels les changements appliqués sont de 0,9 et 1,1 à partir des valeurs utilisées

III.6.2- Analyse du fonctionnement du système proposé

Pour faciliter la compréhension de la théorie discutée ci-dessus et dans le chapitre précédent, des résultats de la simulation sont analysés pour démontrer les performances des systèmes de contrôle afin de récupérer le fonctionnement du système après diverses perturbations. Les tests de performance comprennent:

- Démarrage et fonctionnement du système en régime permanent ;
- Réponses transitoires des régulateurs ;
- Court-circuit triphasé à la terre coté CA de l'onduleur VSC ;
- La réponse de système pendant le fonctionnement du disjoncteur coté du redresseur.

Pour ce modèle, et afin d'améliorer la performance du régulateur PI utilisé en régime permanent et également contre toutes les perturbations qui peuvent se produire, les gains des régulateurs PI du système de contrôle seront améliorés en utilisant l'algorithme simplexe. Cette approche est insérée avec le système de contrôle afin de calculer tous les gains. Généralement ces gains sont les K_i et les K_p

Après l'exécution de la simulation, les nouveaux paramètres sont cités avec les paramètres initiaux dans le tableau 3.1. Le temps consommé pour trouver les nouveaux paramètres est de 1 à 2 heures. Les paramètres initiaux sont tirés d'une méthode classique. Les paramètres de la méthode simplexe utilisés dans cette thèse sont les suivants :

- Taille du pas initiale : Cette valeur est utilisée pour déterminer tous les autres points de l'objet simplexe. On choisit cette valeur égale à 0.1
- Condition initiale des variables : Spécifiez les conditions initiales de l'objet simplexe (c'est-à-dire les valeurs de sortie des composants initiales). Dans notre cas le nombre des variables est égal à 11.
- Nombre maximal de parcours permis : 100
- Tolérance : 0.0000001

Tableau 3.1: Paramètres PI avant et après optimisation

Régulateur PI		Paramètres optimisés		Paramètres initiaux	
		Ti	kp	kp	Ti
Convertisseur coté génératrice	d-q courant	0.7021e-5	1523,254	1600	0.9e-6
	CC tension	2,0021e-3	35,674	40	5e-4
Convertisseur coté réseau offshore	d-q courant	3.5329e-6	2021.241	2000	7e-7
	Tension offshore CA		225.228	200	
Onduleur terrestre VSC	d-q courant	1.9664e-3	113.325	100	8e-1
	CC tension	0.0258e-6	1839.235	1800	9e-4

III.6.2.1- Démarrage et fonctionnement du système en régime permanent

Les figures 3.8, 3.9, et 3.10, montrent le démarrage du système et son fonctionnement nominal.

La figure 3.8 montre les courants actifs I_{Wdi} et les courants réactifs I_{Wqi} lors de l'opération de démarrage. Il est clair que les courants réactifs sont importants lors du démarrage transitoire. Lorsque le redresseur HVDC n'est pas conducteur, le condensateur et le banc de filtres sont en état de surcompensation et les éoliennes doivent équilibrer l'excès de puissance réactive produite par la batterie de

condensateurs. A $t = 1,7$ s, le redresseur offshore commence la conduction et les courants actifs augmentent. Le même comportement est apparu sur les puissances actives P_{Wdi} et les puissances réactives Q_{Wi} coté offshore. Le courant I_{Fd} représente la somme des courants actifs de tous les groupes éoliens :

$$I_{Fd} = \sum_1^5 I_{wdi} = 0.0250 + 0.100 + 0.176 + 0.276 + 0.427 = 1.004 \text{ pu (1.648 KA)}$$

On remarque que Le parc éolien agit comme source de courant, par exemple, pour le troisième groupe éolien de 140 MW, le courant rampe de 0 pu à :

$$I_{W3d}^* = I_{Fd} \frac{P_{W3}}{P_W} = 1.648 \frac{140}{800} = 0.28 \text{ KA (0.176 pu)}$$

Le système obtient son fonctionnement nominal et la transmission de la puissance de tous les groupes éoliens à partir du moment 1.7 s est faite vers le réseau terrestre. La tension continue de la liaison HVD est de 400 Kv et courant continu est de 2 KA. La figure 3.9 présente les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés de la liaison pendant le démarrage et le fonctionnement en régime nominale. Les courants dans les valves du pont de graetz Y-Y et la tension aux bornes de la valve 3 sont présentés sur la figure 3.10.

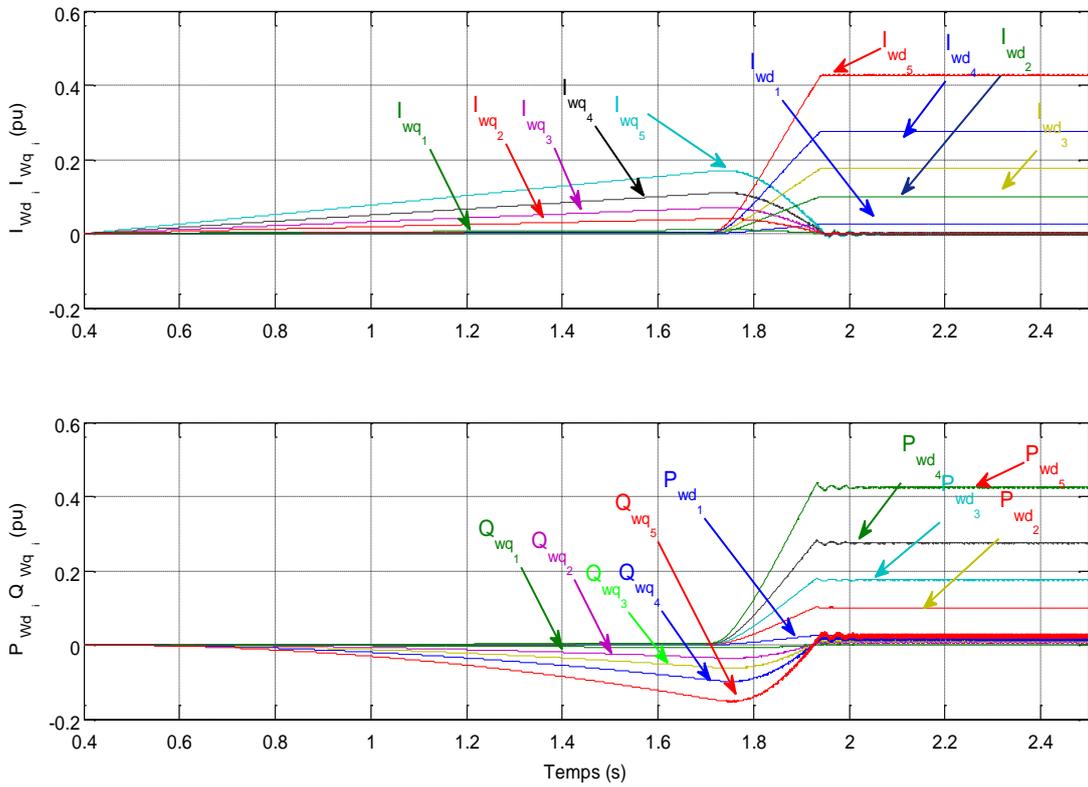


Fig.3.8: Démarrage et fonctionnement du système

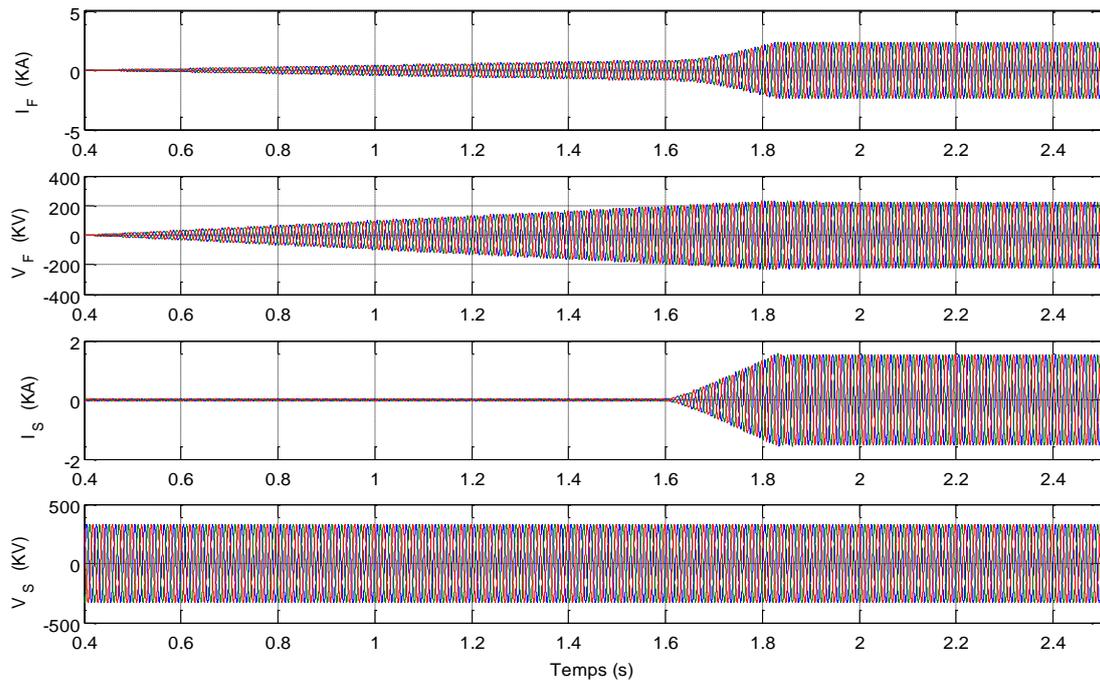


Fig.3.9: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux côtés CA de la liaison

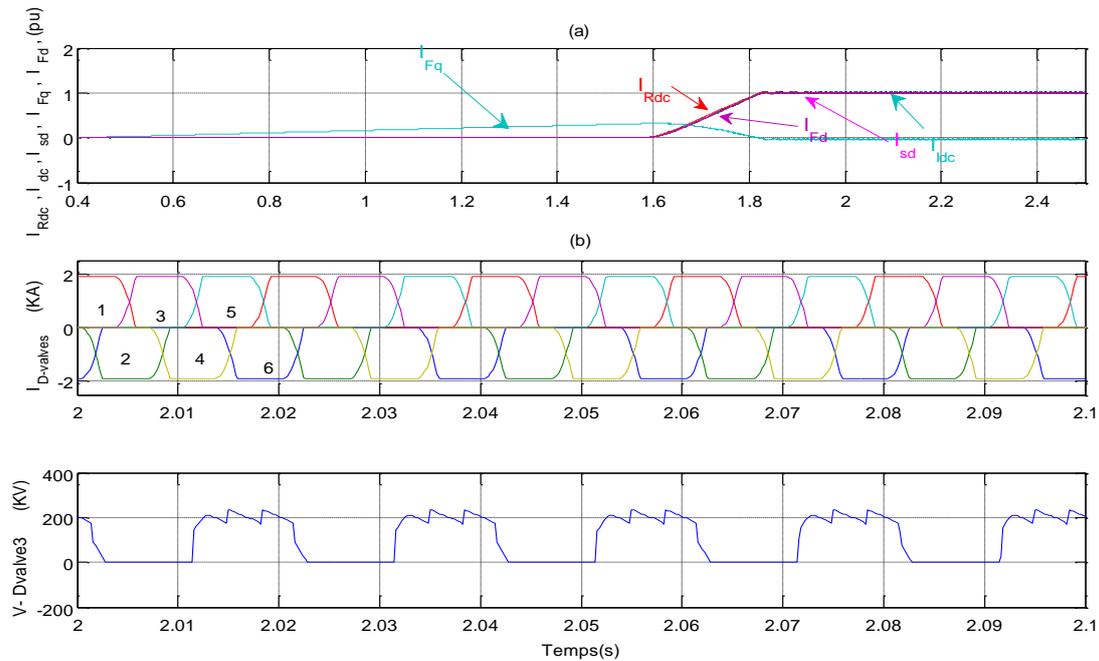


Fig.3.10: (a) La tension et les courants dans les valves du pont Y-Y

(b) Les courants actifs et réactifs sur les deux coté et les courants dans la liaison

III.6.2.2- Réponses transitoires des régulateurs

Pour tester la performance des régulateurs utilisés coté de l'onduleur offshore et coté de l'onduleur VSC terrestre, on simule les réponses transitoires des régulateurs des boucles externes à partir des étapes suivantes :

- 1- Coté de l'onduleur offshore, de l'instant $t = 4$ s à l'instant 4.4s, un échelon positif de 4 Hz est appliqué sur la valeur de la consigne de fréquence offshore. Après de l'instant $t = 4.8$ s au moment 5.2 s, un échelon négatif de 4 Hz est appliqué sur la même consigne.
- 2- Coté de l'onduleur terrestre, à l'instant $t = 8$ s, une diminution en rampe de la référence de la tension continue de 10% (40 KV) pendant 200 ms puis une augmentation en rampe à l'instant 8.5 s durant 200 ms.

L'évaluation de la performance de la boucle externe de contrôle de fréquence coté de l'onduleur offshore est présentée sur la figure 3.11. Pendant le fonctionnement

en régime nominale et à l'instant $t = 4$ s, la demande de fréquence passe à 54 Hz (1,08 pu) puis est remontée à 50 Hz. De même, une réduction de la demande de fréquence à 46 Hz (0,92 pu) est effectuée à $t = 4.8$ s. Sur la figure 3.11, la fréquence réelle suit bien sa valeur de référence. On remarque aussi sur la même figure que les tensions actives sur les deux cotés et les tensions continues de la liaison sont presque constantes. Il est clair que Les puissances actives et les courants actifs de toutes les éoliennes restent constants durant la période de ces échelons comme il est montré sur la figure 3.12. D'autre part les puissances réactives et les courants réactifs présentent quelques perturbations à cause de l'utilisation de batterie de condensateurs, des filtres et des réactances de fuite. Sur la figure 3.13, la puissance totale P_F et les puissances dans la liaison P_{Rdc} et P_{Idc} sont maintenues constantes. On voit aussi que l'influence de ce type de changements est nulle sur l'autre coté de la liaison où les puissances actives et réactives restent constantes.

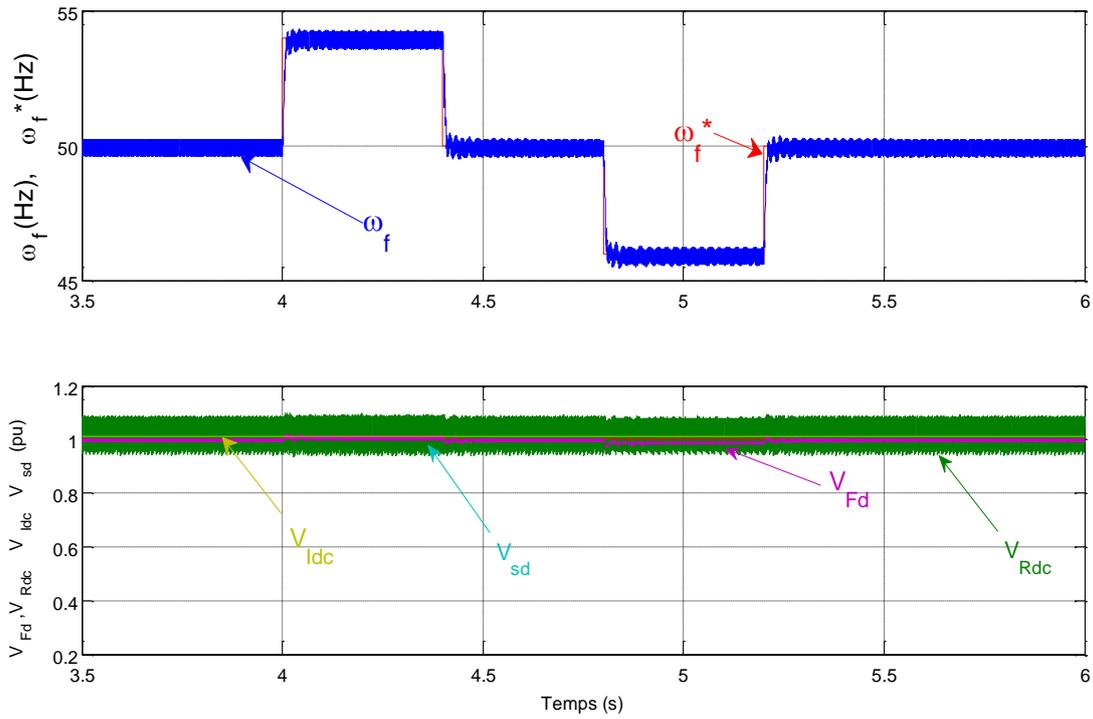


Fig.3.11: La fréquence offshore et les tensions actives sur les deux cotés CA et les tensions continues de la liaison pendant l'application de l'échelon sur la consigne de fréquence

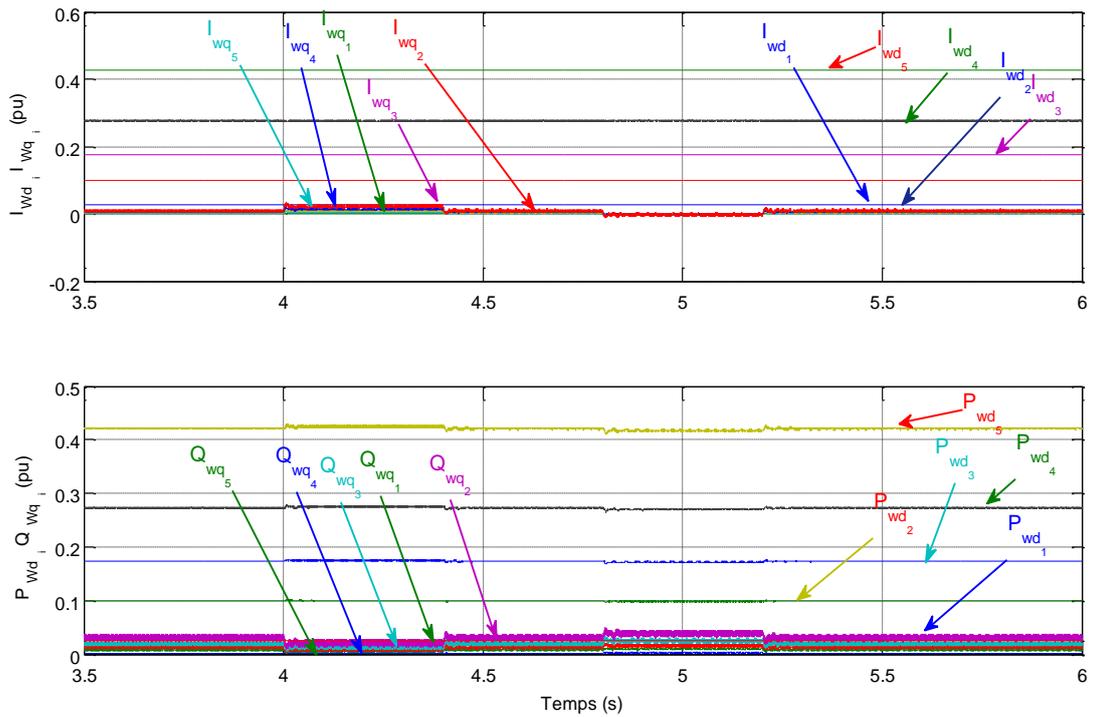


Fig.3.12: Les puissances et les courants actifs et réactifs coté offshore durant l'application de l'échelon sur la consigne de fréquence

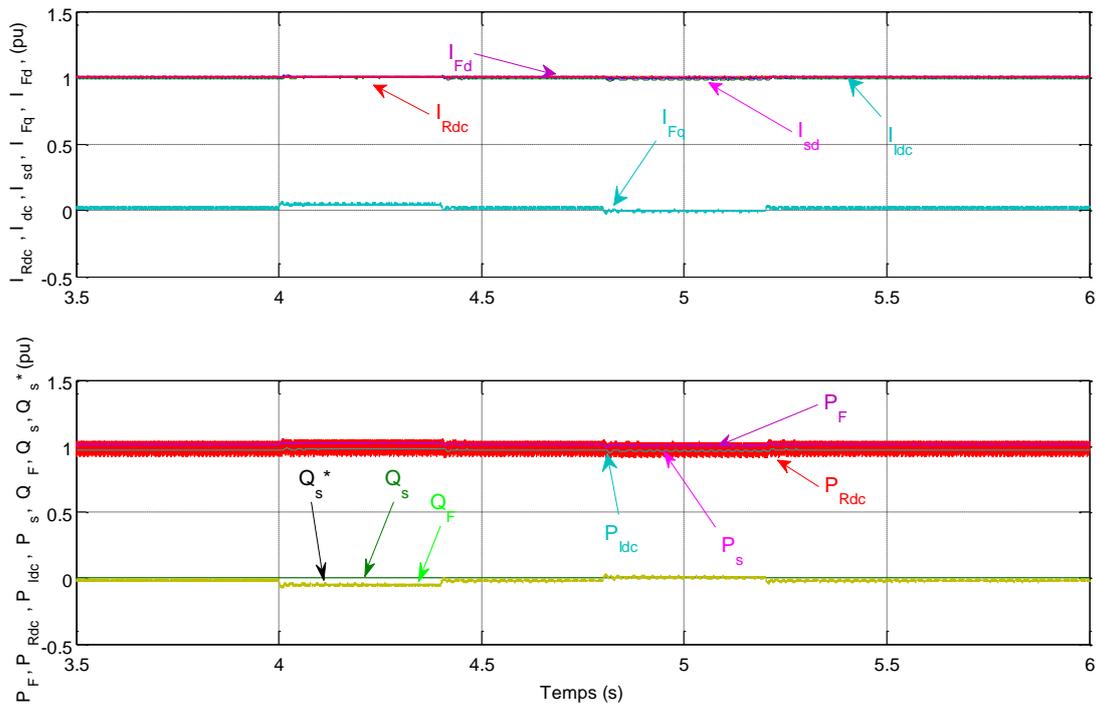


Fig.3.13: Les puissances et les courants du système durant l'application de l'échelon sur la consigne de fréquence

La figure 3.14, montre la réponse du système aux changements de la consigne de tension continue coté de l'onduleur terrestre. On voit clairement que la tension continue V_{Idc} suit bien la tension de référence V_{Idc}^* et la tension continue V_{Rdc} et la tension V_{Fd} présentent le même comportement. A l'instant $t = 0.9$ s, V_{Idc}^* augmente et prend sa valeur initiale (1pu).

Durant l'application de cet échelon, les puissances P_{Rdc} et P_{Idc} diminues en rampe jusqu'aux 0.9 pu. On remarque aussi que la puissance P_F prend le même comportement que les puissances dans la liaison HVDC. Sur la figure 3.15, Les courants actifs I_{Wai} et réactifs I_{Wqi} varient durant la période de cette étape et par conséquence les puissances actives et réactives prennent le même comportement. Finalement, il faut noter que le système se stabilise rapidement juste après l'élimination de cet échelon.

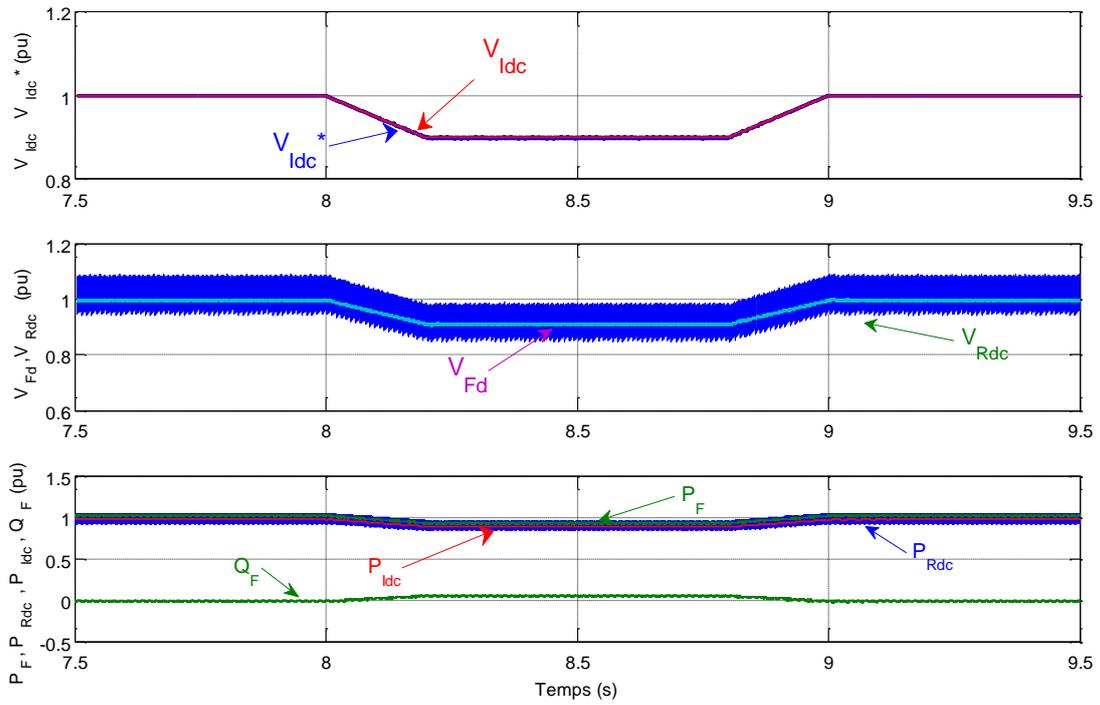


Fig.3.14: Les tensions et les puissances du système durant l'application de l'échelon sur la consigne de la tension continue

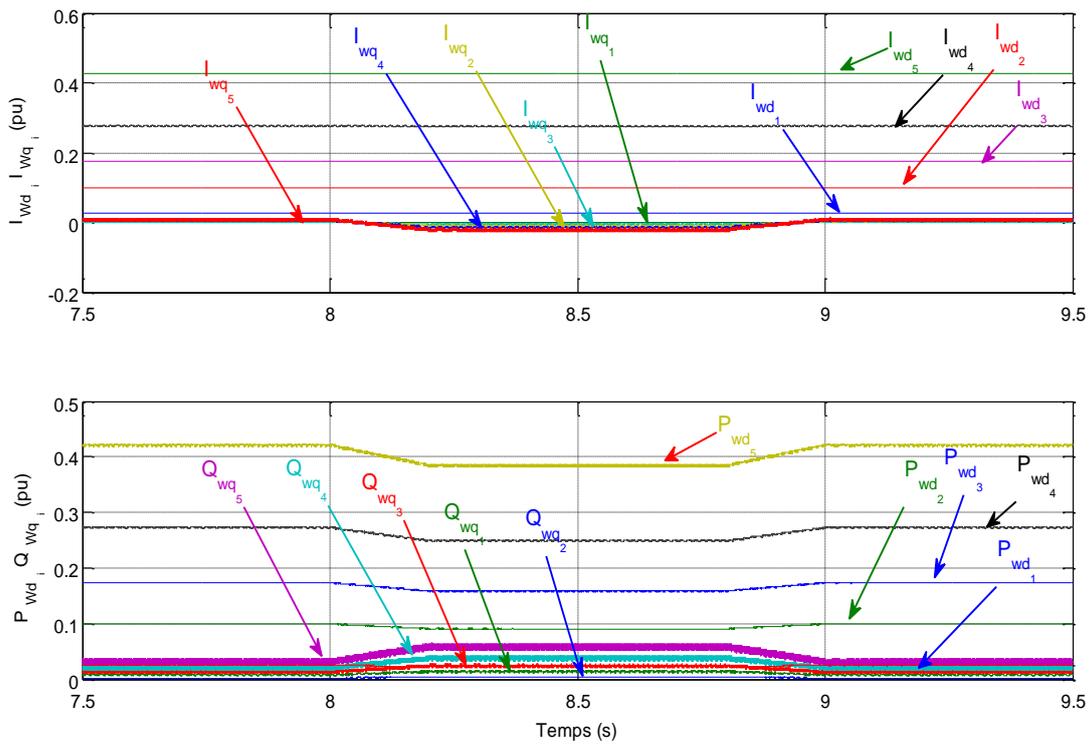


Fig.3.15: les puissances et les courants actifs et réactifs coté offshore durant l'application de l'échelon sur la consigne de la tension continue

III.6.2.3- La réponse de système durant le fonctionnement du disjoncteur coté du redresseur

Pour étudier le comportement du système durant l'ouverture et la fermeture du disjoncteur triphasé coté du redresseur non contrôlé, on ouvre le disjoncteur à l'instant $t = 3$ s, ce qui débranche le redresseur et les transformateurs du réseau offshore CA, et après 400 ms on ferme le disjoncteur. Les résultats de simulation sont schématisés sur les figures 3.16, 3.17, 3.18 et 3.19. D'après ces figures, on peut tirer les remarques suivantes :

- La figure 3.16 montre que Le débranchement du redresseur de la liaison HVDC, cause l'annulation du courant I_{Rdc} et aussi le courant actif I_{Fd} coté offshore et en même temps, le courant réactif I_{Fq} augmente pour compenser la surcompensation de la batterie de condensateurs. On remarque aussi sur cette figure que les courants dans les valves tombent à zéro juste après le débranchement.
- Il est clair que les courants actifs de tous les groupes éoliens coté convertisseurs offshore tombent à zéro, est en même temps les courants réactifs augmentent à cause de la surcompensation de la batterie de condensateurs. Par conséquent, les puissances actives et réactives de tous les groupes éoliens présentent le comportement montré sur la figure 3.17.
- la tension du réseau CA V_{Fd} n'est plus limitée par le redresseur de la liaison HVDC et augmente jusqu'à 1,5 pu. Après quelques millisecondes, le système de contrôle coté offshore règle la tension V_{Fd} à sa valeur de référence 1.1 pu.
- La figure 3.18 montre clairement que la puissance active P_F totale coté offshore et les puissances actives P_{Rdc} , P_{Idc} , dans la liaison coté redresseur et coté onduleur tombent à zéro à cause de l'ouverture du disjoncteur et en même temps la puissance réactive Q_F diminuée.

- Sur la figure 3.19, les courants alternatifs du réseau terrestre $I_{S,abc}$ tombent à zéro à cause de la déconnexion du redresseur offshore de la liaison, et on remarque aussi que les courants $I_{F,abc}$ diminués, mais pas à zéro parce que le banc de filtres et le condensateur sont en état de surcompensation

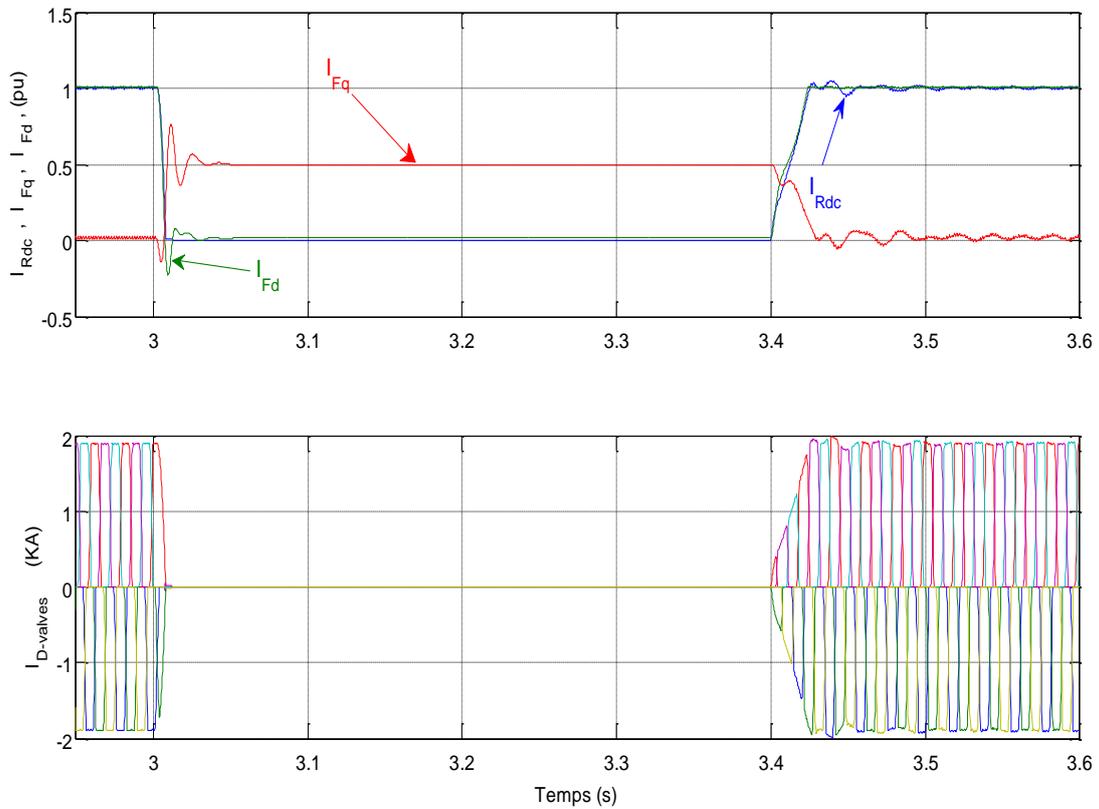


Fig.3.16: Les courants actifs et réactifs coté offshore et les courants dans les valves du pont YY durant le fonctionnement du disjoncteur

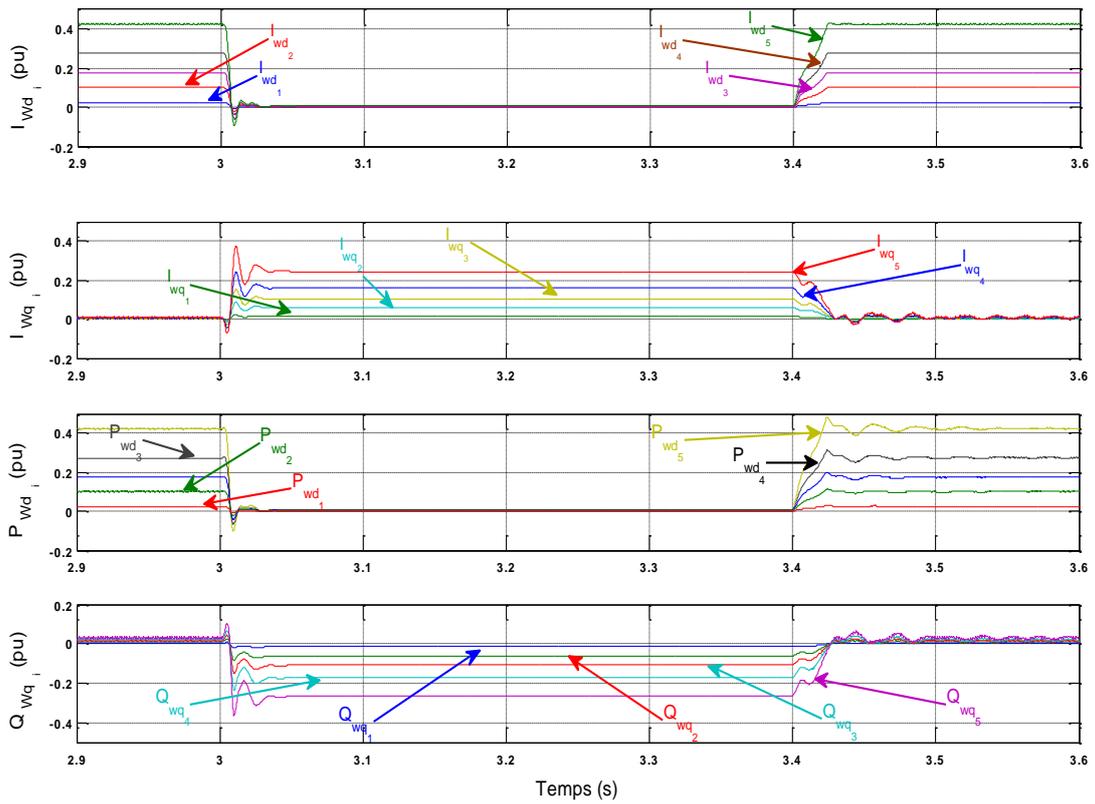


Fig.3.17: Les puissances et les courants actifs et réactifs coté offshore durant le fonctionnement du disjoncteur

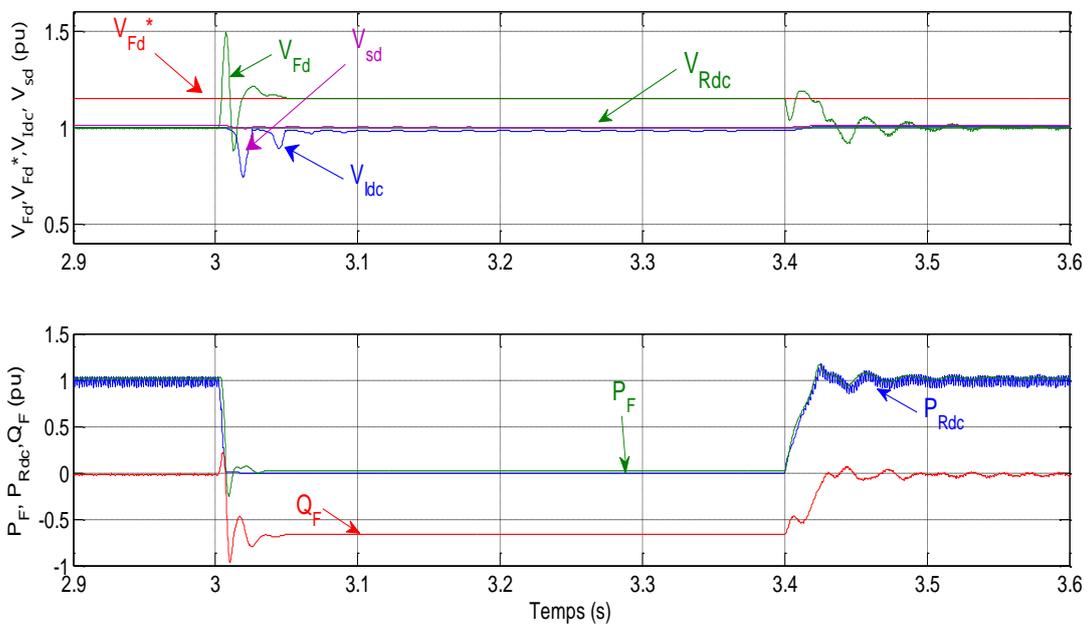


Fig.3.18: Les tensions et les puissances du système durant le fonctionnement du disjoncteur

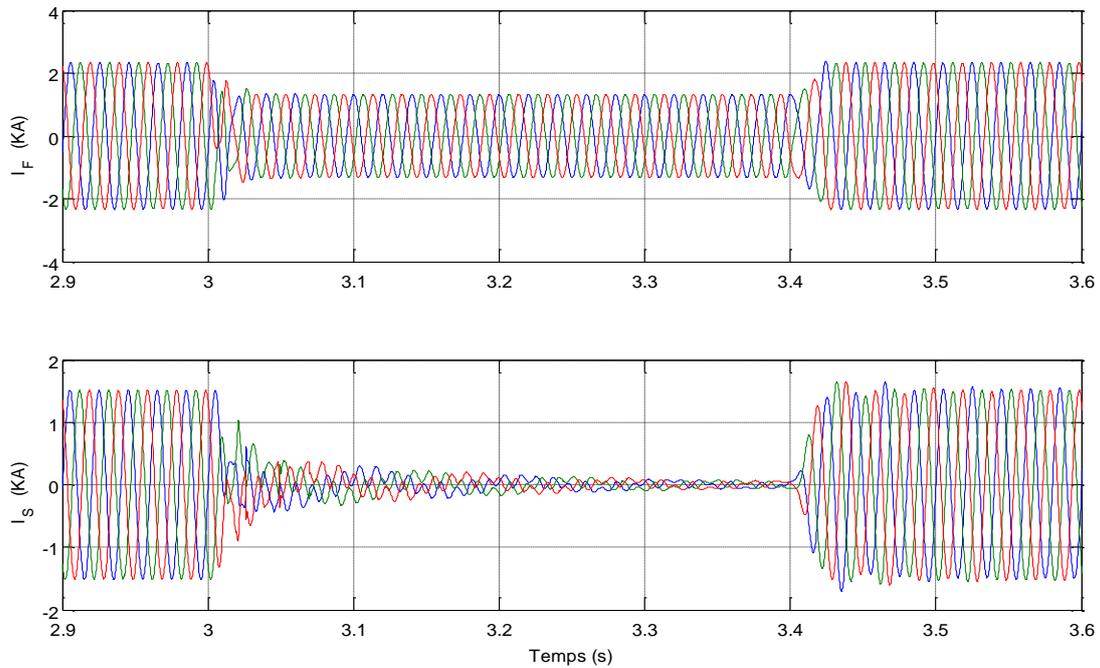


Fig.3.19: Les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison durant le fonctionnement du disjoncteur

III.6.3- Etude de comparaison avant et après optimisation

Dans cette section, une étude de comparaison sera présentée dans le but est de démontrer l'efficacité de la méthode simplexe pour optimiser les paramètres des contrôleurs PI à partir des paramètres initiaux donnés.

III.6.3.1- Démarrage du système

Les figures 3.20 et 3.21 montrent les courants actifs et réactifs lors de l'opération de démarrage. Il est clair que les courants réactifs I_{wqi} sont importants pendant le démarrage transitoire. Lorsque le redresseur HVDC n'est pas conducteur, le condensateur et le banc de filtres sont en état de surcompensation et les turbines éoliennes doivent équilibrer l'excès de puissance réactive produite par la batterie de condensateurs.

À l'instant $t = 1,7$ s, le redresseur offshore commence la conduction et les courants actifs I_{wdi} augmentent. D'après la figure 3.21, les courants réactifs et actifs sont pris le comportement désiré après l'optimisation par rapport aux résultats avec des valeurs initiales montrés sur la figure 3.20.

Les figures 3.22 et 3.23 montrent les puissances actives et réactives de tous les parcs éoliens. L'efficacité de la méthode simplexe pour améliorer le comportement du système apparaît dans la figure 3.23 si on le compare avec le comportement du système montré sur la figure 3.22 avec des paramètres initiaux.

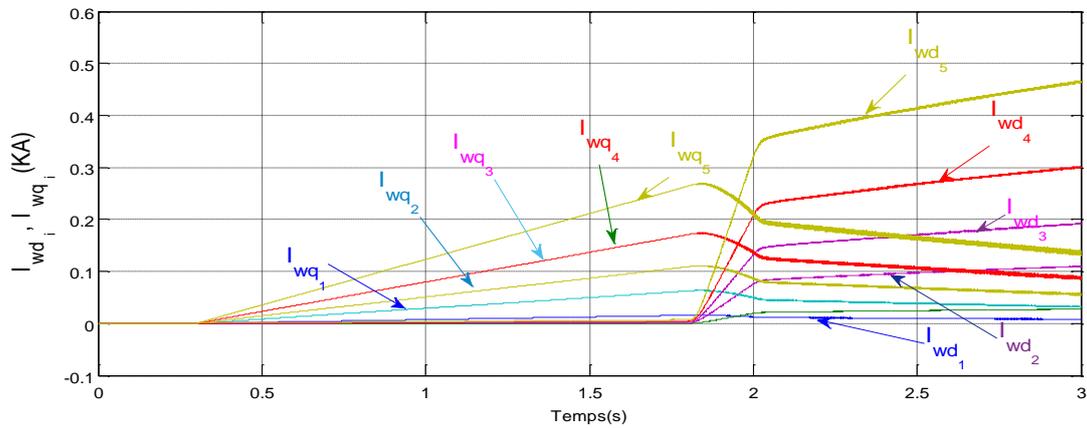


Fig.3.20: Les courants actifs et réactifs des parcs éoliens avant l'optimisation

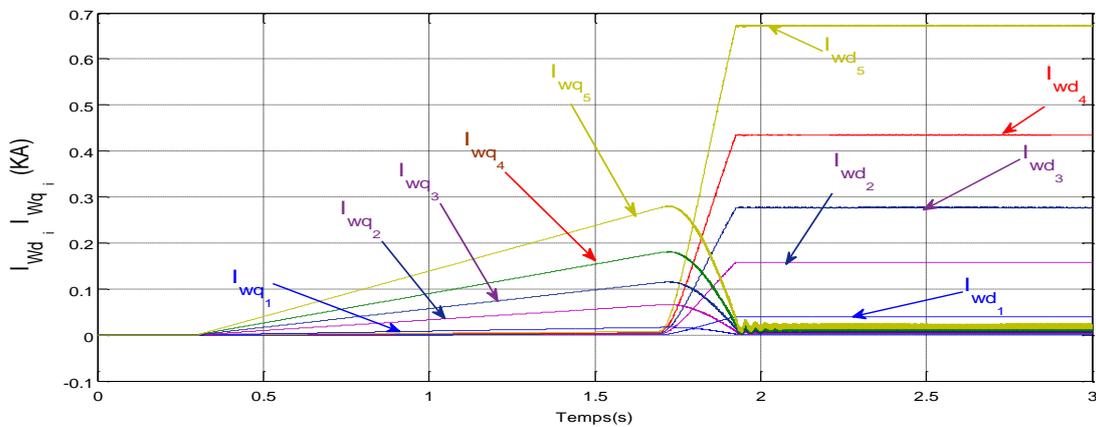


Fig.3.21: Les courants actifs et réactifs des parcs éoliens après l'optimisation

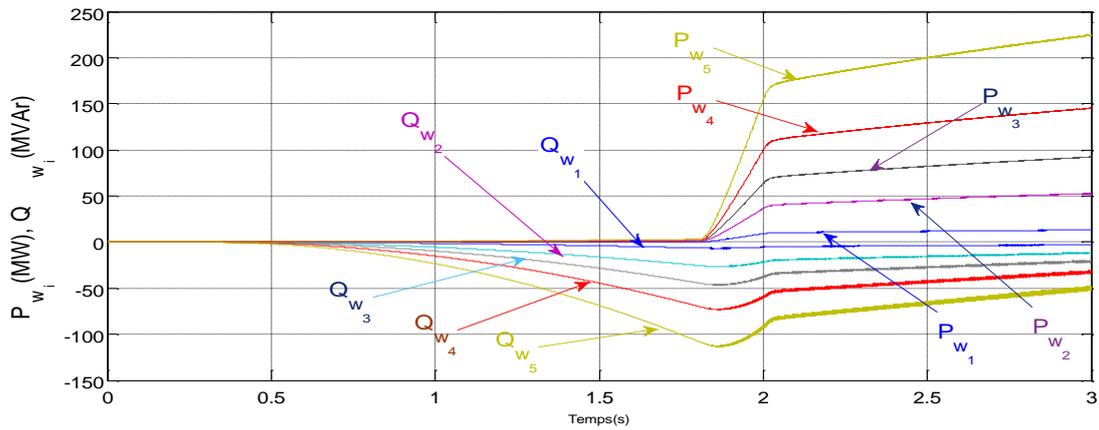


Fig.3.22: Les puissances actives et réactives des parcs éoliens avant l'optimisation

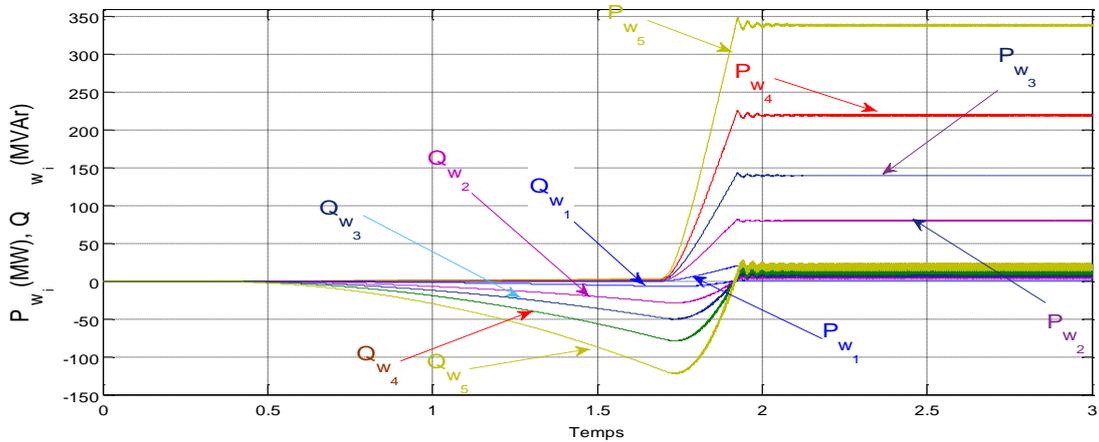


Fig.3.23: Les puissances actives et réactives des parcs éoliens après l'optimisation

III.6.3.2- Contrôle de la fréquence

Pour valider la performance des régulateurs PI via la méthode simplexe et quand le système fonctionne à la puissance nominale, un échelon positif de 4 Hz est appliquée à la fréquence offshore de référence à l'instant $t = 4s$ pour une durée de 400ms, après cela, il est modifié par un échelon négatif à l'instant $t = 4.8s$ pour une durée de 400ms. Les Figures 3.24 et 3.25 présentent le comportement de la fréquence offshore pendant ces échelons appliqués. La méthode proposée présente une efficacité parfaite pour éliminer les oscillations apparus avant l'optimisation.

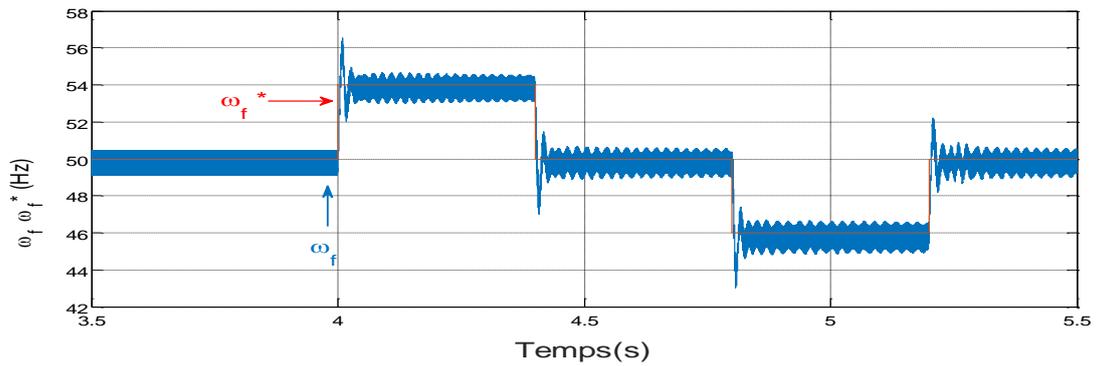


Fig.3.24: La fréquence offshore et sa référence avant l'optimisation

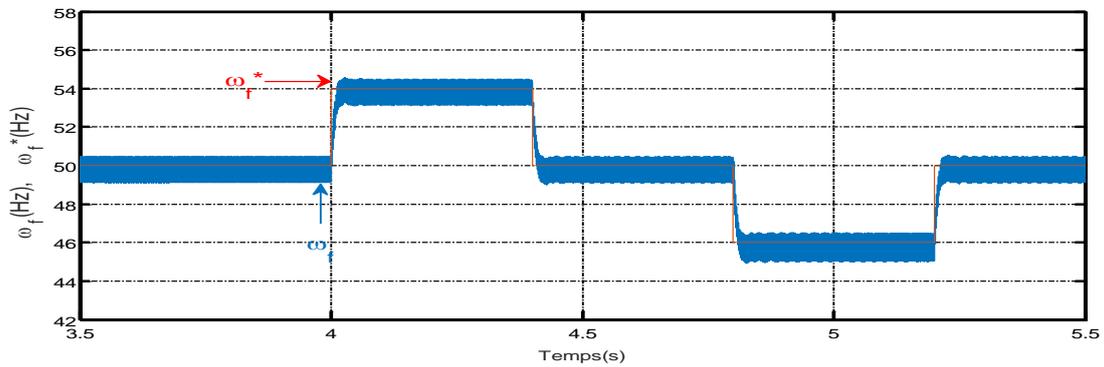


Fig.3.25: La fréquence offshore et son référence après l'optimisation

Sous ces échelons appliqués, dans la figure 3.26, il semble qu'il y ait de grandes perturbations dans tous les courants réactifs et actifs des parcs éoliens. De la figure 3.27, on observe que la méthode simplexe minimise ces perturbations, dans une certaine mesure, et que la même chose se produit avec les puissances actives et réactives dans les figures 3.28 et 3.29. Par conséquent, la méthode proposée est parfaite pour améliorer la stabilité du système sous ces échelons appliqués.

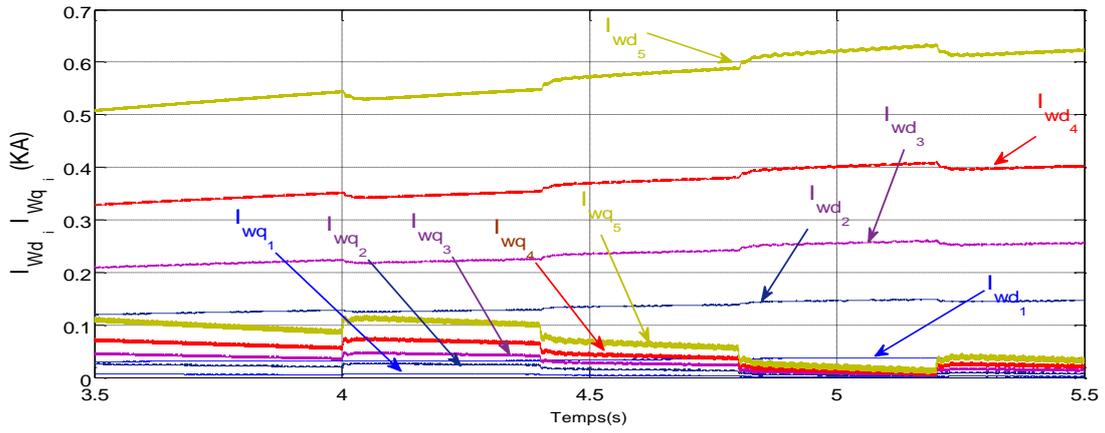


Fig. 3.26: Les courants actifs et réactifs de tous parcs éoliens avant l'optimisation

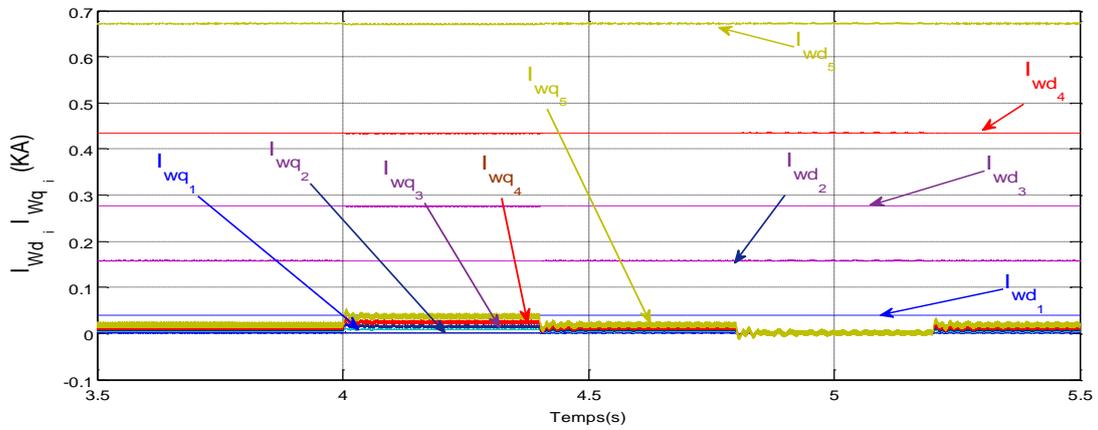


Fig. 3.27: Les courants actifs et réactifs de tous parcs éoliens après l'optimisation

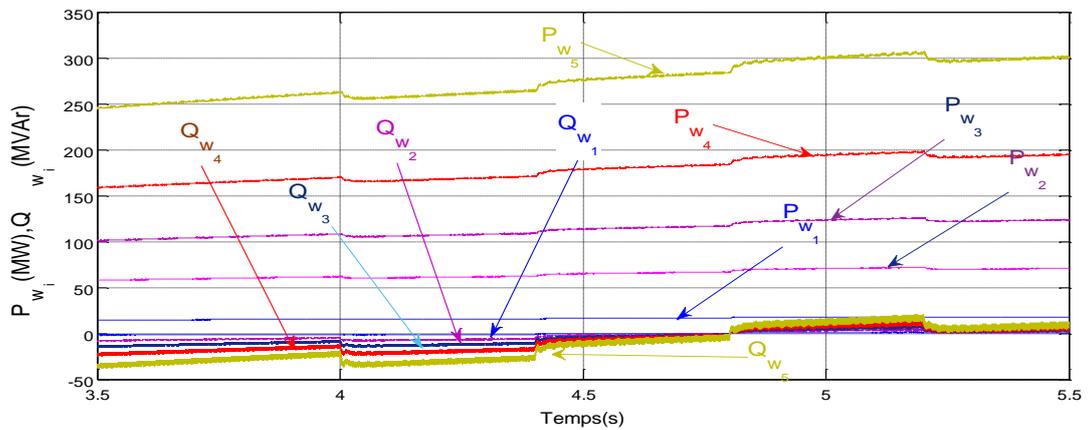


Fig. 3.28: Les puissances actives et réactives de tous parcs éoliens avant l'optimisation

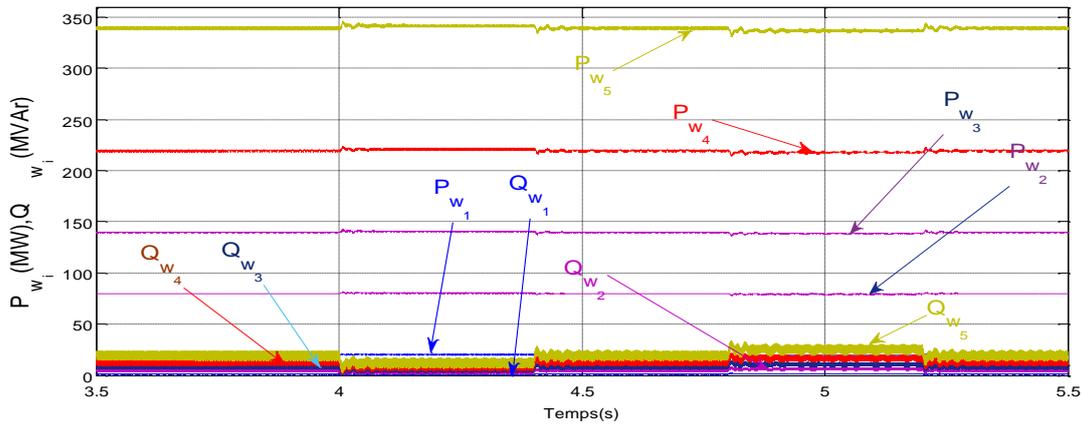


Fig. 3.29: Les puissances actives et réactives de tous parcs éoliens après l'optimisation

De la figure 3.31, la variation appliquée sur la fréquence de référence a peu d'influence sur la puissance transmise de chaque côté de la liaison HVDC. Certains petits changements évidents apparaissent au début et à la fin de l'échelon appliqué, en raison de l'impact des convertisseurs. La figure 3.30 montre qu'avec les paramètres initiaux des régulateurs PI, la puissance transmise n'est pas maintenue constante autour de sa valeur nominale, comparée à celle de la figure 3.31 avec des paramètres optimisés où la puissance est maintenue constante.

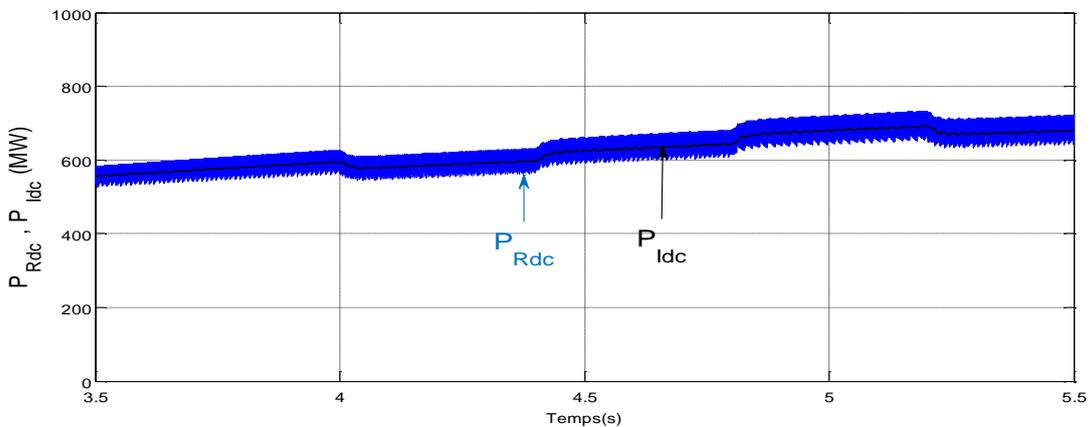


Fig. 3.30: La puissance transmise dans la liaison HVDC-(Diodes-VSC) avant l'optimisation

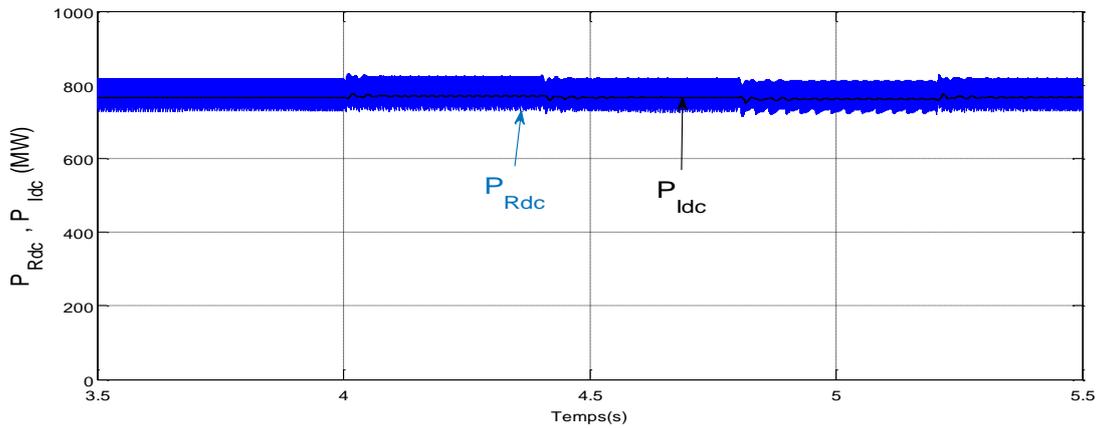


Fig.3.31: La puissance transmise dans la liaison HVDC-(Diodes-VSC) après l'optimisation

III.6.3.3- Changements de la tension CC de référence côté onduleur VSC

Pour étudier l'influence de la méthode simplexe sur la performance des régulateurs PI utilisés dans le système de contrôle de l'onduleur VSC, un échelon négatif de 10 % est appliqué sur la tension CC de référence à l'instant 8,5 s pour une durée de 400 ms et un autre échelon négatif de 20 % est appliqué en rampe de l'instant 9,5 s à 10,9 s. Sur la figure 3.32, après optimisation, la tension continue CC de référence est bien suivie par sa tension réelle au cours de l'application de cet échelon, tandis que dans la figure 3.33 les tensions réelle et de référence ne sont pas maintenues dans le même comportement.

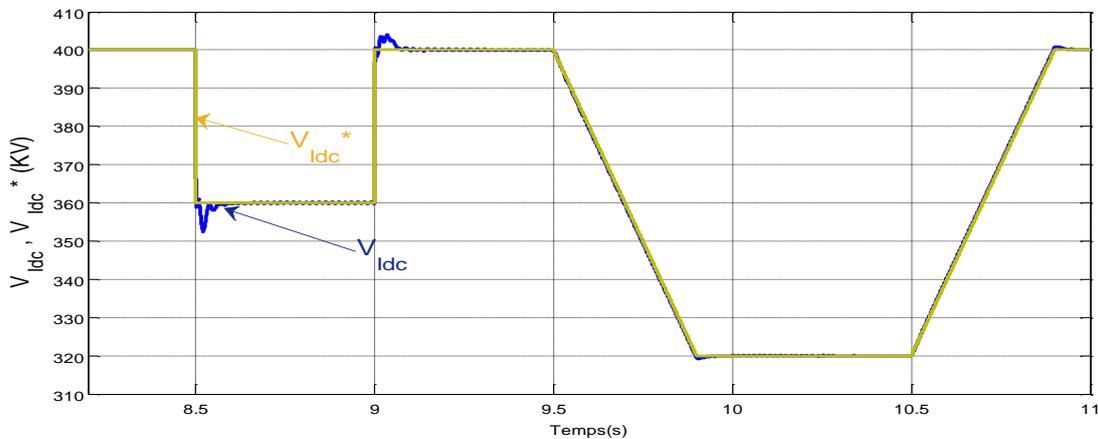


Fig.3.32: Tension continue CC et sa référence côté onduleur après optimisation

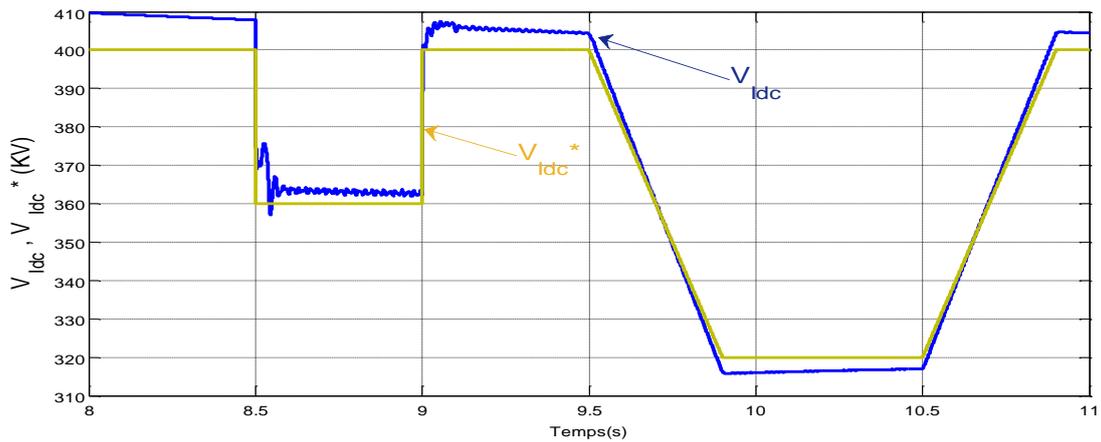


Fig. 3.33: Tension continue CC et sa référence côté onduleur avant optimisation

III.7- Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté un système qui se compose d'un parc éolien produit une puissance totale qu'a été livrée au réseau terrestre au moyen d'un système de transmission HVDC basé sur un redresseur à diodes. Ce système a inclus des turbines éoliennes groupées dans cinq modèles alimentant le point de couplage commun. La puissance nominale de chaque groupe est équivalente à la somme de la puissance nominale de toutes les éoliennes qui y sont incluses. Le fonctionnement de ce système a été validé par simulation dans le logiciel PSCAD.

Les stratégies de contrôle proposées utilisent principalement des régulateurs PI optimisés par la méthode simplexe. Cette méthode a été utilisée dans le système de contrôle pour chaque régulateur.

A partir des résultats obtenus lors de la simulation, on peut conclure que l'optimisation des paramètres du régulateur PI par la méthode simplexe a prouvé sa capacité pour améliorer les performances du système de contrôle à travers le teste de plusieurs échelons de réponse. Les résultats obtenus montrent que l'optimisation des paramètres du régulateur PI via cet algorithme présente une efficacité parfaite pour limiter l'impact des perturbations.

Pendant les conditions transitoires, l'approche simplexe avec de nouveaux paramètres qui sont obtenus à partir de ceux de la méthode classique, améliore la stabilité du parc éolien offshore groupé connecté au système HVDC-(Diodes-VSC).

Egalement ce chapitre a décrit clairement la validation des stratégies proposées de contrôle, d'optimisation et de protection. Les résultats ont été obtenus pendant le fonctionnement permanent et le régime transitoire au moyen de simulations en logiciel PSCAD.

CHAPITRE IV

*Optimisation du système de commande
par la méthode Hooke-Jeeves*

IV.1- Introduction

Dans ce chapitre, une autre méthode d'optimisation sera appliquée sur le système de commande d'une liaison HVDC avec un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC connecté au parc éolien. Cette approche est la méthode d'optimisation Hooke-Jeeves.

Le but de l'utilisation de cette méthode est de trouver des paramètres appropriés du régulateurs PI pour le système de commande qui peuvent améliorer les performances du système étudié pendant le régime nominal et pendant les perturbations.

Egalement dans ce chapitre on utilise un modèle équivalent pour présenter la ferme éolienne en mer. Des résultats de simulations sont tirés pour tester la validité de la méthode Hooke-Jeeves dans le but est d'optimiser les paramètres du système de contrôle.

IV.2- La Méthode Hooke et Jeeves d'optimisation

La méthode Hooke et Jeeves a été initialement publié en 1961. Cette méthode appartient à la famille des méthodes directes car elle ne nécessite pas le calcul des dérivées de la fonction objectif. La méthode de Hooke-Jeeves est une méthode directe pour minimiser la fonction objective, qui exige d'être continue. Elle est employée lorsque la fonction objective n'est pas différentiable ou si le calcul de ses dérivées est une tâche non triviale.

Supposons que nous recherchions la valeur minimale de la fonction objective à partir d'un point de base initial donné. La méthode de Hooke-Jeeves calcule un nouveau point en utilisant les valeurs de la fonction objective à des points appropriés le long des directions de coordonnées orthogonales autour du point initial. Le procédé consiste en deux étapes [59]: une étape d'exploration et une étape de progression.

L'étape d'exploration se déroule le long de toutes les n directions cartésiennes de manière à améliorer la valeur de la fonction objective, puis détermine un nouveau point de base et une direction pour la valeur descendante de la fonction objective.

L'étape progression avance dans la direction de la connexion de deux points de base adjacents visant à diminuer la valeur de la fonction objective plus rapidement. L'étape d'exploration et l'étape d'avancement calculent à leur tour et trouvent la valeur minimale de la fonction objective finalement.

La méthode converge rapidement quand la vallée est assez rectiligne mais plus lentement quand elle se courbe. Lors de l'étape exploratoire, les variables sont toujours examinées dans un ordre figé. Cette méthode est donc mieux adaptée aux problèmes où les variables de décision sont indépendantes entre elles. Cependant l'étape d'exploration est tributaire des directions initiales [60].

IV.2.1- L'étape d'exploration

Dans le déplacement d'exploration, le point actuel est perturbé par des directions positives et négatives le long de chaque variable et le meilleur point est enregistré. Le point courant est changé pour le meilleur point à la fin de chaque perturbation du variable [61]. Si le point trouvé à la fin de toutes les perturbations variables est différent du point original, le déplacement d'exploration est un succès; Si non le déplacement d'exploration est un insuccès. En tout cas, le meilleur point est considéré comme le résultat de l'étape d'exploration.

IV.2.2- L'étape progression

Un nouveau point se trouve en sautant du meilleur point actuel x_c le long d'une direction reliant le meilleur point précédent '1' et le point de base actuel $x(k)$ comme suit: $X_p(k+1) = x(k) + (x(k) - x(k-1))$. La méthode Hooke-Jeeves comprend une application itérative du déplacement d'exploration dans la localité du point actuel et un saut ultérieur en utilisant le déplacement de progression. Si le déplacement progression ne prend pas la solution dans une région meilleure, le

déplacement de progression n'est pas accepté et l'étendue de la recherche exploratoire est réduite.

IV.2.3- L'algorithme

L'algorithme se compose de deux mouvements d'exploration et de progression [61]:

1- Mouvement d'exploration

Choisir $x = x_c$ $i = 1$ et incrément variable Δ_i .

Étape 1 : Calculer $f = f(x)$, $f^+ = f(x_i + \Delta_i)$ et $f^- = f(x_i - \Delta_i)$.

Étape 2 : Trouver $f_{\min} = \min(f, f^+, f^-)$. Set x correspond à f_{\min} .

Étape 3 : Est-ce que $i = N$? Si non, définissez $i = i + 1$ et passez à l'étape 1;

Ou bien x est le résultat et passe à l'étape 4.

Étape 4 : Si $x \neq x_c$, succès; Autre insuccès.

2- Mouvement de progression

Étape 1 : Choisissez un point de départ $x(0)$, des incréments variables Δ_i ($i = 1, 2 \dots N$), un facteur de réduction de pas $\alpha > 1$ et un paramètre de terminaison, ϵ . Définir $k = 0$.

Étape 2 : Effectuez un déplacement d'exploration avec $x(k)$ comme point de base. Dit x est le résultat du déplacement d'exploration. Si le déplacement d'exploration est un succès, définissez $z(k+1) = x$ et passez à l'étape 4; ou bien, passez à l'étape 3.

Étape 3: Est-ce que $\|\Delta\| < \epsilon$? Si oui, terminer; Ou bien forme $A_i = A/a$ pour $i = 1, 2, \dots, N$ et passez à l'étape 2.

Étape 4 : définissez $k = k + 1$ et effectuez le déplacement de progression :

$$X_p(k+1) = x(k) + x(k) - x(k+1).$$

Étape 5: Effectuez un autre déplacement d'exploration en utilisant X_p comme point de base. Laissez le résultat être $x(k+1)$.

Étape 6 Est-ce que $f(x(k+1)) < f(x(k))$? Si oui, passez à l'étape 4.

Si non, passez à l'étape 3.

IV.3- Critère de terminaison et fonction objective

Comme l'algorithme simplex étudiée précédemment, le PSCAD utilise le critère de terminaison de fonction objective [54]. Il se termine lorsque la différence entre les valeurs de la fonction objective entre les itérations devient inférieure à une valeur spécifiée par l'utilisateur. La caractéristique la plus importante de la fonction objective est que son minimum correspond à ce qui est normalement considéré comme optimal pour un système HVDC connecté au parc éolien.

IV.4- La méthode Hooke Jeeves pour l'optimisation de système de contrôle

L'algorithme Hooke Jeeves est appliqué sur le système de contrôle pour optimiser les paramètres du régulateur PI. Cet algorithme présente l'avantage d'une précision parfaite et une rapidité typique pour trouver de nouveaux paramètres PI à partir des paramètres initiaux tirés d'une méthode classique.

IV.4.1- Système étudié

Pour cette étude, on utilise un système équivalent pour toutes les turbines éoliennes ce qui génère une puissance totale de 800 MW. Une liaison HVDC se compose d'un redresseur non contrôlé et un onduleur VSC, est utilisée pour transmettre cette puissance au réseau terrestre.

IV.4.2- Application de la méthode Hooke et Jeeves sur le système de contrôle

Afin d'améliorer la performance du régulateurs PI utilisé pendant le fonctionnement normal et aussi contre toutes les perturbations qui peuvent se produire, les paramètres de ces régulateurs seront améliorés en utilisant l'algorithme Hooke Jeeves.

Pour ce système, la fonction objective est exprimée en équation :

$$Q_f(X) = R_1 \sum_{i=1}^6 \int_0^T (e_{iqd})^2 dt + \sum_{i=1}^6 \int_0^T (u_{iqd})^2 dt \quad (4.1)$$

Où: $e_{iqd}(t)$ est l'erreur entre la valeur réelle et sa valeur recherchée et i est l'indice du contrôleur. $u_{iqd}(t)$ est la sortie du contrôleur et le vecteur. R_1 est égale à 2.

$$X = K_{P1}, K_{P2}, K_{P3}, K_{P4}, K_{P5}, K_{P6}, T_{i1}, T_{i2}, T_{i3}, T_{i5}, T_{i6}$$

Pour l'algorithme de Hooke-Jeeves, les paramètres initiaux doivent être sélectionnés comme la méthode simplex. L'organigramme correspondant à cette fonction objective est représenté en Figure 4.1.

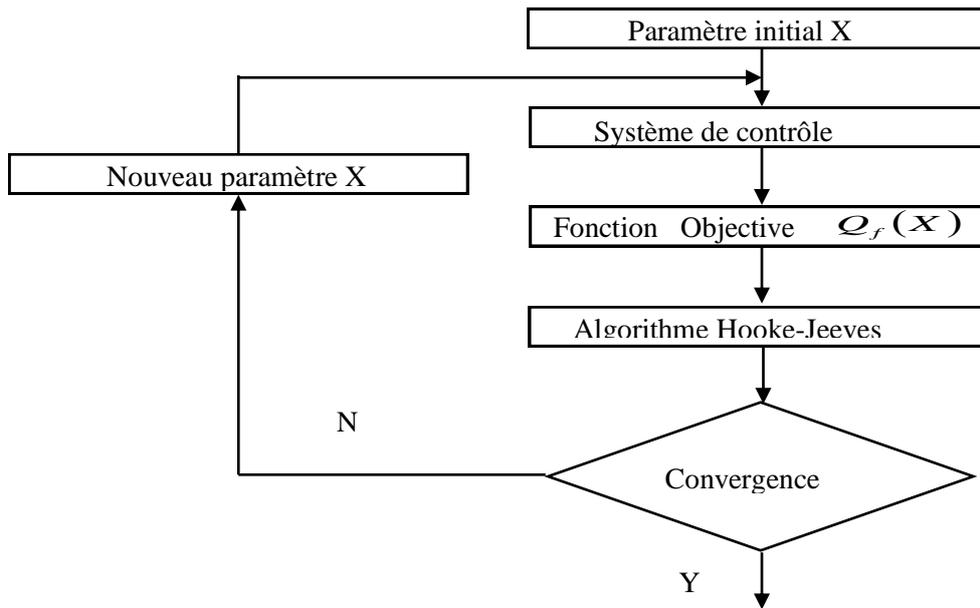


Fig.4.1 : Diagramme de l'optimisation des paramètres du système de contrôle du parc éolien connecté au système HVDC

IV.5- Résultats

Afin de valider la stratégie d'optimisation décrite précédemment, des études de simulations ont été effectuées en utilisant le logiciel PSCAD. Le contrôle est appliqué sur un système typique se compose d'un parc éolien équivalent offshore avec un certain nombre d'éoliennes, connecté à un point de couplage commun PCC_F . Le parc éolien se compose de 160 éoliennes basées sur la génératrice synchrone à aimants permanents de 5MW avec deux convertisseurs dos à dos qui sont reliés au réseau CA en mer. Le parc éolien a une puissance totale de 800 MW. Un redresseur non contrôlé à diodes de 12 impulsions est relié au réseau CA en mer via un

transformateur T_R sans changeur de prises. Z_{FR} représente à la fois le condensateur shunt C_F du redresseur et le banc de filtres d'harmoniques. Un câble CC sous-marin reliera le redresseur en mer à un convertisseur qui représente l'onduleur terrestre VSC de la liaison. Enfin, l'onduleur est relié au réseau terrestre par un autre transformateur. Tous les paramètres électriques du système étudié sont cités dans l'annexe B. La figure 4.2 représente un modèle équivalent de 160 turbines basé sur la génératrice GSAP connecté une liaison HVDC-(Diodes-VSC).

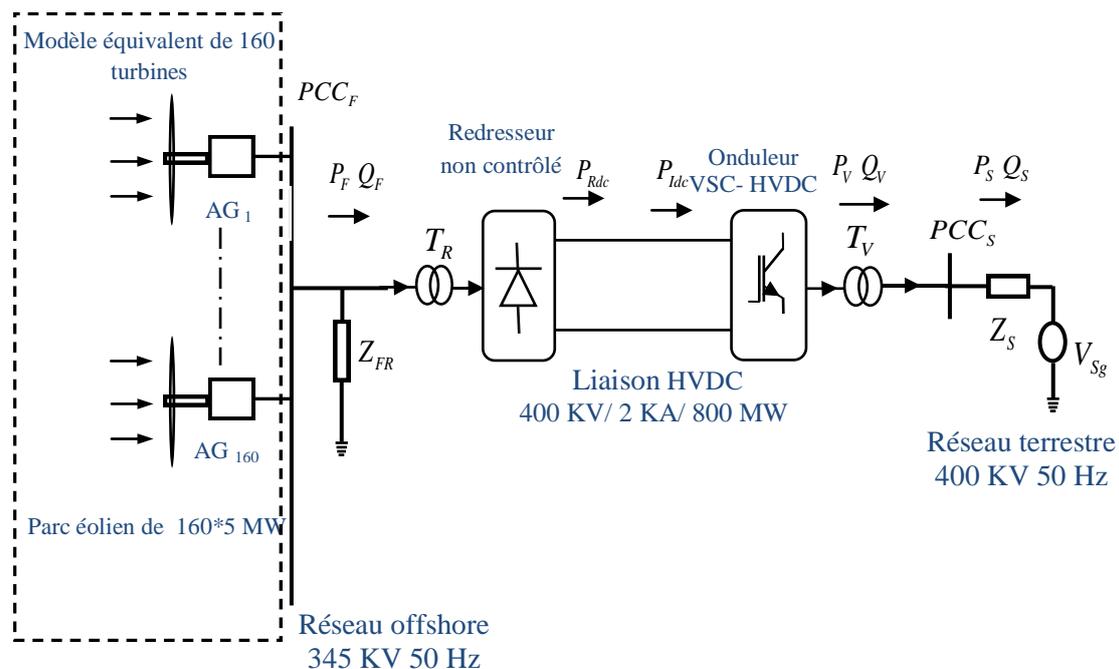


Fig.4.2: Modèle équivalent de 160 turbines connecté à la transmission HVDC-(Diodes- VSC)

IV.5.1- Etude et analyse du fonctionnement du système proposé

Des résultats de la simulation sont analysés pour démontrer la performance du système de contrôle après optimisation pour récupérer le fonctionnement du système suite à diverses perturbations. Les tests de performance comprennent:

- Démarrage et fonctionnement du système en régime permanent ;
- Réponses transitoires des régulateurs ;

- Court-circuit triphasé à la terre côté CA du redresseur non contrôlé ;
- Court-circuit monophasé à la terre côté CA de l'onduleur VSC.

Pour ce modèle et afin d'améliorer la performance du régulateur PI utilisé pendant le fonctionnement normal et aussi contre toutes les perturbations qui peuvent se produire, les gains des régulateurs PI du système contrôle seront améliorés en utilisant l'algorithme Hooke-Jeeves. Cette approche est insérée avec le système de contrôle afin de calculer tous les gains. Généralement, ces gains sont les k_p et les k_i .

Après l'exécution de la simulation, les nouveaux paramètres sont cités avec les paramètres initiaux dans le tableau 4.1. le temps d'exécution pour trouver les nouveaux paramètres est d'environ 1 heure. La méthode Hooke-Jeeves est convenable pour l'optimisation de plusieurs variables réelles. Les paramètres de la méthode pour cette simulation sont les suivants :

- 1- Taille du pas initiale : 0.1
- 2- Condition initiale des variables : 11
- 3- Nombre maximal de parcours permisibles : 100
- 4- Tolérance : 0.0000001

Tableau 4.1: Paramètres PI avant et après optimisation

Régulateur PI		Paramètres optimisés		Paramètres initiaux	
		Ti	kp	kp	Ti
Convertisseur coté génératrice	d-q courant	0.8452e-5	1502,371	1600	0.9e-6
	CC tension	3,6521e-3	38,674	40	5e-4
Convertisseur coté réseau offshore	d-q courant	4.8095e-6	2003.568	2000	7e-7
	Tension offshore CA		203.335	200	
Onduleur terrestre VSC	d-q courant	2.3957e-3	101.213	100	8e-1
	CC tension	1.0190e-6	1807.71	1800	9e-4

IV.5.1.1- Démarrage du système et fonctionnement en régime nominal

Après le déblocage des disjoncteurs coté redresseur de la liaison, le parc éolien permet l'injection de courant dans la liaison HVDC pour exciter le câble CC et le condensateur coté onduleur grâce à l'utilisation du redresseur à diodes. Une fois que la tension de la liaison HVDC a atteint sa valeur nominale (400 kV) lors du fonctionnement de l'onduleur VSC terrestre,. La tension offshore à vide peut être calculée à partir de :

$$V_{Fd} = \frac{\sqrt{6}}{36} \frac{\pi}{N} V_{Rdc} = 160.02 \text{ kV}$$

La figure 4.3 montre le démarrage du système et son fonctionnement en régime nominale. D'après cette figure, on peut tirer les remarques suivantes :

- 1- On voit clairement que le courant réactif I_{Fq} , commence à augmenter à l'instant $t = 0.4 \text{ s}$ avec l'augmentation de la tension V_{Fd} . Cela est dû à la puissance réactive transmise par le condensateur C_F et le banc de filtre du redresseur Z_F . Cette puissance est absorbée par les turbines éoliennes. La fréquence offshore atteint sa valeur 50 Hz pendant le démarrage du système.
- 2- A l'instant $t = 1.6 \text{ s}$, le courant continu de la liaison I_{Rdc} augmente pour atteindre sa valeur nominale 2 KA et la transmission de puissance est assurée vers l'onduleur VSC. On voit aussi à cet instant que le courant actif I_{Fd} est augmenté et le courant réactif I_{Fq} est diminué vers le zéro parce que la puissance réactive produite par le condensateur et les bancs de filtres compense la puissance réactive absorbée par la réactance de fuite des transformateurs et l'angle d'empiètement du redresseur.
- 3- Pendant le régime nominale la valeur de la tension continue de la ligne est de 400 kV et celle du courant continu est de 2 KA et la puissance transmise dans la liaison est de 800 MW. L'onduleur de la turbine éolienne contrôle la tension

offshore et la fréquence tandis que l'onduleur VSC contrôle la tension continue et la puissance réactive terrestre.

- 4- La puissance $P_{I_{dc}}$ transmet de l'onduleur vers le transformateur Tv et finalement la puissance P_S est injectée au réseau terrestre CA avec une puissance réactive Q_S est maintenue constante autour de zéro.

La figure 4.4 montre les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés de la liaison, et la figure 4.5 montre les courants dans les valves du premier pont de graetz Y-Y et la tension aux bornes de la valve 3. Deux valves conduisent à la fois, les paires conductrices étant respectivement valve1–valve2, valve2–valve3, valve3–valve4, valve4–valve5, valve5–valve6, valve6–valve1. On voit clairement que les commutations ne sont plus instantanées. La fermeture d'une valve entraîne l'ouverture de la valve suivante non plus immédiatement, mais après un temps d'empiètement.

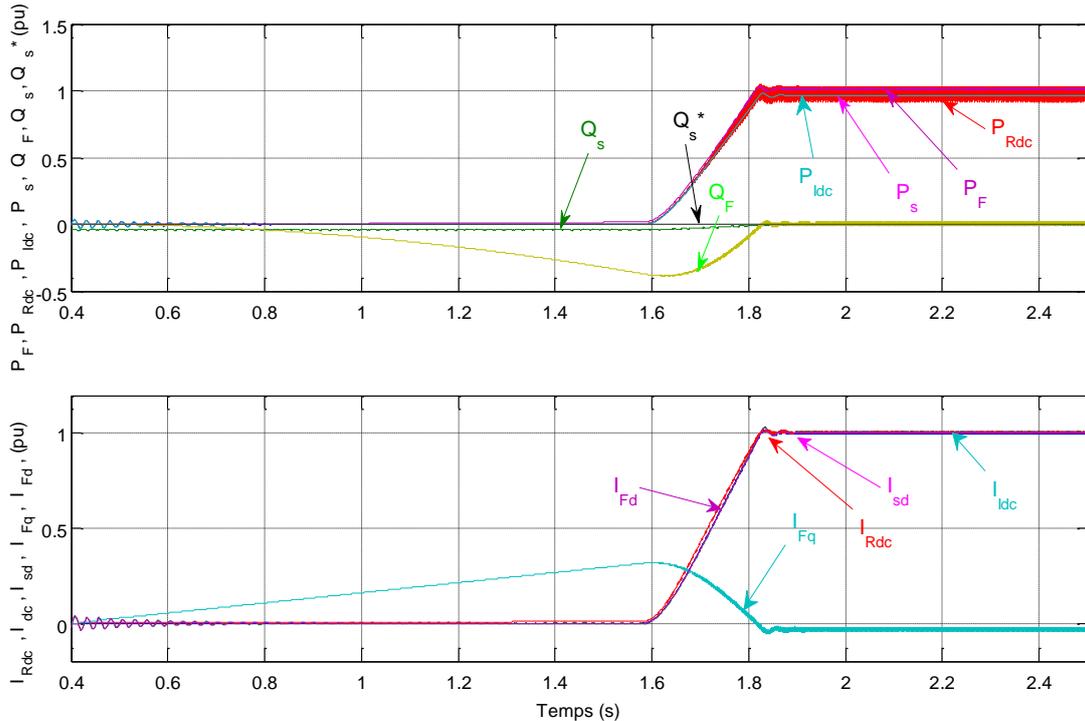


Fig.4.3: Démarrage et le fonctionnement du système

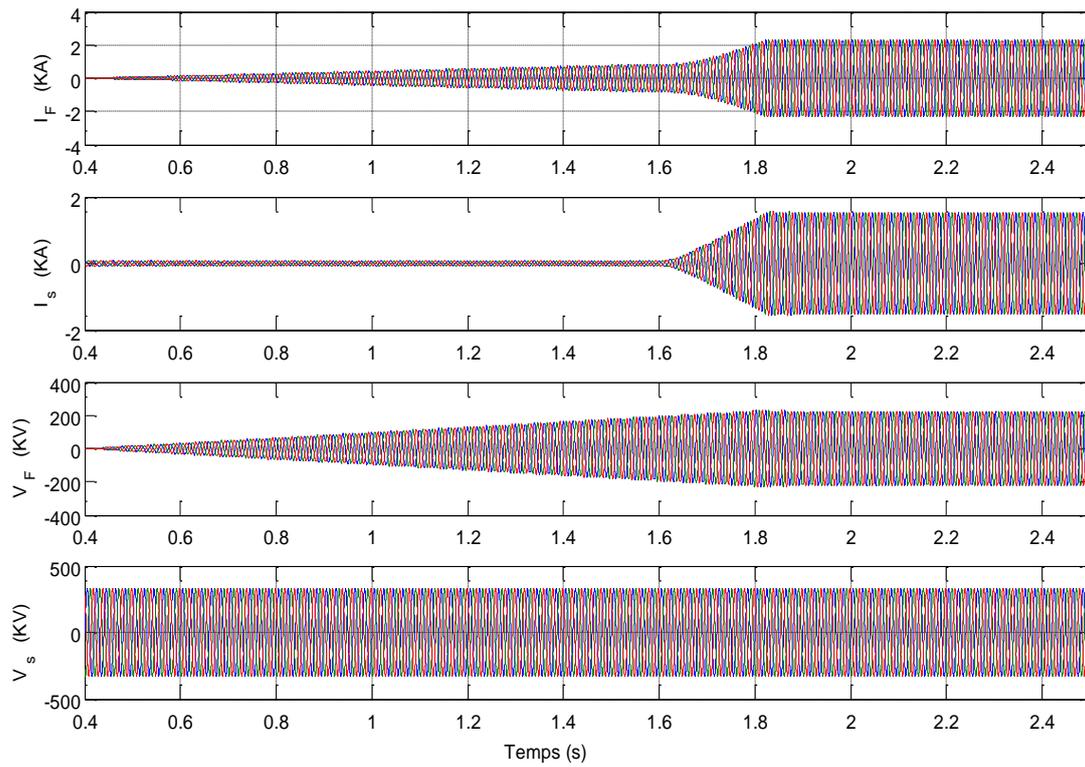


Fig. 4.4: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison

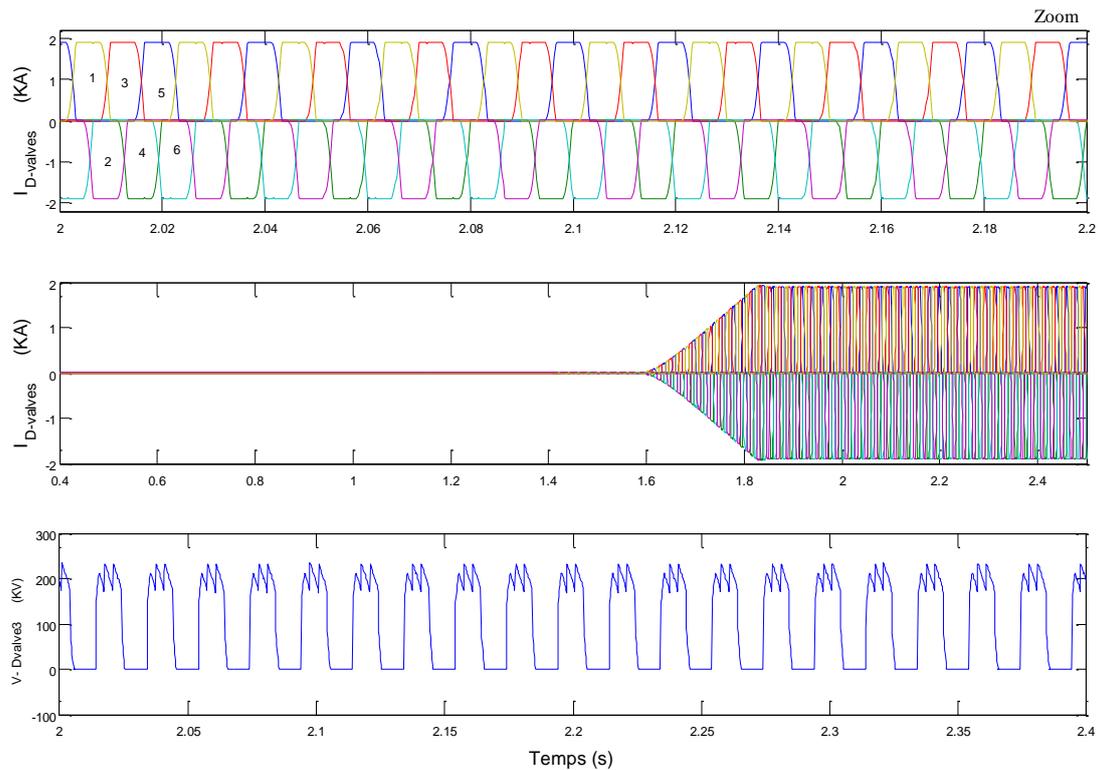


Fig. 4.5: La tension et les courants dans les valves du pont Y-Y

IV.5.1.2- Réponses transitoires des régulateurs

Pour tester la performance des régulateurs utilisés coté de l'onduleur offshore et coté de l'onduleur VSC terrestre, on simule les réponses transitoires des régulateurs à partir des étapes suivantes :

1. Coté de l'onduleur offshore, à $t = 3$ s, un échelon négatif de 0.4 pu est appliqué sur la valeur du courant I_{Fdmax} . il est réduit en rampe de 1 à 0,6 pu, et après il est augmenté en rampe jusqu'à 1 pu.
2. Coté de l'onduleur terrestre, à l'instant $t = 8$ s, une augmentation en rampe de la référence de la puissance réactive de 100 MVar pendant 200 ms puis une diminution en rampe de la même quantité à l'instant 8.5 s pendant 200 ms

Les figures 4.6, 4.7, et 4.8 montrent la réponse du système aux changements de la consigne de puissance de l'éolien due au changement sur la limite du référence de courant I_{Fd} . D'après la figure 4,6, Il est clair que durant cet échelon négatif, les courants I_{Fd} et I_{sd} diminués et le courant réactif I_{Fq} augmente à cause que la batterie de condensateurs compense la puissance réactive absorbée par la réactance de fuite du transformateur du redresseur. On remarque aussi que les courants dans la liaison I_{Rdc} et I_{Idc} diminués à cause de cette chute de courant dans le coté offshore. Cela est apparié sur le comportement des puissances dans la liaison et aussi les puissances actives et réactives sur les deux cotés offshore et terrestre comme il est présenté sur la figure 4.7. On voit aussi sur cette figure que les tensions V_{Fd} , V_{sd} sur les deux cotés offshore et terrestre et les tensions de la liaison V_{Rdc} , V_{Idc} varient légèrement avec la diminution de la puissance de consigne P_W en raison d'une chute de tension plus faible sur la résistance de liaison HVDC.

Pendant la période transitoire complète, la fréquence du réseau offshore et terrestre sont maintenue très proche de ses valeurs de référence. Finalement, sur la figure 4.8, on remarque que les courants dans les valves du redresseur sont diminués durant la période de l'application de l'échelon due à la chute de la puissance P_F .

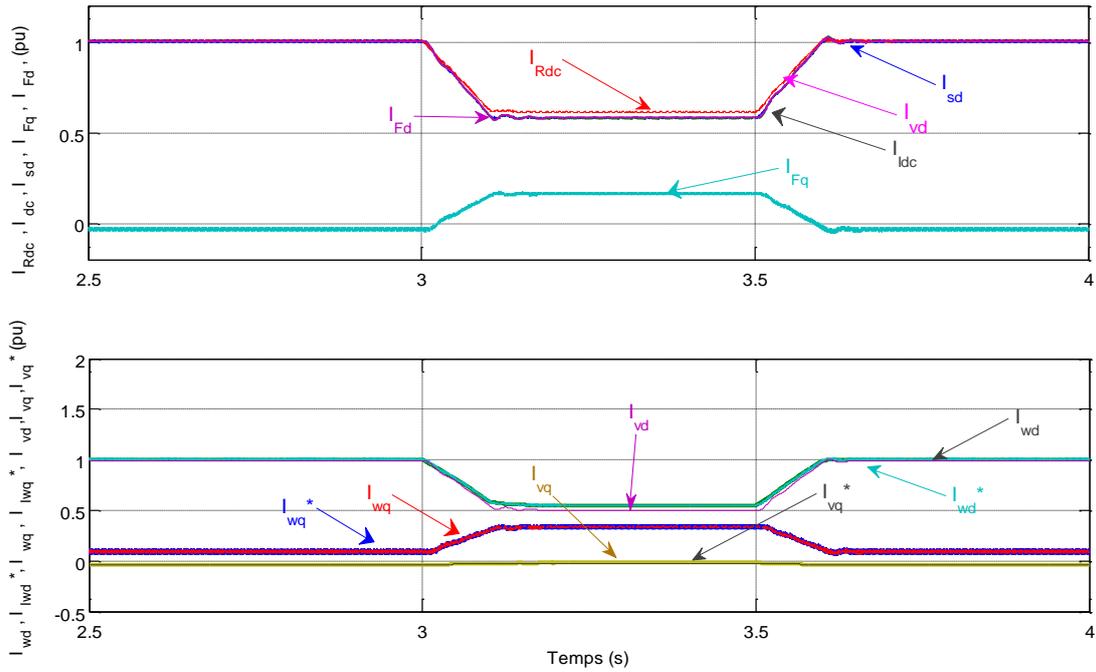


Fig. 4.6: Les courants actifs et réactifs sur les deux cotés et les courants dans la liaison HVDC pendant le changement de la consigne I_{Fd}

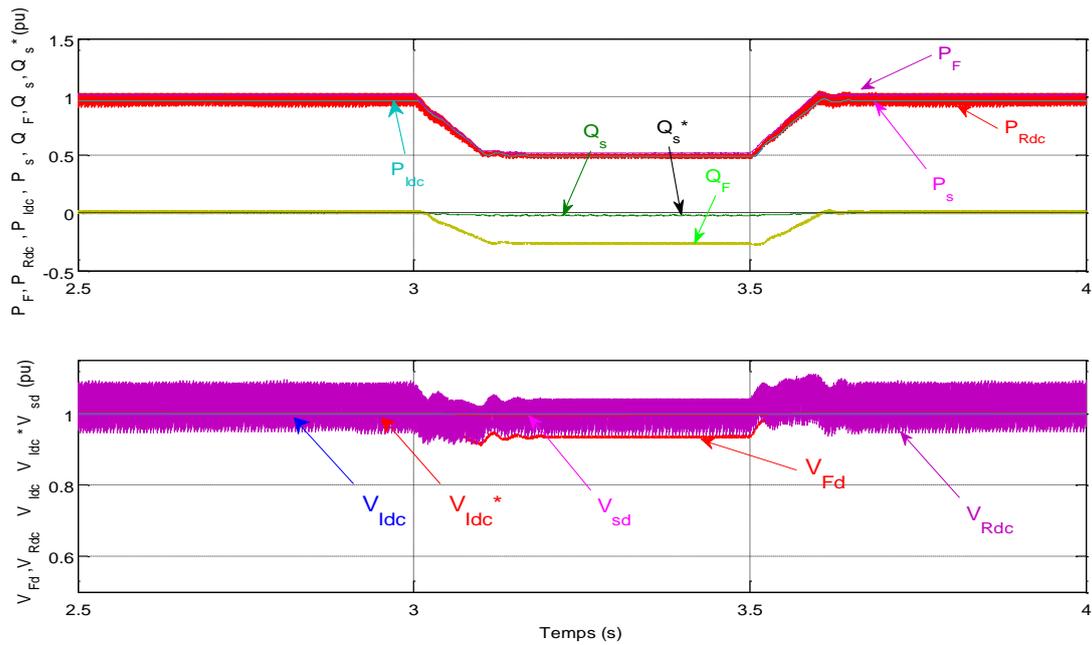


Fig. 4.7: Les puissances actives et réactives et les tensions sur les deux cotés et dans la liaison HVDC pendant le changement de la consigne I_{Fd}

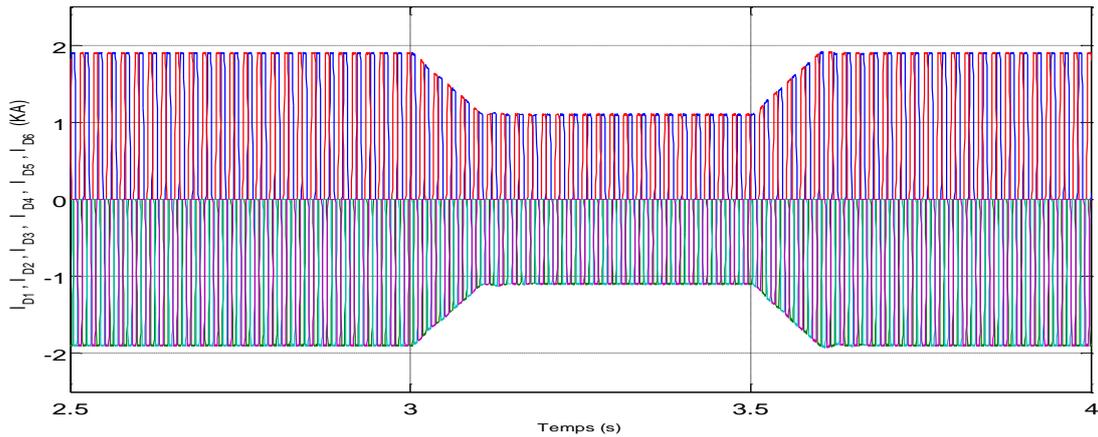


Fig.4.8: Les courants dans les valves du pont YY pendant le changement de la consigne I_{Fd}

La performance de la boucle externe de contrôle de puissance réactive coté de l'onduleur terrestre est représentée sur les figures 4.9, 4.10 et 4.11. Lors de fonctionnement en puissance nominale, la référence de puissance réactive Q_S^* est augmentée et diminuée en rampe de $\pm 100\text{MVar}$. On remarque que la puissance réactive réelle suit bien sa référence durant toute la période de l'étape. Pour la boucle interne de réglage, le courant réactif I_{Vq} suit clairement son référencé I_{Vq}^* pendant cet échelon, tandis que le courant actif I_{Vd} reste constant. Durant la période de l'étape, le courant actif I_{Wd} et le courant réactif I_{Wq} restent constants autour de leurs valeurs nominales. On remarque aussi que les puissances P_{Rdc} , P_F , P_{Idc} et P_S restent constantes se qui explique que le système est fort contre cet échelon appliqué. On remarque aussi que les tensions dans le système et les courants dans les valves du redresseur sont maintenues constants durant la période de l'échelon.

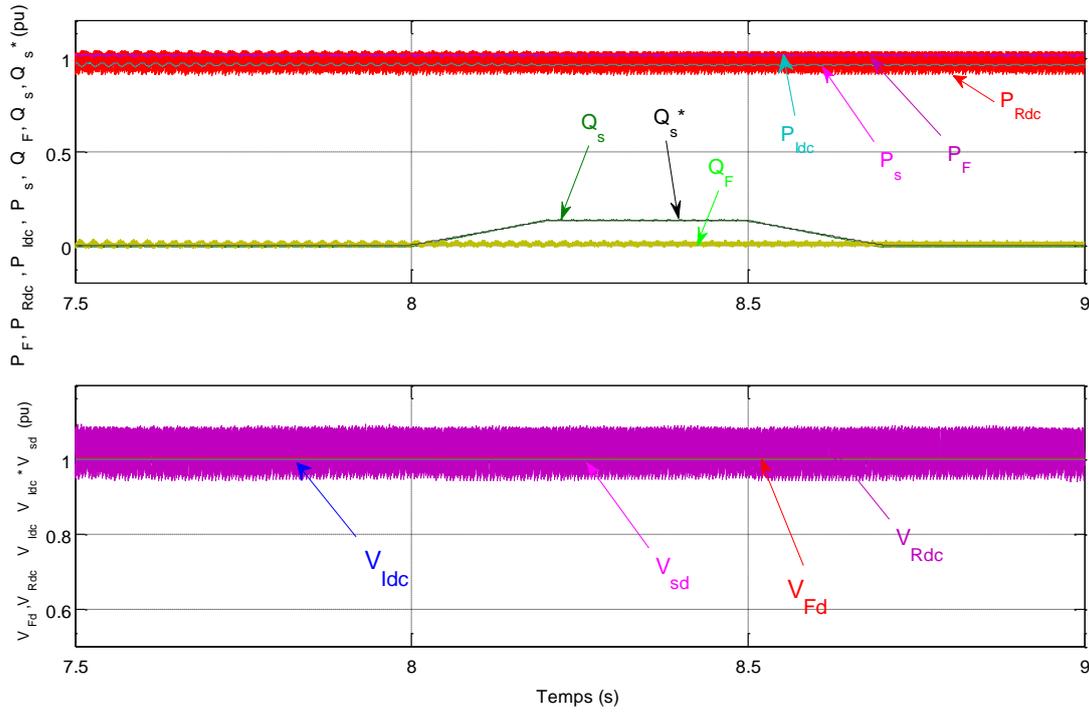


Fig.4.9: Les tensions et les puissances sur le système pendant le changement de la consigne Q_S^*

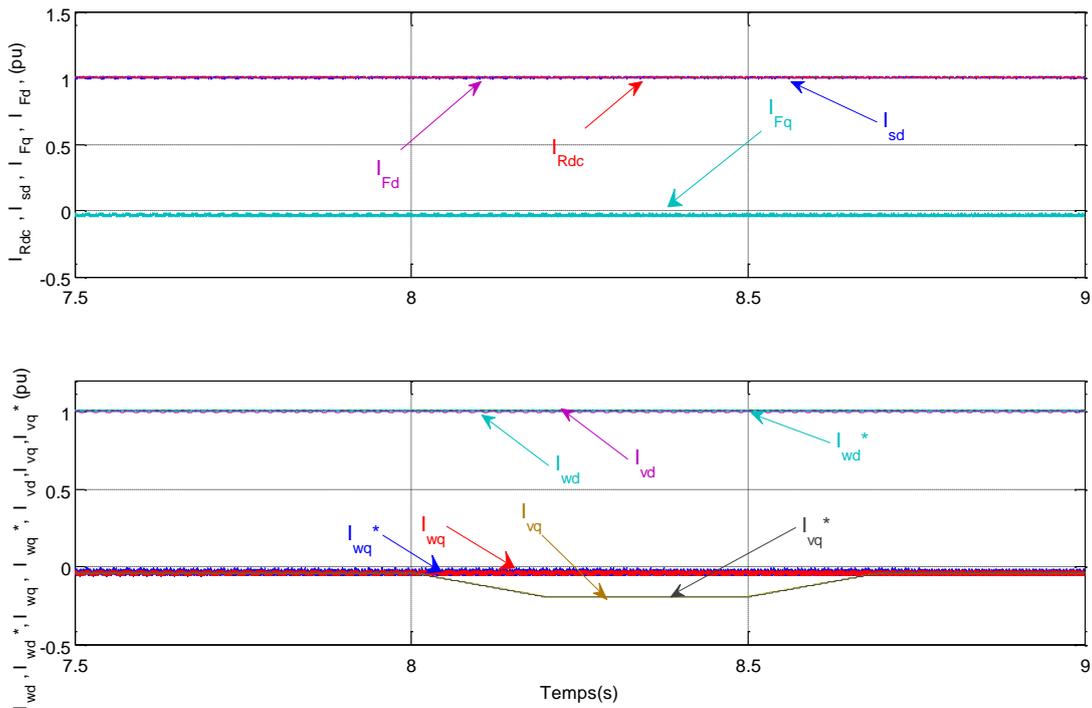


Fig.4.10: Les courants actifs et réactifs sur les deux côtés et les courants dans la liaison HVDC pendant changement de la consigne Q_S^*

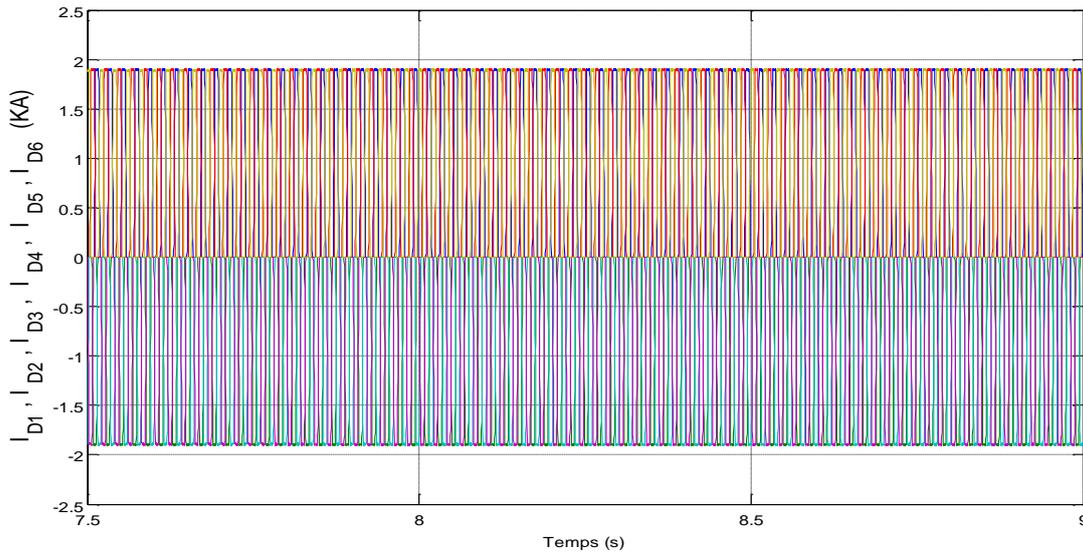


Fig.4.11: Les courants dans les valves du pont YY pendant changement de la consigne Q_S^*

IV.5.1.3- Court-circuit triphasé à la terre côté CA du redresseur

Par l'application d'un court-circuit triphasé côté redresseur au point de couplage commun PCC_F à l'instant $t = 0.75$ s durant $t = 100$ ms, et après l'exécution de nos simulations, on obtient les résultats des figures 4.12, 4.13, 4.14 et 4.15.

Ces figures présentent le comportement du système complet durant la période de défaut. En bref, nous pouvons tirer les remarques suivantes :

- A partir des résultats obtenus on peut avoir une chute à zéro des tensions alternatives offshore côté du redresseur comme il est montré dans la figure 4.12 ;
- Pendant la période de défaut, les diodes du redresseur cessent de conduire et les courants dans les valves I_{D1-6} et le courant continu I_{Rdc} tombent à zéro. De même le courant actif I_{Fd} et le courant continu I_{Idc} coté onduleur VSC tombe à zéro à cause de l'annulation de la puissance transportée.

- Quand la protection VDCOL détecte le défaut et limite rapidement le courant I_w délivré par le convertisseur de réseau offshore. Ceci est également observé dans les courants alternatifs coté réseau offshore $I_{F,abc}$.
- La puissance P_F du réseau offshore et la puissance P_{Rdc} donnée par le redresseur HVDC tombent à zéro durant la période de défaut.
- La figure 4.15 montre également la récupération du système après le court circuit, où la puissance P_S livré au réseau terrestre augmente de 0 à 1 pu en 800 ms. La protection VDCOL introduite sur le système de contrôle coté de l'onduleur terrestre détecte le défaut, elle limite rapidement les courants I_V délivré par le convertisseur de réseau terrestre. Ceci est également observé dans les courants alternatifs $I_{S,abc}$ coté réseau terrestre.
- Finalement, il faut noter que le système se stabilise après 800 ms du l'élimination de défaut parce que la protection VDCOL prend la récupération du régime nominale en rampe sans dépassement.

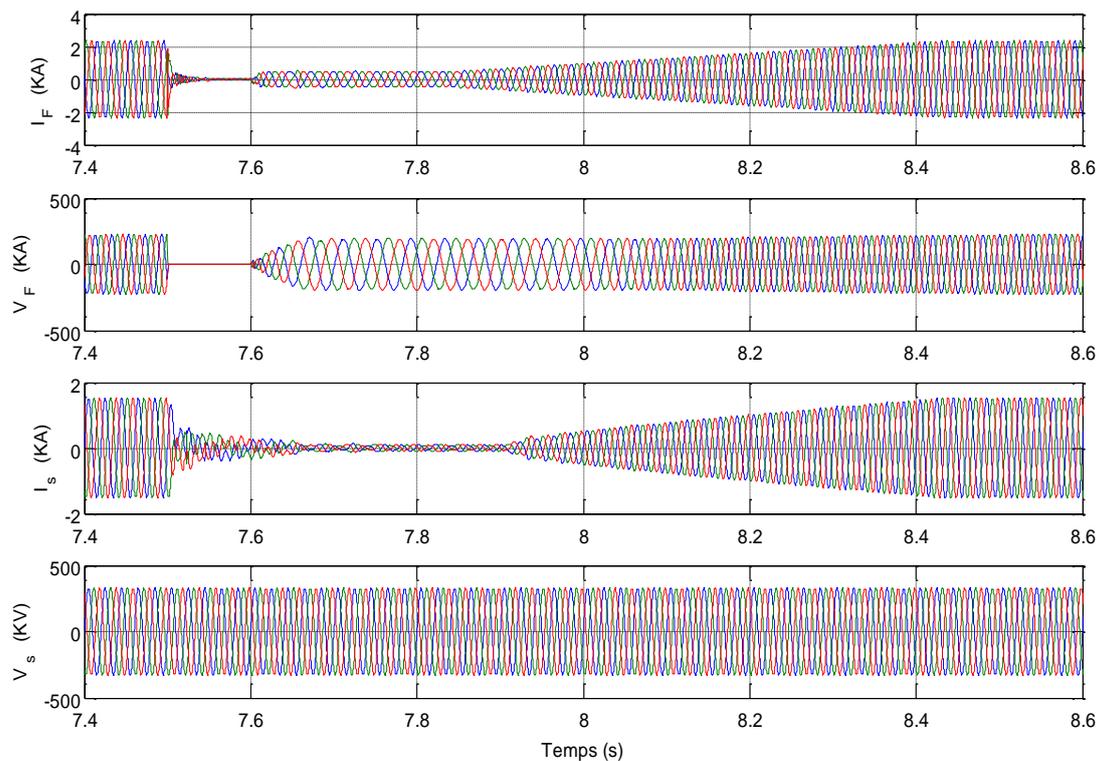


Fig.4.12: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison durant le court circuit triphasé coté redresseur

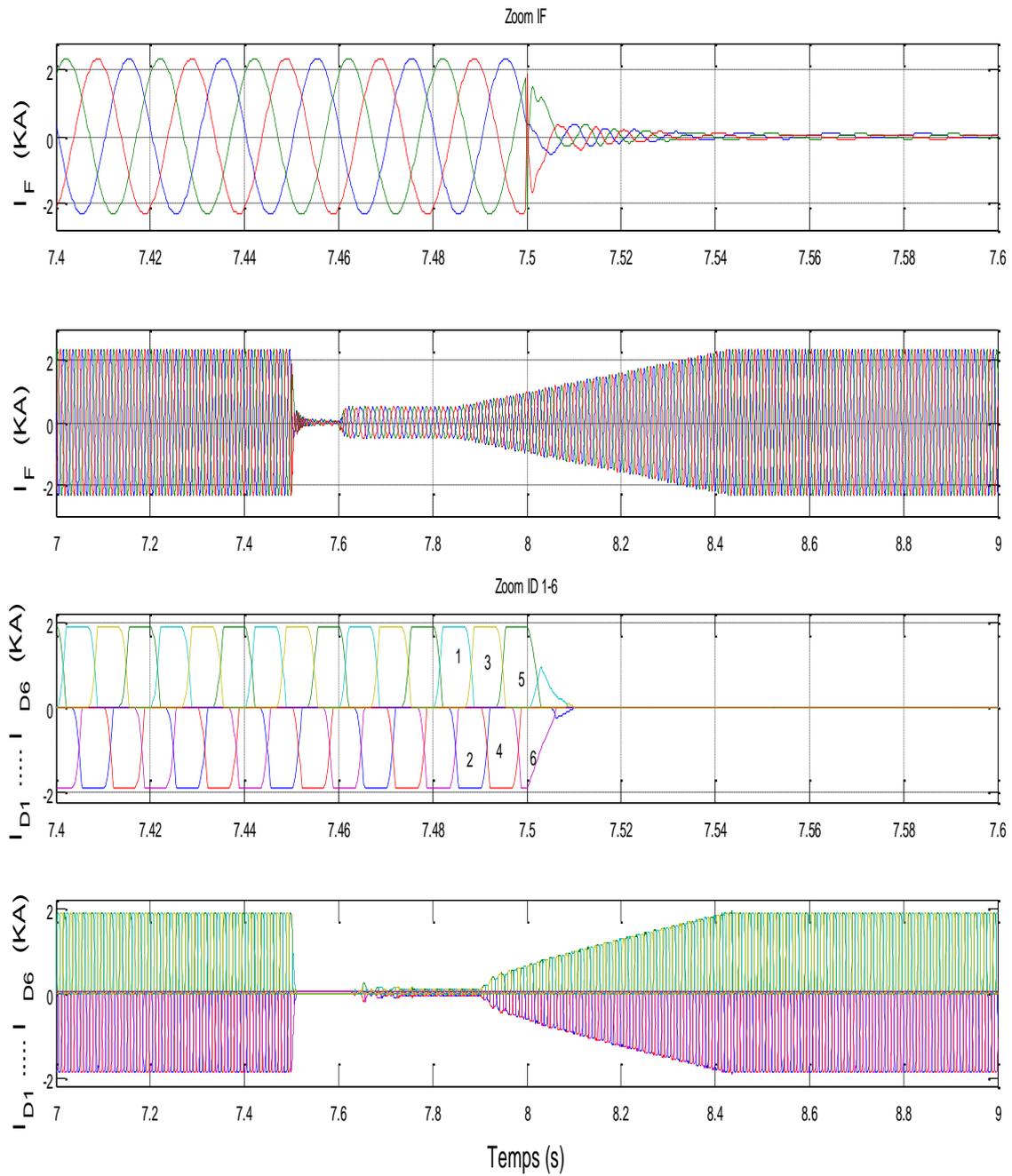


Fig.4.13: Le courant alternatif coté offshore et Les courants dans les valves du pont YY durant le court circuit triphasé coté redresseur

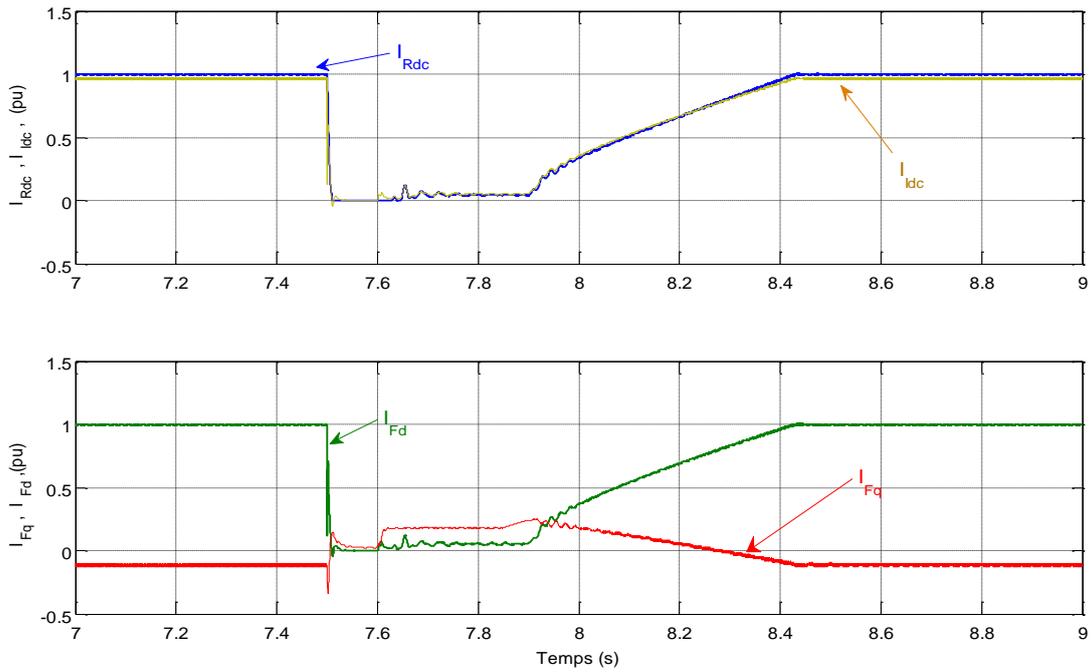


Fig.4.14: Les courants actifs et réactifs coté offshore et dans la liaison HVDC durant le court circuit triphasé coté redresseur

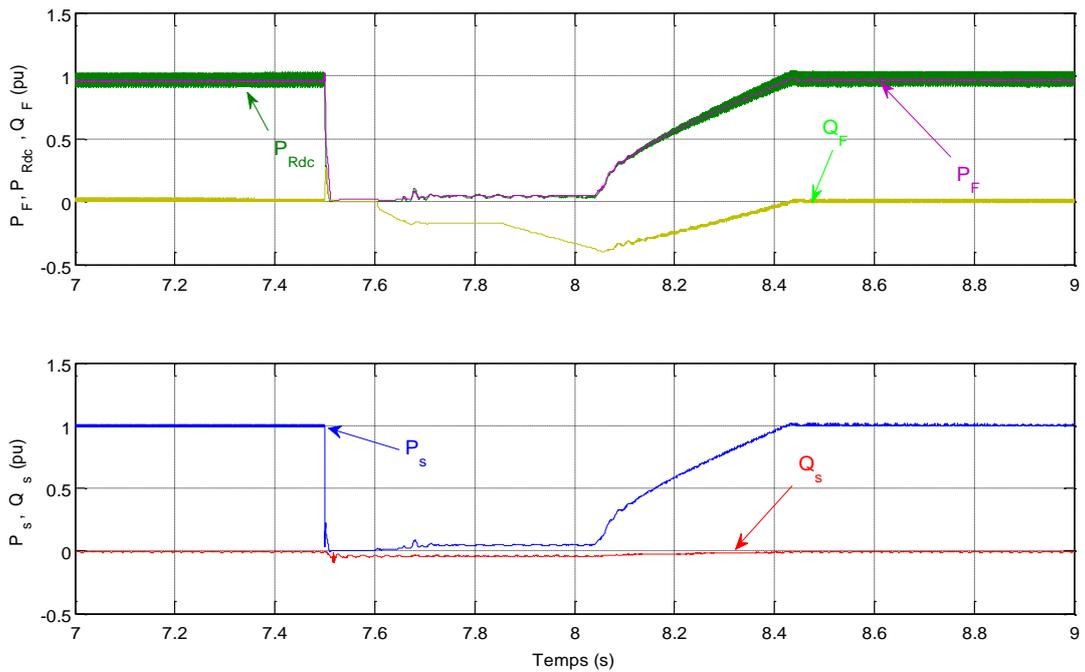


Fig.4.15: Les puissances actives et réactives et dans la liaison HVDC durant le court circuit triphasé coté redresseur

IV.5.1.4- Court-circuit monophasé-5cycles- à la terre côté CA de l'onduleur VSC

Par l'application d'un court-circuit monophasé 5 cycles à $t = 5.5$ s, côté onduleur, et après simulation, on aboutit aux résultats schématisés dans les figures 4.16, 4.17 et 4.18.

Les remarques tirées sont comme suit :

- La tension alternative coté de l'onduleur de la phase affectée chute à zéro.
- Les tensions continues dans la liaison V_{Rdc} et V_{Idc} variée légèrement jusqu'à l'attente de la valeur 1.1 pu.
- Apparition des oscillations sur la tension continue V_{Idc} coté de l'onduleur durant la période de default due au déséquilibre de la tension alternative $V_{S,abc}$.
- Les courants CA côté onduleur $I_{S,abc}$ augmentent de 10% durant la période de défaut, et les courants alternatifs côté redresseur $I_{F,abc}$ diminuent et les tensions alternatives $V_{F,abc}$ restent presque constantes. On remarque aussi des oscillations sur la tension active V_{Sd} due au déséquilibre de la tension alternative terrestre.
- Les courants dans les valves du redresseur baissent à cause de diminution de la puissance offshore transmise.
- A $t = 5.6$ s, le défaut disparaît et le système se stabilise en approximativement 150 ms.

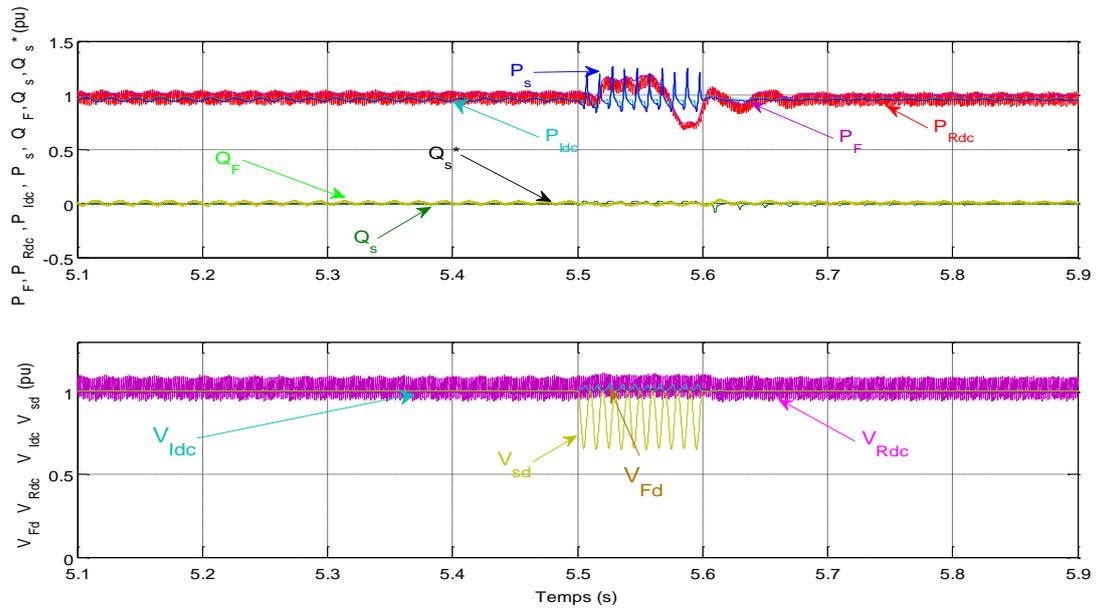


Fig.4.16: Les puissances actives et réactives et les tensions sur les deux cotés et dans la liaison HVDC pendant le court circuit monophasé coté onduleur

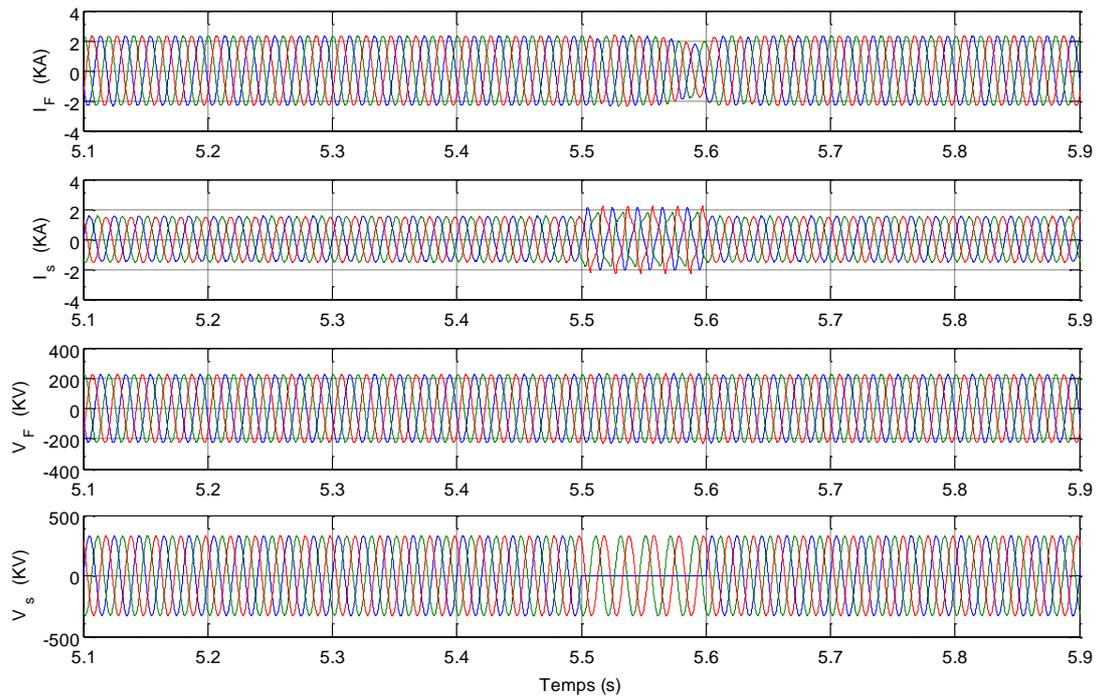


Fig.4.17: Les tensions et les courants alternatifs sur les deux cotés CA de la liaison pendant le court circuit monophasé coté onduleur

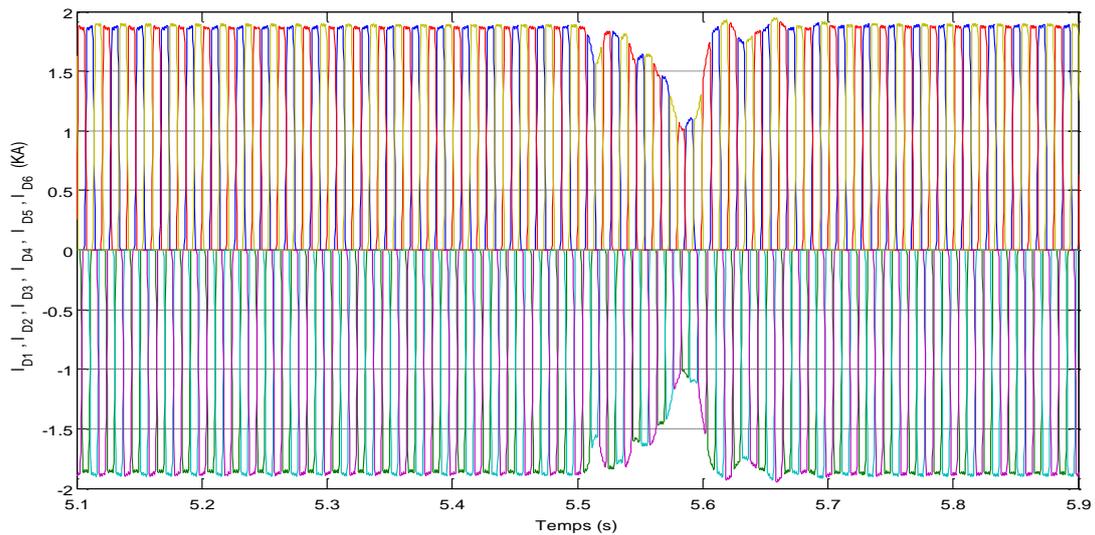


Fig.4.18: Les courants dans les valves du pont YY pendant le court circuit monophasé côté onduleur

IV.5.2- Etude de comparaison avant et après optimisation

Afin de prouver l'efficacité du régulateur PI basé sur la méthode proposée, nous avons effectué des simulations pour valider l'application de l'approche de Hooke Jeeves. Il est très important que tous les paramètres initiaux de l'algorithme soient choisis de sorte que les résultats soient tout à fait acceptables pour l'utilisation.

IV.5.2.1- Contrôle de la puissance de la turbine éolienne coté offshore et la puissance réactive coté onduleur VSC terrestre

Pour tester la performance des régulateurs PI coté de l'onduleur offshore et coté de l'onduleur VSC terrestre optimisés par l'utilisation de la méthode d'optimisation Hooke- Jeeves, on simule les réponses transitoires suivantes :

1. Coté de l'onduleur offshore, à $t = 3$ s, un échelon négatif de 0.4 pu est appliqué sur la valeur du courant I_{Fdmax} . il est réduit en rampe de 1 à 0,6 pu, puis, il est augmenté en rampe jusqu'à 1 pu.

2. Coté de l'onduleur terrestre, à l'instant $t = 8$ s, une augmentation en rampe de la référence de la puissance réactive de 100 MVar pendant 200 ms puis une diminution en rampe de la même quantité à l'instant 8.5 s pendant 200 ms.

Les figures 4.19 et 4.20, montrent la réponse du système aux changements de la consigne de puissance de l'éolien due au changement sur la limite du référence de courant I_{Fd} . Les figures présentent une comparaison entre deux résultats de simulation. Il est clair qu'après optimisations, les courants actif et réactif suivent biens ses références durant l'application de l'échelon.

La performance de la boucle externe de contrôle de puissance réactive coté de l'onduleur terrestre est représentée sur les figures 4.21 et 4.22. Lors de fonctionnement en puissance nominale, la référence de puissance réactive Q_S^* est augmentée et diminuée en rampe de ± 100 MVar. On voit clairement que la puissance réactive suit bien sa référence après l'utilisation de la méthode d'optimisation.

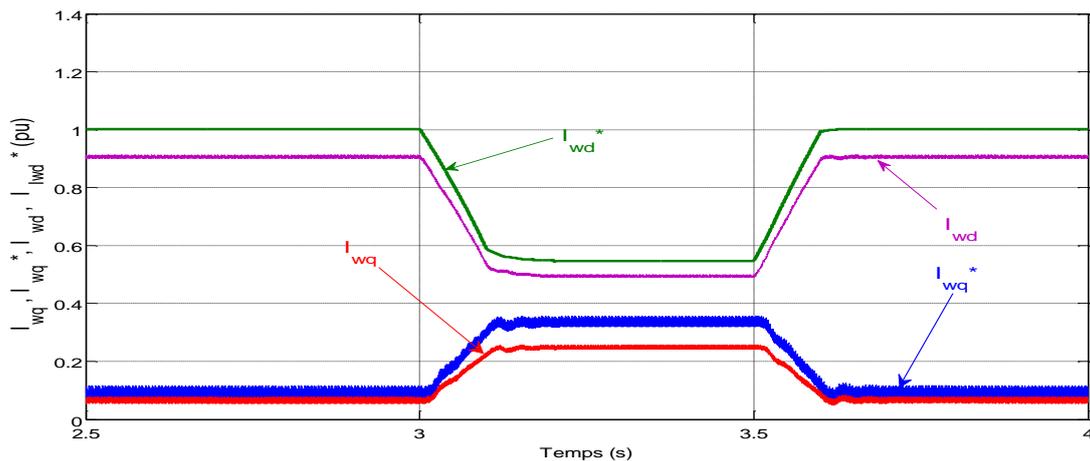


Fig. 4.19: Les courants actifs et réactifs coté offshore avant l'optimisation

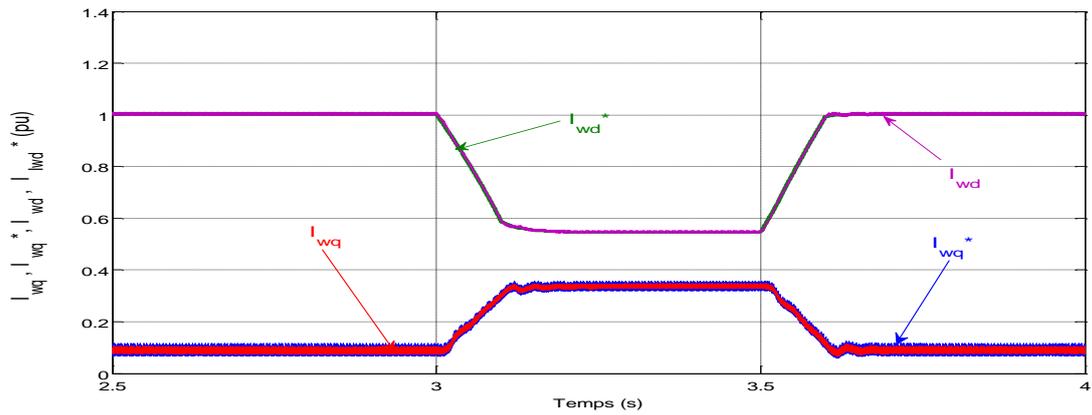


Fig. 4.20: Les courants actifs et réactifs coté offshore après l'optimisation

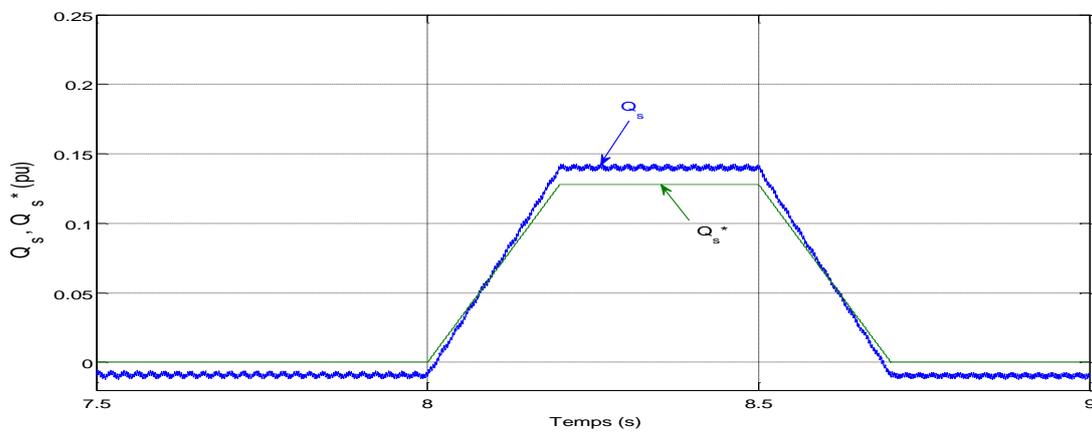


Fig. 4.21: La puissance réactive coté terrestre avant l'optimisation

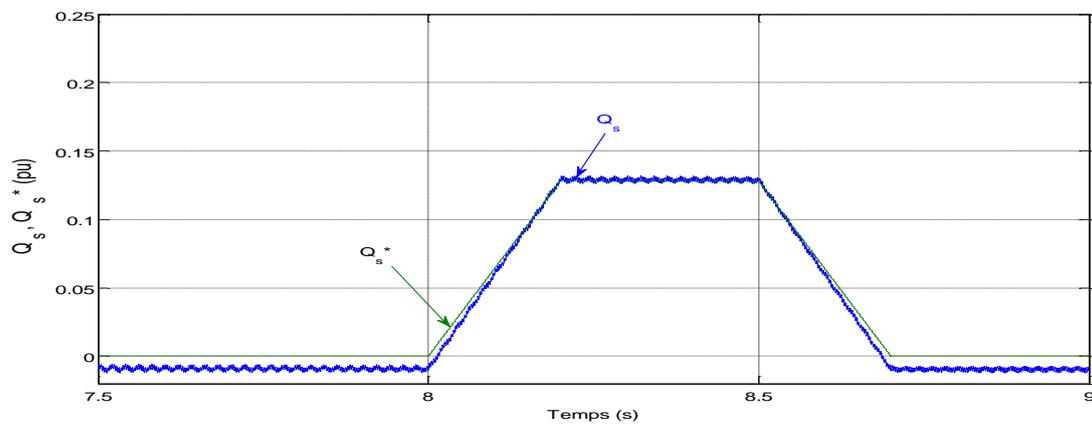


Fig. 4.22: La puissance réactive coté terrestre après l'optimisation

IV.6- Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les stratégies de contrôle du parc éolien en mer connecté au système de transmission HVDC basé sur un redresseur à diodes et un onduleur VSC et on a validé les stratégies de contrôle utilisées par simulation dans le logiciel PSCAD.

Toutes les éoliennes ont été regroupées en une seul équivalent machine. Les stratégies de contrôle proposées utilisent principalement les régulateurs PI optimisés par la méthode Hooke-Jeeves. Cette approche à été introduite dans le système de contrôle pour chaque régulateur utilisée. La méthode Hooke-Jeeves d'optimisation est une méthode qui offre une grande précision pour trouver des nouveaux paramètres optimaux avec un temps consommé court. Comme la méthode précédente, l'approche Hooke-Jeeves améliore la performance de système de contrôle appliqué sur le modèle équivalent.

En outre on a introduit des stratégies de protection par l'utilisation de la protection VDCOL qui agisse lorsqu'un court-circuit se produit sur le réseau offshore CA ou sur le réseau CA terrestre. L'efficacité de cette fonction pour protéger les composants du système, a été testée par simulation lors de l'application d'un court circuit triphasé coté du redresseur.

CHAPITRE V

*Optimisation du système de commande
d'une liaison HVDC-VSC par
l'Algorithme d'Essaims des Bactéries*

V.1- Introduction

La stratégie de contrôle pour le système à courant continu haute tension de convertisseur de source de tension HVDC-VSC est basée sur un élément important qui est le contrôleur PI. En raison de sa structure simple et de sa robustesse dans une large gamme de conditions de service, il a été utilisé dans le système de contrôle au cours des dernières années. Il est donc important pour le système permanent HVDC-VSC de sélectionner des paramètres PI appropriés.

L'utilisation de techniques classiques pour trouver des paramètres PI appropriés crée un certain nombre de défis pour les opérateurs du système, car il s'agit d'un processus difficile qui prend un temps long. Dans ce chapitre, l'Algorithme d'Essaims des Bactéries (BFO) est introduit dans le système de contrôle d'une liaison HVDC-VSC afin de trouver les paramètres optimaux du régulateur PI.

Dans ce chapitre, un système est étudié afin de vérifier l'efficacité de l'implémentation de la méthode BFO pour la conception optimale du régulateur utilisé dans le système de contrôle, ce qui améliore la performance de ce système pendant toutes les conditions de fonctionnement (régime permanent et régime transitoire). Le système HVDC-VSC est présenté dans MATLAB / Simulink, dans lequel des études de simulation sont fournies pour démontrer l'efficacité de cet algorithme.

V.2- Algorithme d'Essaims des Bactéries (BFO)

BFO a été présenté par Kevin M. Passino en 2002 pour les problèmes d'optimisation distribués. L'algorithme BFO (Optimisation par d'Essaims des Bactéries) est un nouvel algorithme de calcul évolutif basé sur le comportement alimentaire des bactéries *Escherichia coli* (*E. coli*) vivant dans l'intestin de l'homme [62].

Le principe de l'algorithme BFO est d'éliminer les bactéries qui ont des mauvaises stratégies de recherche de nourriture et de maintenir les bactéries de bonne

santé qui ont de bonnes stratégies de recherche de nourriture. Dans le processus, chaque bactérie communique avec d'autres bactéries en envoyant des signaux, dans lesquels les bactéries passent à l'étape suivante pour recueillir l'endroit le plus riche des aliments [63]. Cela a conduit les scientifiques à modéliser l'activité de recherche de nourriture comme un processus d'optimisation. Auteurs dans [64] explique la biologie et la physique sous-jacente du comportement a chimiotactiques (l'alimentation) de la bactérie E. coli, et donne un programme informatique qui simule le processus d'optimisation distribuée représenté par l'activité de recherche de nourriture bactérienne sociale et de l'appliquer dans des régulateurs adaptatifs.

La théorie de l'exploration pour la recherche de nourriture est basée sur l'hypothèse que les bactéries obtiennent les constituants énergétiques maximaux dans un temps supposé être petit. Le BFO de base se compose de quatre principaux mécanismes : chimiotactisme, l'essaimage, la reproduction, l'élimination et la dispersion [64].

A. Chimiotactisme: Biologiquement, une bactérie E. coli peut se déplacer de deux manières différentes. Elle peut nager pendant un certain temps dans une direction prédéfinie ou chuter si elle se déplace de manière aléatoire dans des directions différentes. Elle peut basculer entre ces deux modes de fonctionnement pendant toute la durée de vie. Mathématiquement, la chute d'une bactérie peut être représentée par une unité de longueur de direction aléatoire $\phi(j)$ multiplié par la longueur du pas de cette bactérie $C(i)$. Supposons que $\theta^i(j, k, l)$ montre la position actuelle de la bactérie θ^i dans la $j^{\text{ème}}$ étape chimiotactique, la $k^{\text{ème}}$ étape de reproduction et la $l^{\text{ème}}$ d'élimination et de dispersion, la position de la bactérie dans la prochaine étape chimiotactique est la suivante:

$$\theta^i(j+1, k, l) = \theta^i(j, k, l) + C(i)\phi(j) \quad (5.1)$$

Si $\theta^j(j+1, k, l)$ le coût est mieux (plus faible) qu'à $\theta^j(j, k, l)$, donc un autre longueur du pas $C(i)$ dans le même sens sera prise, et encore, si cette étape

abouti à une position avec une meilleure valeur coût que dans l'étape précédente une autre étape est prise. Cette natation est maintenu aussi longtemps qu'il continue de réduire la fonction coût, mais seulement jusqu'à un nombre maximum d'étapes.

B. L'essaimage: Pour les bactéries d'atteindre l'endroit le plus riche des aliments (par exemple pour que l'algorithme converge au point de solution), il est souhaitable que la bactérie optimale, jusqu'à un point de temps dans la période de recherche, devrait essayer d'attirer d'autres bactéries afin qu'ensemble, ils convergent vers l'endroit désiré (point de solution) plus rapidement. Pour ce faire, une fonction de pénalité basée sur des distances relatives de chaque bactérie des bactéries les plus forts jusqu'à ce que la durée de recherche, soit ajoutée à la fonction coût d'origine. Enfin, lorsque toutes les bactéries ont fusionné pour former le point de solution et la fonction de pénalité devient nulle. L'effet d'essaimage est de rendre les bactéries se rassemblent en groupes et se déplace en modèles concentriques avec densité bactérienne élevée. Nous pouvons représenter l'essaimage comme suit:

$$\begin{aligned}
 f_{cc}(\theta, P(j, k, l)) &= \sum_{i=1}^S f_{cc}^i(\theta, \theta^i(j, k, l)) \\
 &= \sum_{i=1}^S \left[-d_{attract} \exp\left(-\omega_{attract} \sum_{m=1}^P (\theta_m - \theta_m^i)^2\right) \right] + \sum_{i=1}^S \left[-h_{repellent} \exp\left(-\omega_{repellent} \sum_{m=1}^P (\theta_m - \theta_m^i)^2\right) \right] \quad (5.2)
 \end{aligned}$$

La fonction f_{cc} représente l'attraction et répulsion combinée d'une cellule à une autre cellule, où $\theta = [\theta_1, \dots, \theta_p]^T$ est un point sur le domaine d'optimisation et θ_m^i est la composante de la $m^{\text{ème}}$ position de la bactérie θ^i . Cette fonction est variable dans le temps en ce que si de nombreuses cellules sont rapprochées, il y aura une grande quantité d'attraction et donc une probabilité croissante que d'autres cellules se déplacent vers le groupe. Ce qui produit l'effet d'essaimage [65].

C. La reproduction: L'ensemble original de bactéries, après avoir évolué à Travers plusieurs étapes chimiotactiques atteint le stade de reproduction. Les

bactéries peuvent se diviser en deux bactéries identiques.. La moitié de bonne santé, remplace l'autre moitié de bactéries, qui est éliminé, en raison de leurs capacités de recherche de nourriture les plus pauvres. Cela rend la population de bactéries constante dans le processus d'évolution. À cette fin, l'état de santé de chaque bactérie est calculé comme la somme de la forme de l'étape au cours de sa vie comme suit [63] :

$$J_{health}^i = \sum_{j=1}^{N_c} J(i, j, k, l) \quad (5.3)$$

Les valeurs obtenues par J_{health}^i pour chaque membre de la population (bactéries) sont triées par ordre croissant. La première moitié de la bactérie ($S_r = S / 2$) est dupliquée et remplacée par la seconde moitié qui a une valeur d'état de santé moindre. Ainsi, les membres ayant une valeur d'état de santé inférieure ont plus de chance de survivre. Ce processus non seulement maintiendra la population constante, mais aussi les bactéries les plus saines continueront à la prochaine génération.

D. L'élimination et la dispersion: Dans le processus de reproduction, des changements graduels ou soudains dans l'environnement local où vit une population de bactéries peuvent survenir pour diverses raisons [66]. Des événements peuvent se produire de sorte que toutes les bactéries dans une région sont tuées ou qu'un groupe est dispersé dans une nouvelle partie de l'environnement [67]. Par exemple, une élévation locale importante de la température peut tuer un groupe de bactéries qui se trouvent actuellement dans une région où la concentration bactérien est élevée. Les événements peuvent se dérouler de telle sorte que toutes les bactéries d'une région sont tuées ou qu'un groupe est dispersé dans un nouvel endroit.

Les événements d'élimination et de dispersion ont pour effet de détruire éventuellement les progrès chimiotactiques, mais ils ont également pour effet d'aider au chimiotactisme, étant donné que la dispersion peut placer les bactéries près de bonnes sources de nourriture. D'un point de vue général, l'élimination et la dispersion

font partie du comportement mobile à longue distance au niveau de la population. La figure suivante présente la position d'une bactérie durant les étapes de recherche de nourriture. L'algorithme BFO utilisé pour optimiser les paramètres du régulateurs PI du système de commande, est donné en détail dans l'annexe C.

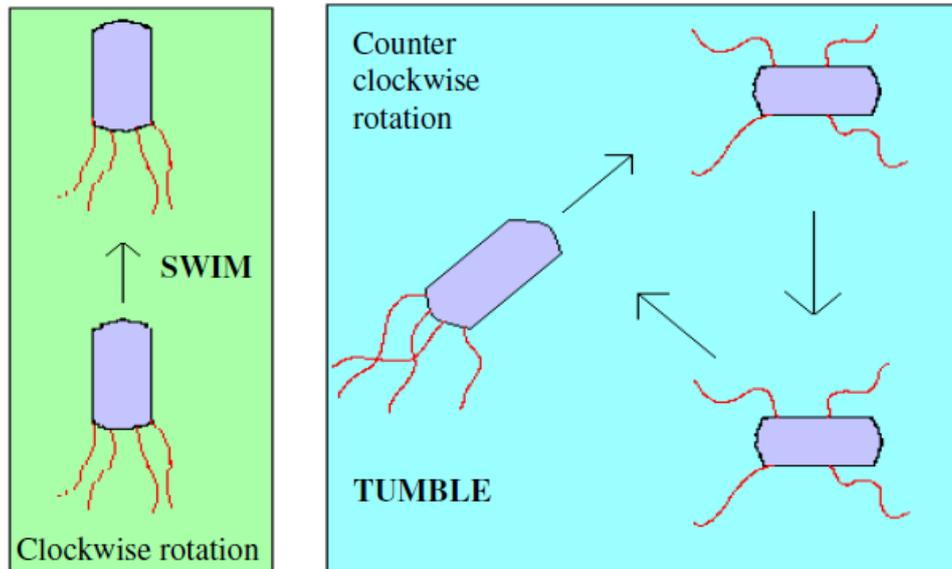


Fig. 5.1: Natation et chute des bactéries

V.3- Topologie du système

La structure de base de la liaison HVDC basée sur le VSC est constituée de deux convertisseurs, deux transformateurs, condensateurs CC, filtres passifs, réactances de phase et câbles CC. Les deux stations VSC, comme le montre la figure 5.2, sont composés d'un pont à six impulsions équipé d'interrupteurs à commutation automatique (IGBTs) et de diodes connectées en antiparallèle. La tension continue est maintenue constante et la complexité du contrôle est augmentée par rapport au système HVDC classique. Les deux VSC peuvent être considérées comme le noyau de cette topologie du système de transmission. L'un des VSC_s fonctionne comme redresseur, tandis que l'autre fonctionne comme un onduleur.

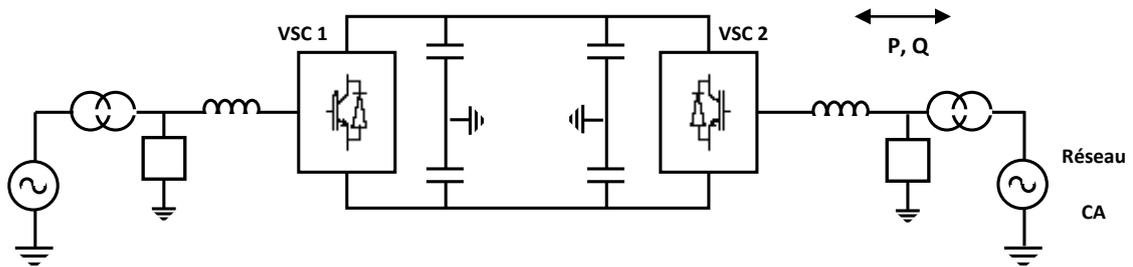


Fig. 5.2: La configuration de la transmission HVDC-VSC

V.3.1- Modèle mathématique de la liaison HVDC-VSC

La structure détaillée du VSC est représentée sur la figure 5.3, la réactance du transformateur et la perte de puissance, sont équivalentes à L et R et les paramètres des circuits triphasés sont supposés identiques. e_a , e_b et e_c sont les composantes de la tension alternative du réseau de transmission. v_a , v_b et v_c sont les tensions de phase au côté CA du convertisseur, v_{dc} est la tension continue, i_{dc} est le courant continu dans la ligne CC de transmission [68].

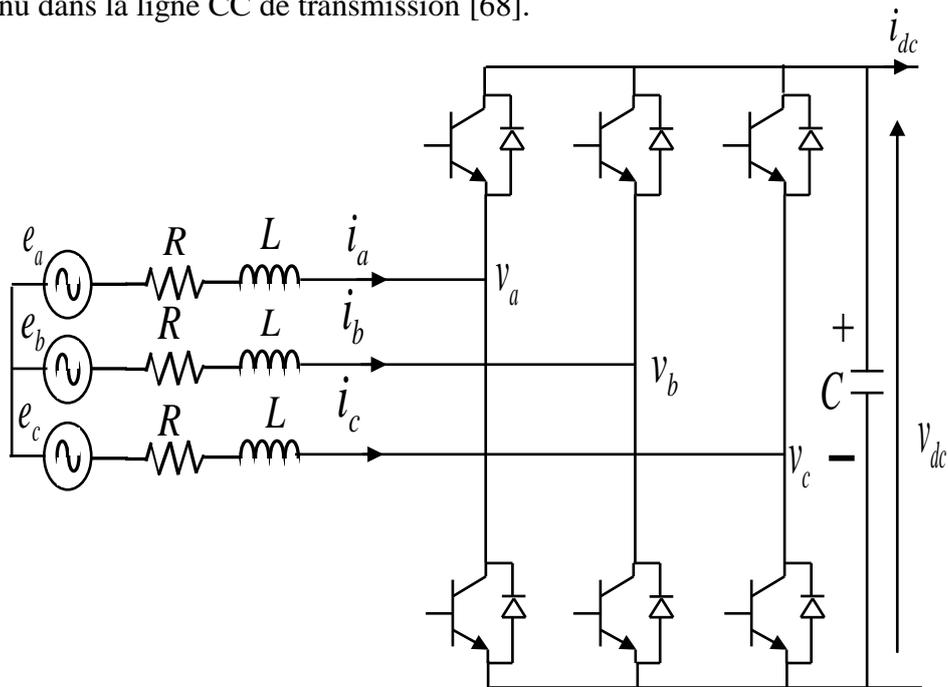


Fig. 5.3: Structure de base du convertisseur HVDC-VSC

Le modèle mathématique du HVDC-VSC est :

$$\left\{ \begin{array}{l} L \frac{di_a}{dt} = e_a - v_a - Ri_a = e_a - v_{dc} \left(s_a - \frac{1}{3} \sum_{j=a,b,c} s_j \right) - Ri_a \\ L \frac{di_b}{dt} = e_b - v_b - Ri_b = e_b - v_{dc} \left(s_b - \frac{1}{3} \sum_{j=a,b,c} s_j \right) - Ri_b \\ L \frac{di_c}{dt} = e_c - v_c - Ri_c = e_c - v_{dc} \left(s_c - \frac{1}{3} \sum_{j=a,b,c} s_j \right) - Ri_c \\ c \frac{dv_{dc}}{dt} = s_a i_a + s_b i_b + s_c i_c - i_{dc} \end{array} \right. \quad (5.4)$$

Où s_j ($j = a, b, c$) est la fonction de commutation logique, lorsque $s_j = 1$ le bras de pont supérieur est conduit et le bras de pont inférieur est désactivé, lorsque $s_j = 0$ le contraire est le cas. Par l'utilisation de la matrice de transformation de Park et sa matrice inverse, l'équation 5.4 peut être transformée en modèle mathématique en d-q :

$$\left\{ \begin{array}{l} L \frac{di_d}{dt} = e_d - v_d - Ri_d - \omega Li_q = e_d - s_d v_{dc} - Ri_d - \omega Li_q \\ L \frac{di_q}{dt} = e_q - v_q - Ri_q + \omega Li_d = e_q - s_q v_{dc} - Ri_q + \omega Li_d \\ \frac{2}{3} c \frac{dv_{dc}}{dt} = s_d i_d + s_q i_q - \frac{2}{3} i_{dc} \end{array} \right. \quad (5.5)$$

Où s_d et s_q représentent les composants d et q de la fonction de commutation, e_d et e_q sont les composantes d et q de la tension alternative du réseau de transmission, v_d et v_q sont les composantes d et q de la tension au côté CA du convertisseur. La puissance active et la puissance réactive dans les coordonnées de rotation synchrone d-q sont:

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} (e_d i_d + e_q i_q) \\ Q &= \frac{3}{2} (e_d i_q - e_q i_d) \end{aligned} \quad (5.6)$$

Lorsque l'axe d est orienté au vecteur de tension du réseau de transmission, alors $e_q = 0$, et

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2}(e_d i_d) \\ Q &= \frac{3}{2}(e_d i_q) \end{aligned} \tag{5.7}$$

V.3.2- Contrôle du système HVDC-VSC

La station d'envoi VSC₁ utilise une structure de contrôle hiérarchique qui se compose de deux boucles: une boucle interne et une autre externe. La structure de base du contrôle se compose d'une boucle de contrôle de courant interne permettant un découplage efficace du contrôle de puissance active et réactive, tel qu'illustré à la Figure 5.4. Comme il est montré, le contrôle du convertisseur est basé sur la référence à deux axes (d-q) [69]. Le contrôle externe constitue de contrôle de puissance active et réactive.

La station de réception VSC₂ contrôle la tension de la liaison CC, de manière à réaliser un équilibre de puissance active automatique entre les deux bornes. De façon similaire à la station VSC₁, une boucle de tension continue externe et une boucle de courant interne sont adoptées dans VSC₂. La régulation de courant interne de VSC₂ est identique à celle de VSC₁, mais une boucle de verrouillage de phase classique (PLL) est utilisée pour suivre la fréquence et la phase de la tension de réseau [70]. La figure 5.4 montre le schéma complet des contrôleurs VSC₁ et VSC₂.

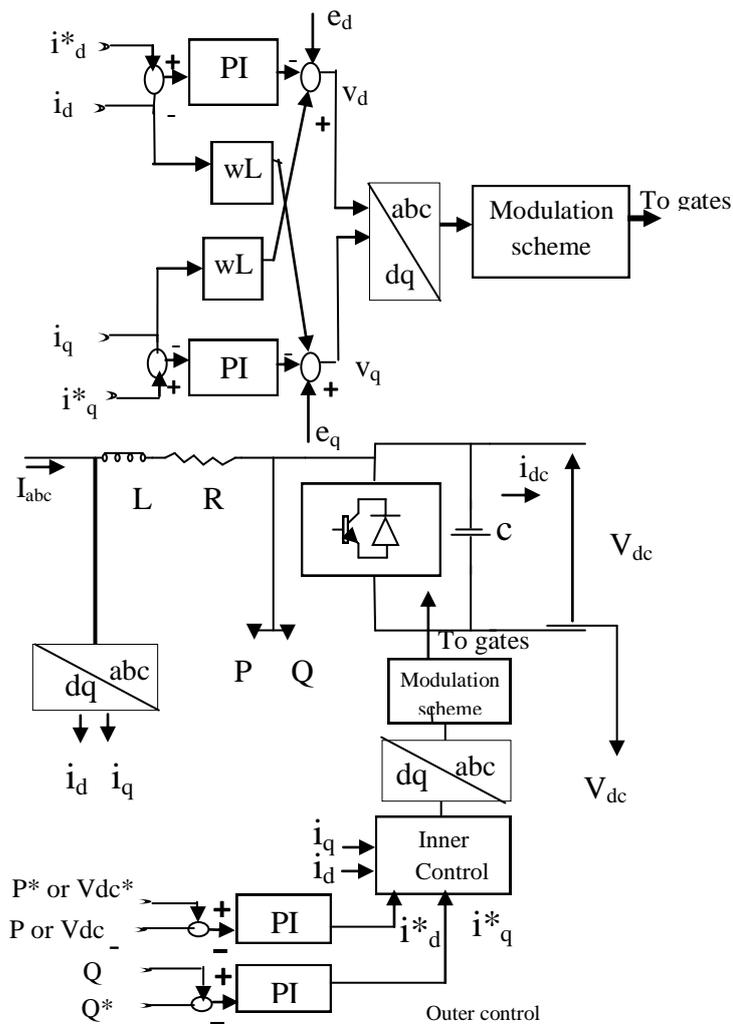


Fig. 5.4: Le schéma complet de contrôle: contrôle interne et externe

V.4- Insertion de l'algorithme BFO dans le bloc de contrôle du système HVDC - VSC

Pour trouver des paramètres appropriés de régulateur PI qui sont optimisés par l'approche proposée, nous prenons comme exemple la boucle interne de régulation de courant dans laquelle l'approche BFO est insérée dans le bloc de commande, comme il est illustré à la figure 5.5. De la même façon, l'insertion de l'approche BFO est appliquée sur la boucle de régulation de tension continue, la boucle de régulation de puissance réactive et la boucle de commande de puissance active sur chaque station.

Les boucles de régulation de courant internes pour les composants d et q du courant ont la même dynamique. Ainsi, le réglage des régulateurs de courant est réalisée seulement pour l'axe d, tandis que les paramètres du régulateur de courant d'axe q sont considérés comme identiques à celui de l'axe-d. Le schéma de commande de courant est présenté sur figure 5.5 [10].

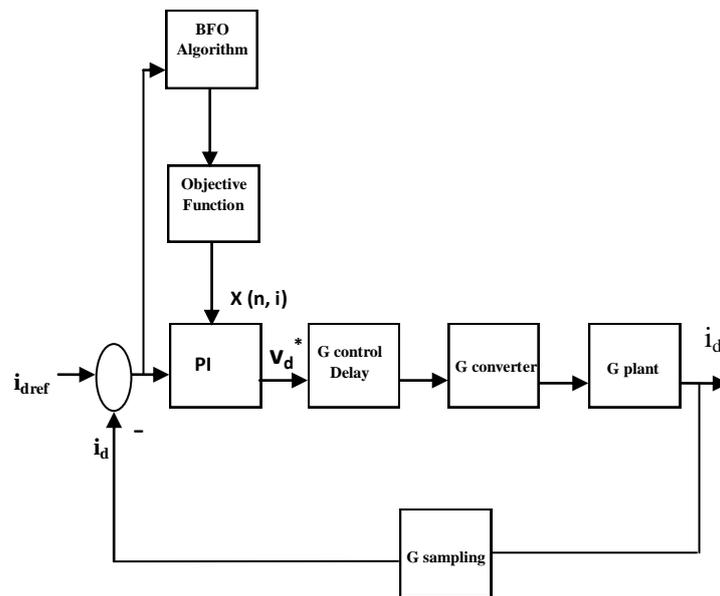


Fig. 5.5: Insertion de l'approche BFO dans le schéma de la boucle de régulation de courant

Le bloc de contrôle utilisé pour réguler le courant est un régulateur PI avec la fonction de transfert donnée par:

$$G_{PI} = k_P + \frac{k_i}{s} \quad (5.8)$$

Le bloc de retard de contrôle émule le retard introduit par le calcul numérique; Sa fonction de transfert est donnée par l'équation 5.9 et elle a la forme d'une fonction de transfert du premier ordre avec la constante de temps $T_s = \frac{1}{f_s}$.

$$G_{control} = \frac{1}{1 + sT_s} \quad (5.9)$$

Le bloc de convertisseur émule le retard introduit par le convertisseur; Sa fonction de transfert est donnée par l'équation 5.10 et elle a la forme d'une fonction de transfert de premier ordre avec la constante de temps $T_{PWM} = \frac{1}{f_{PWM}}$

$$G_{convert} = \frac{1}{1 + s0.5T_{PWM}} \quad (5.10)$$

Le bloc de l'installation est une fonction de transfert simplifiée du filtre qui ne prend en compte que l'inductance et la résistance parasite; La fonction de transfert de l'installation est donnée dans l'équation 5.11 :

$$G_{instal} = \frac{1}{R + sL} \quad (5.11)$$

Le bloc d'échantillonnage émule le retard introduit pour la conversion analogique-numérique; Sa fonction de transfert est donnée par l'équation 5.12 et elle a la forme d'une fonction de transfert de premier ordre avec la constante de temps $0.5T_s$

$$G_{échant} = \frac{1}{1 + s0.5T_s} \quad (5.12)$$

La figure 5.5 montre la manière d'appliquer l'approche BFO dans le diagramme de bloc de boucle de régulation de courant. Où: x est la solution obtenue, i est l'indice de la solution temporaire et n est l'indice du gain optimisé. Tous les gains inconnus des régulateurs PI seront calculés en utilisant cette approche comme suit:

A. Dans le contrôle externe:

Côté VSC1

$$P_{Gains} \quad x(1, i) = k_{p1}, \quad x(2, i) = k_{i1}$$

$$Q_{Gains} \quad x(3, i) = k_{p2}, \quad x(4, i) = k_{i2}$$

Côté VSC2

$$v_{dc} \text{ Gains} \quad x(5, i) = k_{p1}, \quad x(6, i) = k_{i1}$$

$$Q \text{ Gains} \quad x(7, i) = k_{p2}, \quad x(8, i) = k_{i2}$$

B. Dans le contrôle interne:

Côté VSC1

$$i_{dq} \text{ Gains} \quad x(9, i) = k_{p1}, \quad x(10, i) = k_{i1}$$

Côté VSC2

$$i_{dq} \text{ Gains} \quad x(11, i) = k_{p2}, \quad x(12, i) = k_{i2}$$

V.5- Résultats

Pour démontrer l'efficacité de l'approche BFO proposée, des études de simulation du système HVDC-VSC ont été réalisées avec MATLAB / Simulink installé sur un ordinateur avec Intel Core i5-3230M CPU, vitesse de 2.65MHz et mémoire de 4GO. Le temps de calcul varie entre quelques secondes et quelques minutes.

Un modèle HVDC-VSC de 80MW (160 kV, 500 A) se compose de deux stations, deux transformateurs, des filtres CA et CC et un câble CC. L'approche BFO est insérée avec les régulateurs PI dans les stations de réception et d'envoi. L'objectif est de trouver les paramètres appropriés de régulateurs PI, dans lesquels la performance des régulateurs pour améliorer la stabilité de la liaison après des défauts stricts est présentée.

Il est important que tous les paramètres appropriés d'algorithme BFO soient choisis de sorte que les résultats soient vraiment acceptables pour l'utilisation. Les paramètres sélectionnés de l'algorithme BFO sont cités dans l'annexe C.

V.5.1- Évolution de la fonction objective

La conception de la fonction est réalisée selon le critère de l'intégrale du carré de l'erreur. Après l'exécution de la simulation, la figure 5.6 présente l'évolution de la fonction objective. Tous les gains trouvés sont cités dans le tableau 5.1.

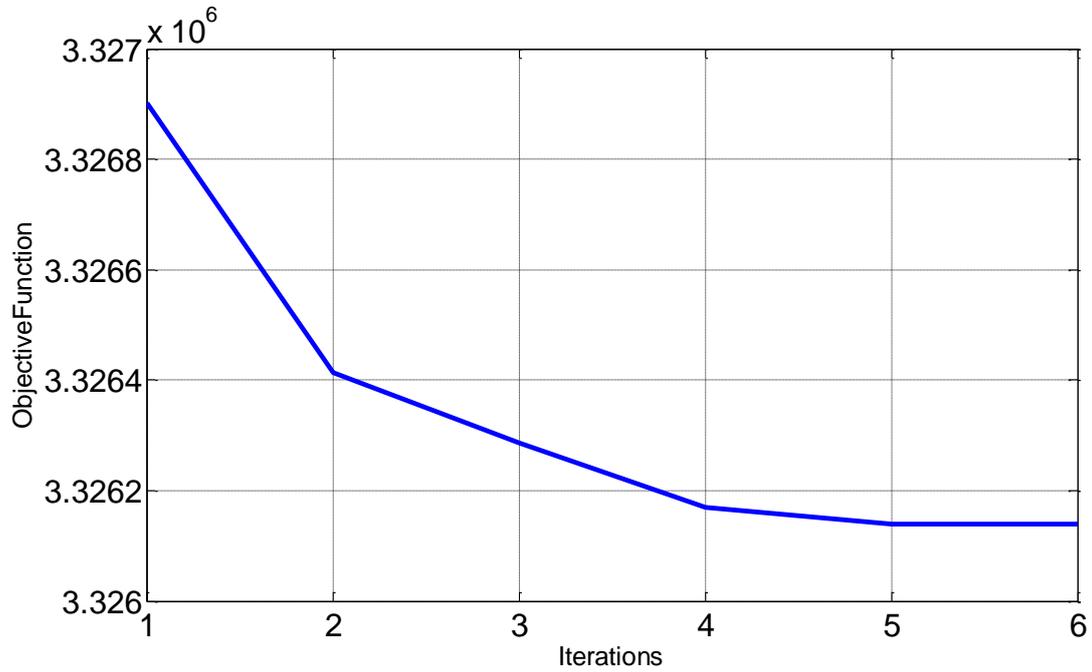


Fig. 5.6: Evolution de la fonction objective

Table 5.1: Paramètres PI optimisés

Régulateur PI		Paramètres optimisés		Paramètres initiaux	
		Ki	kp	Ki	Kp
Station VSC1	d-q courant	1.0627	3.0236	1.0500	2.9900
	Puissance active	1.2942	2.4625	1.2800	2.5600
	Puissance réactive	1.3250	2.6780	1.3500	2.7700
Station VSC2	d-q courant	0.1873	3.9574	0.1700	4.0200
	Tension cc	7.3191	0.1529	7.3500	0.1400
	Puissance réactive	8.5661	0.3259	8.4200	0.3100

V.5.2- Réponse aux changements de puissance

Pour valider la performance des régulateurs PI via l'approche BFO, à la station VSC1, un échelon négatif de 40% est appliqué à l'instant 1 s pour une durée de 0,2 s sur la puissance active de référence P_{ref} .

Tout d'abord, les gains PI utilisés sont tirés d'une technique classique. La figure 5.7 montre le comportement de la puissance active, de la tension continue et du courant continu respectivement. A partir de ces résultats obtenus, on observe que la puissance active réelle suit la puissance active de référence, alors qu'il y a un dépassement visible de 15% au début et à la fin de l'échelon appliqué. Ce dépassement est un phénomène inadéquat car sa valeur dépasse 5% à partir de la valeur limite de référence. On peut aussi voir qu'un effet dans la tension continue est visible en raison de la taille de condensateur CC utilisée. Le courant continu a le même comportement que la puissance active, parce qu'il est son reflet. En raison de

l'inductance et de l'effet capacitif du système, il est clair que la transition n'est pas instantanée, mais cela prend un certain temps μ .

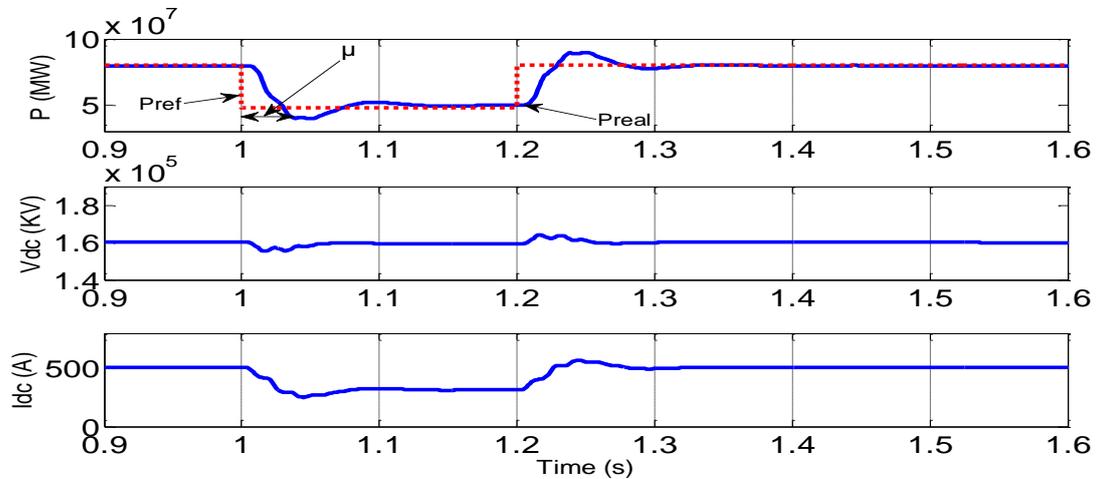


Fig. 5.7: Le comportement du régulateur PI en raison d'un échelon négatif dans la référence de puissance active, en utilisant une technique classique

A partir de la figure 5.8, on peut voir que lors de l'application de l'échelon, la variation de la puissance active n'affecte pas la puissance réactive des deux côtés en raison de l'effet de découplage, alors que certaines perturbations observées sont dues à l'effet des convertisseurs.

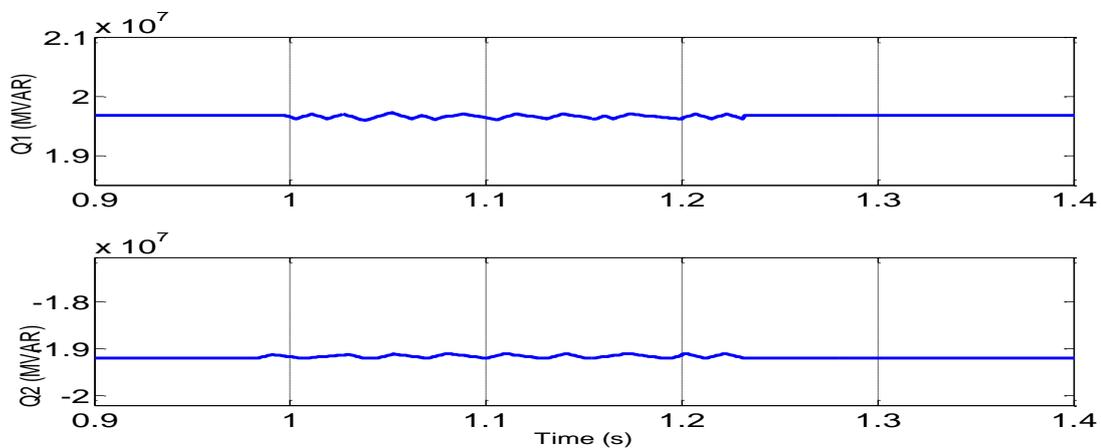


Fig. 5.8 : Comportement de la puissance réactive pendant l'échelon appliqué

Deuxièmement, après l'insertion de l'approche avec le régulateur PI, les résultats obtenus sont montrés dans la figure 5.9. On voit que cette approche a une

efficacité parfaite pour éliminer les dépassements de la puissance active réelle par rapport au cas précédent et limiter dans une certaine mesure les perturbations de la tension continue.

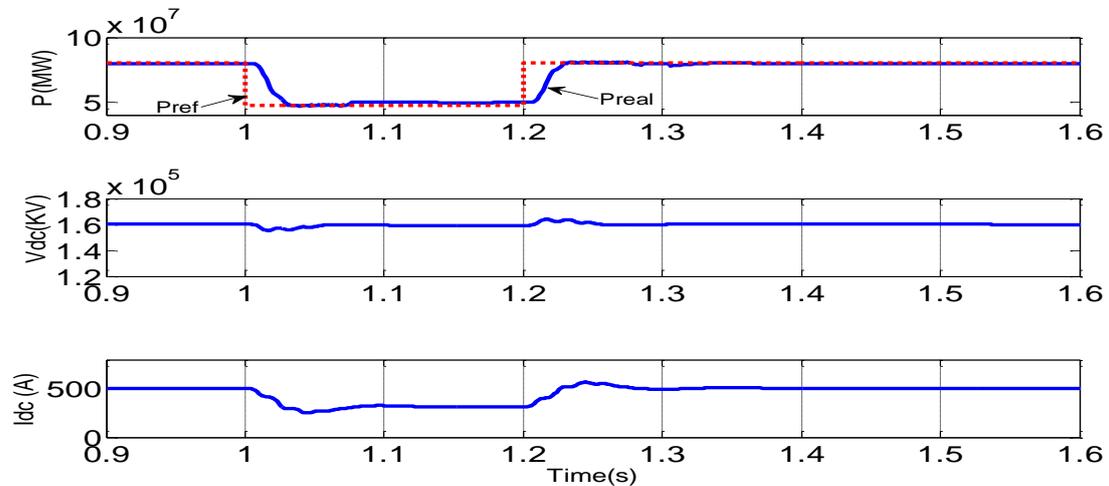


Fig. 5.9: Comportement du régulateur PI en raison d'un échelon négatif dans la puissance active de référence, en utilisant l'approche BFO

La figure 5.10 présente un résultat de comparaison avant et après l'optimisation dans lequel l'amélioration du système est obtenue. Cette approche a une efficacité parfaite pour éliminer les dépassements inappropriés.

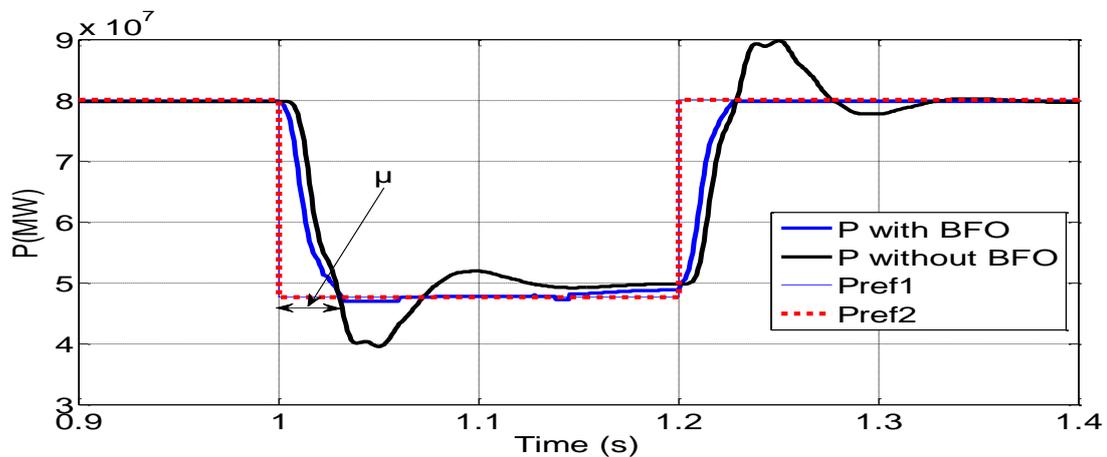


Fig. 5.10: Comportement de puissance active due à l'application de l'approche BFO

V.5.3- Changements de la référence de tension continue côté de l'onduleur VSC

Pour démontrer la performance des régulateurs PI via l'approche BFO, à la station VSC2, un échelon positif de 20% est appliqué à l'instant 0,6 s pour une durée de 0,2 sur la tension continue de référence.

Premièrement, les gains de régulateurs PI utilisés sont obtenus à partir d'une technique classique. Dans la figure 5.11, il semble que la tension continue réelle suit la tension continue de référence, alors qu'il ya l'apparence d'un dépassement inadéquat de 7%. Au départ et la fin de l'étape, il y a quelques grandes transitoires dans la puissance active en raison de la taille du DC condensateur.

Deuxièmement, comme le montre la figure 5.12, l'insertion de l'approche BFO avec les régulateurs PI a un rendement parfait pour augmenter la tension continue sans dépassements par rapport au cas précédent.

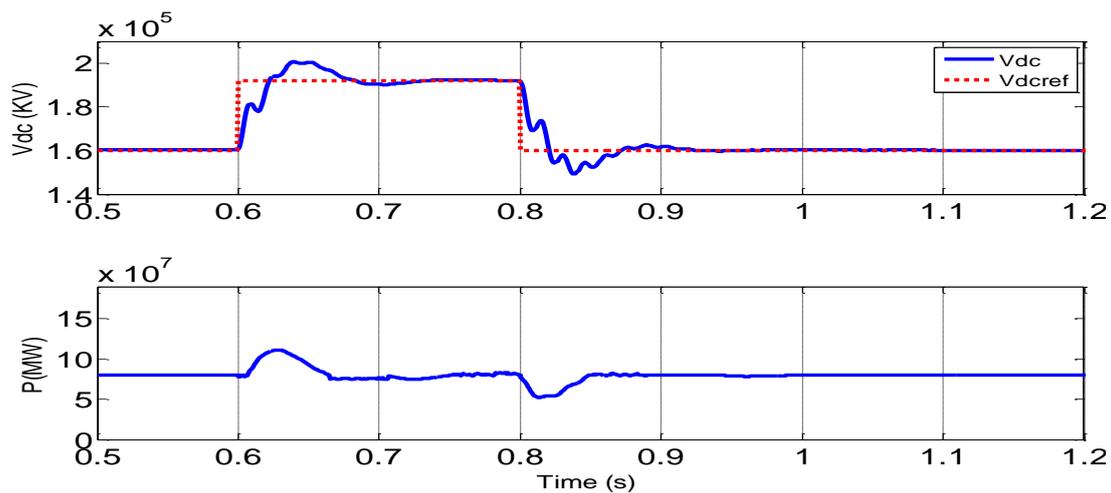


Fig. 5.11: Le comportement du régulateur PI en raison d'un échelon positif dans la tension continue de référence, en utilisant une technique classique

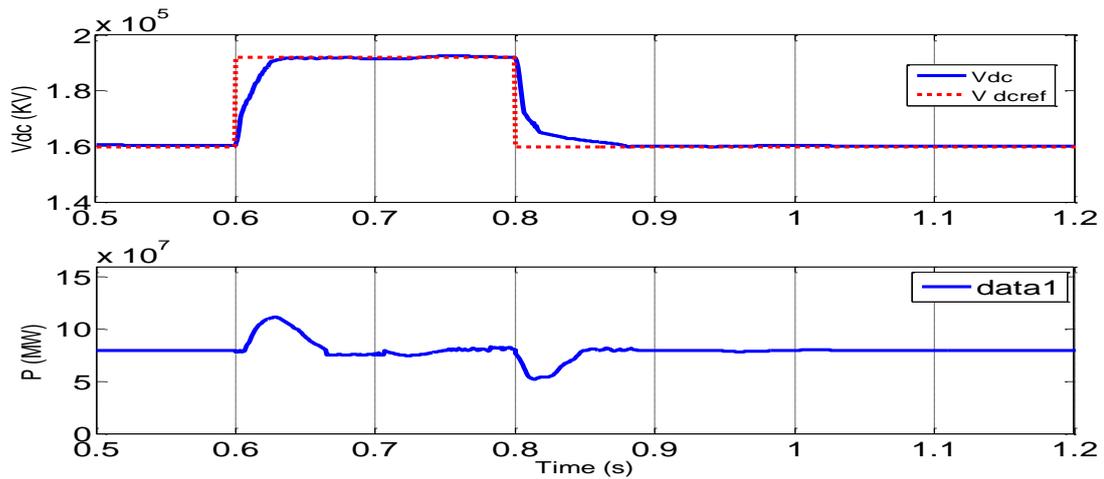


Fig. 5.12: Comportement du régulateur PI en raison d'un échelon positif dans la tension CC de référence, en utilisant l'approche BFO

La figure 5.13 montre clairement l'efficacité de l'approche BFO pour éliminer les dépassements par rapport à la méthode conventionnelle utilisée.

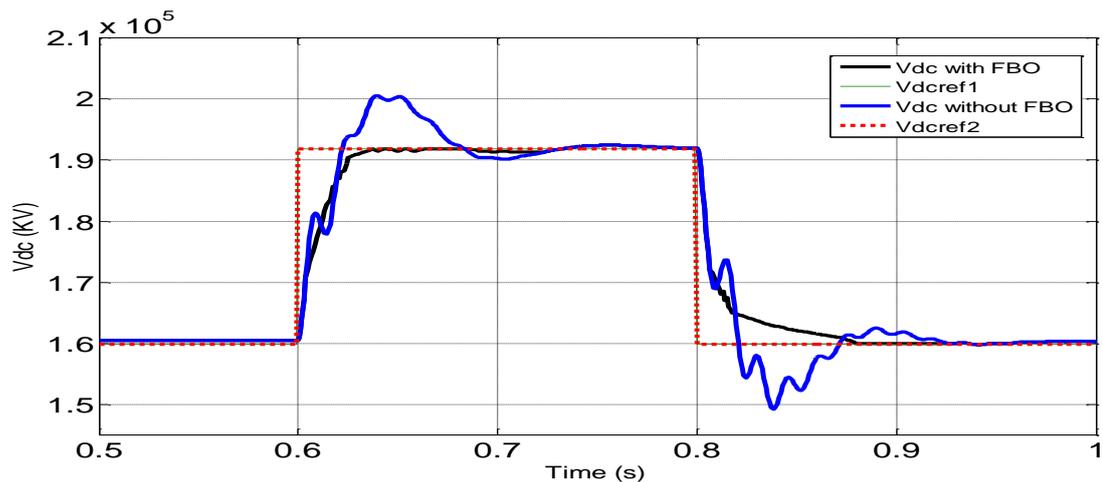


Fig. 5.13: Comportement de la tension continue due à l'application d'approche BFO

V.5.4- Court-circuit monophasé à la terre côté CA du redresseur

Pour vérifier la performance du BFO contre les courts-circuits, un court-circuit monophasé est introduit à l'instant 1 s sur le bus CA de la station d'envoi d'une durée de 0.06s. Comme une seule phase du bus CA est affectée (défaut asymétrique), le

système triphasé est déséquilibré, ce qui entraîne des oscillations de la puissance transmise, de la tension continue et du courant continu de la ligne, comme le montre la figure 5.14. Ces oscillations sont principalement dues au second harmonique (100 Hz) du réseau CA (50 Hz) du côté redresseur.

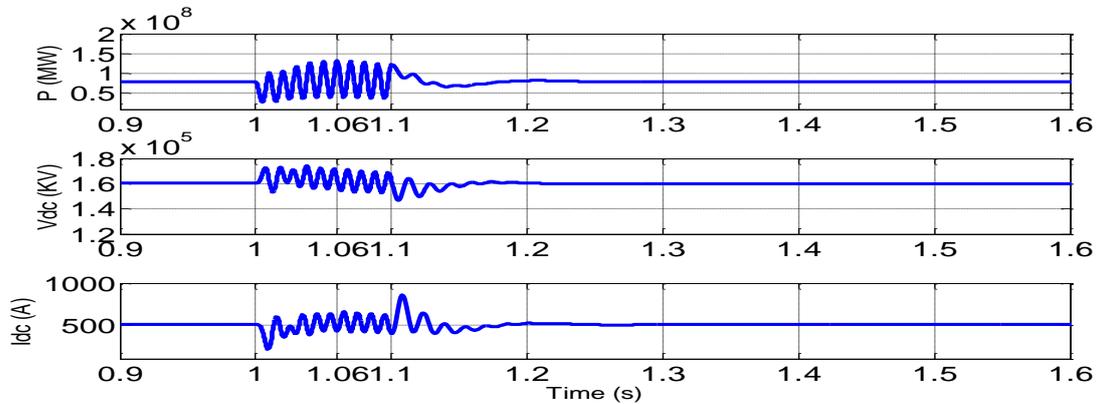


Fig. 5.14: Puissance active, tension continue et courant continu pendant la un défaut monophasé côté VSC1 en utilisant une technique classique

Après avoir utilisé l'approche proposée, la figure 5.15 montre clairement qu'elle diminue la sévérité des oscillations et limite le temps de récupération du régime permanent après l'élimination du défaut à l'instant 1.06 s.

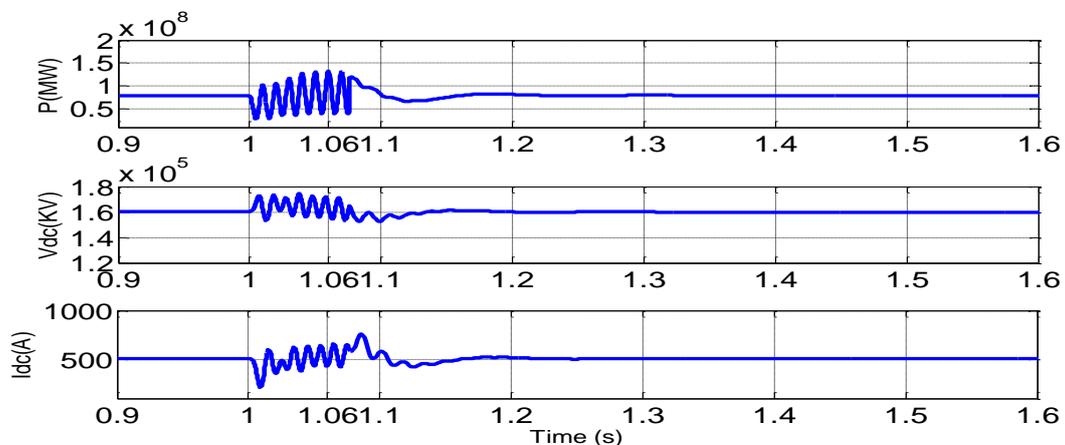


Fig. 5.15: Puissance active, tension continue et courant continu pendant la un défaut monophasé côté VSC1 en utilisant l'approche BFO

V.6- Conclusion

A partir des résultats obtenus lors de la simulation, on peut conclure ce qui suit :

La performance des régulateurs PI via l'algorithme d'essaims des bactéries est expérimentée. La robustesse de l'algorithme BFO proposé est étudiée. A partir des résultats obtenus, on voit clairement que l'optimisation des paramètres des régulateurs PI, présente une efficacité parfaite pour limiter l'effet du phénomène de dépassement lors des perturbations.

Pendant les conditions transitoires, l'approche BFO améliore la stabilité de la liaison HVDC-VSC par rapport à la méthode classique. L'approche BFO présente une grande précision pour l'obtention des paramètres appropriés des régulateurs PI, mais elle présente aussi un inconvénient en termes de temps.

Finalement, il faut mentionner que les résultats de différentes simulations de cette thèse sont proches de ceux de la littérature.

Conclusion Générale

L'augmentation en besoin de l'énergie électrique à base des turbines éoliennes offshore, sa libération et sa mondialisation, exigeant un développement du système HVDC-VSC dans les dernières décennies a suscité un intérêt énorme dans la recherche.

Dans cette thèse, on a présenté un système HVDC basé sur un redresseur offshore non contrôlé et un onduleur VSC. Le système est un parc éolien qui constitue de 5 fermes éoliennes de 20, 80, 140, 220, 340 MW respectivement, ce qui offre une puissance totale de 800 MW. Le système est bien étudié par simulation dans le logiciel PSCAD. Un autre système qui représente une liaison HVDC-VSC a été étudié dans MATLAB / Simulink, dans le but est de présenter la méthode d'optimisation BFO.

Dans le premier chapitre, on a présenté l'état de l'art sur les liaisons continues et l'énergie éolienne. Plusieurs avantages techniques, économiques et environnementaux reliés à l'exploitation de l'énergie éolienne en mer, ce qui rend cette énergie, comme une source attrayante pour satisfaire les besoins de l'avenir en électricité. En outre, l'exploitation de cette énergie éolienne éloignée de la côte exige l'utilisation de la transmission HVDC-VSC grâce à ses avantages par rapport aux d'autres techniques de transport comme les liaisons continues classiques et liaisons de courant alternatif.

Le fonctionnement, la modélisation et le contrôle du système à été bien détaillé en deuxième chapitre. Tous les composants du modèle ont été étudiés et modélisés ainsi la stratégie de contrôle utilisé à été présenté en détail. Les résultats de simulation tirés dans le troisième chapitre ont montrés la robustesse et l'efficacité de la stratégie de contrôle et d'optimisation par la méthode simplex contre tous les défauts lors du fonctionnement du système. Cette flexibilité, de contrôle, permet

d'avoir un certain nombre d'avantages du système HVDC-(Diodes-VSC) pour le raccordement des parcs éoliens offshore.

Les résultats de simulation réalisés dans le troisième et quatrième chapitre, ont permis de mettre en évidence les avantages associés à l'utilisation de la fonction **VDCOL** dans le système de contrôle d'une liaison HVDC connectée au parc éolien. Grâce à cette fonction, il est possible d'atteindre les performances désirées de rétablissement après défauts.

L'étude par simulation du fonctionnement en régime nominal et en régime perturbé de la liaison à courant continu haute tension connecté au parc éolien offshore, nous ont permis de bien comprendre le comportement de ce type de transport d'énergie et aussi de bien savoir les conséquences lors de l'injection de la puissance transmis au réseau terrestre.

Ce travail nous a permis de constater que les méthodes d'optimisations étudiées ont un rôle très important pour optimiser les paramètres des régulateurs PI et par conséquence la performance des systèmes de contrôle utilisés à été bien amélioré ce qui rend le système HVDC relié au parc éolien plus robuste et stable.

Finalement, il faut mentionner que les tous résultats obtenus des différentes simulations dans cette thèse ont été optimisés par les méthodes d'optimisation étudiées précédemment.

Perspectives

Les travaux de recherche dans cette thèse peuvent être complétés par les tâches suivantes:

- Proposer des nouvelles stratégies de contrôle pour le parc éolien et la liaison HVDC qui ont pour rôle la contribution et la fourniture d'une puissance stable injectée aux réseaux terrestres ;
- Proposer des nouvelles stratégies de contrôle pour le système HVDC point-à-point peut être connecté à des réseaux faibles ;
- Proposer des nouvelles méthodes d'optimisations pour le système HVDC connecté au parc éolien afin d'améliorer la performance des régulateurs PI utilisés dans le système de contrôle ;
- La synergie de la méthode simplexe avec la méthode Hooke-jeeves peut être étudiée en PSCAD afin de réduire le temps de consommation et maintenir une bonne précision d'optimisation ;
- En perspective avancée, la synergie de l'approche BFO avec d'autres algorithmes d'essaims (PSO, ABC...) peut être réalisée en Matlab Simulink pour bien améliorer les résultats de simulation ;
- Finalement, La comparaison par simulation entre les méthodes étudiées peut être effectuée.

Annexes

Annexe -A-

Tableau 1.2: Divers projets dans le monde entier pour le système HVDC-VSC

	Année	P (MVA)	Topologies	V_{DC} (kV)	Fabrication	Commentaires et raisons pour le choix VSC- HVDC
Gotland, Suède	1999	50	Deux niveaux	+ /- 80	ABB	Support de la tension éolienne.
EaglePass, Etats-Unis	2000	36	NPC	+ /- 15:9	ABB	Connexions asynchrones contrôlées. Contrôle de la tension.
Tjaereborg, Danemark	2000	8	Deux niveaux	+ /- 9	ABB	Énergie éolienne (projet de démonstration).
Direct Link, Australie	2000	180	Deux niveaux	+ /- 80	ABB	Connexions asynchrones contrôlées.
Murray Link, Australie	2002	220	ANPC	+ /- 150	ABB	Connexions asynchrones contrôlées.
Cross Sound, Etats-Unis	2002	330	ANPC	+ /- 50	ABB	Connexions contrôlées pour l'amélioration de la puissance.
Troll offshore, Norvège	2005	88	Deux niveaux	+ /- 60	ABB	Application pétrolière et gazière en mer
Est link, Estonie- Finlande	2006	350	Deux niveaux	+ /- 150	ABB	Connexion de systèmes asynchrones CA.
Caprivi, Namibia	2009	300	Deux niveaux	+ /-350	ABB	Faible connexion au réseau et transmission des lignes aériennes
Valhall offshore, Norvège	2009	78	300(Lista) 11(V alhall)	+ /- 150	ABB	Réduction des coûts; Amélioration de l'efficacité;

Tableau 1.3: Divers projets dans le monde entier pour le système VSC HVDC. Suite

	Année	P (MVA)	Topologies	V _{DC} (kV)	Fabrication	Commentaires et raisons pour le choix VSC-HVDC
Trans Bay Câble	2010	700	MMC	+/- 200	Siemens	connexion par câble sous-marin
Eir Grid, Irlande et Royaume-Uni	2012	500	Deux niveaux	+/- 200	ABB	connexion par câble sous-marin
DolWind1, Allemagne	2013	800	MMC	320	ABB	Longueur des câbles souterrains et sous marins
Borwin2, Allemagne	2013	800	MMC	300	Siemens	éolienne offshore
HelWin1, Allemagne	2013	576	MMC	259	Siemens	éolienne offshore
Skagerrak, Norvège	2014	700	MMC	500	ABB	Longueur du croisement maritime, Asynchrone, Caractéristiques de qualité d'alimentation
Mackinac, Etats-Unis	2014	200 MW	Deux niveaux	70	ABB	opération îlotage, la stabilité de la tension, le contrôle de flux de puissance
INELFE, France-Espagne	2014	2000	MMC	+/- 320	Siemens	Câble souterrain
SylWin1, Allemagne	2014	864	MMC	+/- 320	Siemens	éolienne offshore

Svenska Kraftmat, Suède	2014	1440	MMC		Alstom	Contrôle du flux de puissance
Tres Amigas	2014	750	MMC		Alstom	
NordBalt, Lituanie-Suède	2015	700	MMC	+/- 500	ABB	Longueur du croisement maritime, réseaux asynchrones
DolWin2	2015	900	MMC	+/- 320	ABB	Longueur du terrain, câbles maritimes, éolien offshore
Troll A, Norvège	2015	100	Deux niveaux	+/- 60	ABB	Longue distance du câble sous-marin, compacité du convertisseur
HelWin 2, Allemagne	2015	690	MMC	+/- 320	Siemens	éolien offshore

Annexe -B-

Tableau 2.1 : Les paramètres du système de transmission mécanique

Les paramètres	Les valeurs
Le moment d'inertie du rotor de la turbine éolienne J_T	$10 \times 10^6 \text{ kg.m}^2$
le moment d'inertie du rotor de la génératrice J_G	$100 \times 10^3 \text{ kg.m}^2$
Le coefficient d'amortissement du rotor de la turbine éolienne D_T	20 N.m/ rad /s
Le coefficient de l'amortissement du rotor de la génératrice D_G	1000 N.m/ rad /s
Le coefficient de la rigidité de l'arbre k	$1.6 \times 10^9 \text{ N.m/ rad}$

Tableau 2.2 : Les paramètres de la génératrice synchrone à aimant permanent

Les paramètres de la génératrice	Valeur	Unité
Puissance nominale	5	MVA
Tension de ligne	2	kV
Fréquence nominale	20	Hz
Résistance du stator. R_G	13.6	mohm
Inductance de fuite du stator dans l'axe d. L_{Gd}	5.09	mH
Inductance de fuite du stator dans l'axe q. L_{Gq}	6.37	mH
Amplitude de couplage de flux. λ_m	9.31	Wb
Nombre de pôles de la génératrice. P	80	Paires

Tableau 2.3 : Les paramètres du transformateur de la turbine éolienne

Les paramètres	Valeur	Unité
Puissance apparente	1000	MVA
Tension de ligne primaire V_W	2	kV
tension de ligne secondaire V_F	345	kV
Fréquence nominale	50	Hz
La résistance de court-circuit R_{TW}	743.998	m.ohm
Réactance de fuites L_{TW}	28.4294	mH

Tableau 2.4 : Les paramètres du transformateur du redresseur

Les paramètres	Valeur	Unité
Puissance apparent	600	MVA
Tension de ligne de l'enroulement primaire	345	kV
Tensions de ligne des enroulements secondaires	213 et 213	kV
Fréquence	50	Hz
La résistance de court-circuit	0	Pu
Réactance fuites	0.18	Pu

Tableau 2.5 : Les paramètres du condensateur C_F et banque de filtres Z_F

Composant	Valeur	Unité
C_F	2.856	μF
C_{a1}	5.714	μF
C_{a2}	63.49	μF
R_{a1}	34.82	Ohm
R_{a2}	306.4	Ohm
L_a	159.6	mH
L_b	15.91	mH
R_b	97.49	Ohm
C_b	5.714	μF

Tableau 2.6 : Les paramètres du transformateur et l'onduleur VSC

Les paramètres	Valeur	Unité
Puissance apparent	600	MVA
Tension de ligne de l'enroulement primaire	230	kV
Tension de ligne de l'enroulement secondaire	400	kV
Fréquence	50	Hz
La résistance de court-circuit	0.01	Pu
Réactance fuites	0.0.7	Pu
Capacité équivalente	35.5	μF

Tableau 2.7 : Les paramètres du réseau terrestre

Les parameters	Valeur	Unité
Tension de ligne	400	kV
Fréquence	50	Hz

Annexe -C-

A- La méthode d'Essaims des Bactéries

L'Algorithme d'Essaims des Bactéries dans Matlab est comme suit :

```
%optimization par "Algorithme d'Essaims des Bactéries "
% Initialisation
clear all ;
clc;
rand('state',0);
p=3;           % Dimension de l'espace de recherché
s=1000;        % Nombre des Bactéries
Nc=6;          % Nombre des étapes: chemotactic
Ns=4;          % La taille limite de natation : swim
Nre=4;         % Nombre des étapes de reproduction
Ned=2;         % Nombre des évènements: élimination-dispersal
Sr=s/2;        % Nombre de reproductions par génération: splits
Ped=0.44;      % La probabilité d'élimination/dispersion pour chaque
bacterie
c(:,1)=0.0021*ones(s,1); % Taille d'exécution
for m=1:s      % Les positions initiales des bactéries
    P(1,:,1,1,1)= rand(s,1)';
    P(2,:,1,1,1)= rand(s,1)';
    P(3,:,1,1,1)= rand(s,1)';
    % P(4,:,1,1,1)= rand(s,1)';
end
% Boucle principale

% 1- Boucle d'élimination/disperssion
for ell=1:Ned
% 2-Boucle de reproduction
    for K=1:Nre
% 3-Boucle swim/tumble(chemotaxis)
        for j=1:Nc
            for i=1:s
                J(i,j,K,ell)=hh(P(:,i,j,K,ell)); %
% Opération: Tumble
                Jlast=J(i,j,K,ell);
                Delta(:,i)=(2*round(rand(p,1))-1).*rand(p,1);

P(:,i,j+1,K,ell)=P(:,i,j,K,ell)+c(i,K)*Delta(:,i)/sqrt(Delta(:,i)'*Delta(:,i));
                % Addition d'un vecteur unité dans une direction aléatoire
% Swim (pour les bactéries dans la direction correct)
                J(i,j+1,K,ell)=hhh(P(:,i,j+1,K,ell));
                m=0; % Initialisation du compteur pour la taille de
natation (swim)
                while m<Ns
                    m=m+1;
```

```

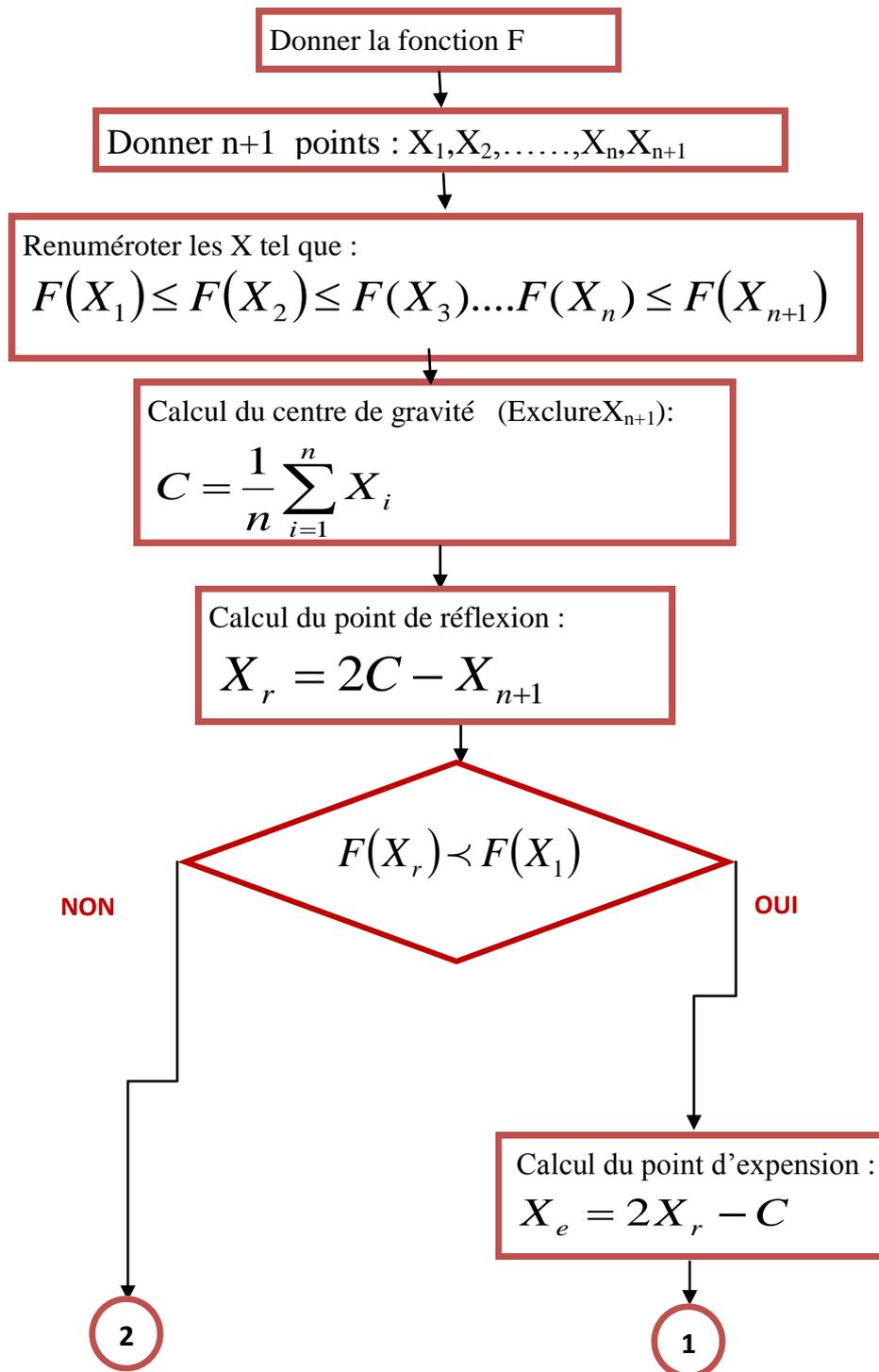
                                if J(i,j+1,K,ell)<Jlast
                                    Jlast=J(i,j+1,K,ell);
P(:,i,j+1,K,ell)=P(:,i,j+1,K,ell)+c(i,K)*Delta(:,i)/sqrt
(Delta(:,i)'*Delta(:,i));
    J(i,j+1,K,ell)=hhh(P(:,i,j+1,K,ell));
    else
        m=Ns ;
    end
    end
    end
    J(i,j,K,ell)=Jlast;
    sprintf('The value of interation i %3.0f ,j = %3.0f
, K= %3.0f, ell= %3.0f' , i, j, K ,ell );
    end % Aller à la prochaine bactérie
    end % Aller à la prochaine étape: chemotactic
    % La reproduction
    Jhealth=sum(J(:, :, K,ell),2);          % Tester l'état de santé
pour chaque bactérie
    [Jhealth,sortind]=sort(Jhealth);      % Faire sortir la
concentration de nourriture Dans un ordre ascendant
    P(:, :, 1,K+1,ell)=P(:, sortind,Nc+1,K,ell);
    c(:,K+1)=c(sortind,K);              % Garder les paramètres
(chemotaxis)pour chaque bactérie à la prochaine génération

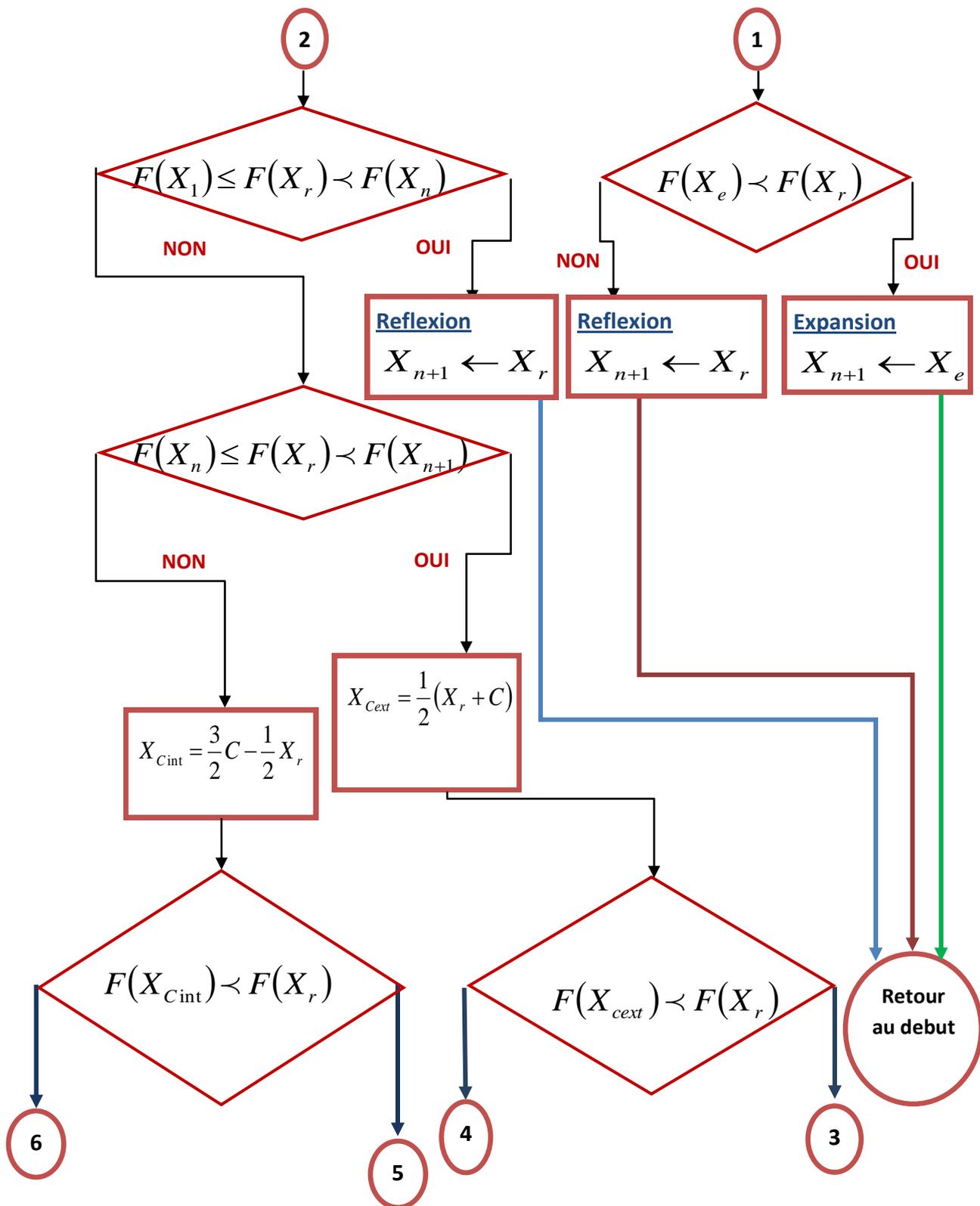
% Opération de reproduction (Split)
for i=1:Sr
    P(:,i+Sr,1,K+1,ell)=P(:,i,1,K+1,ell);
    c(i+Sr,K+1)=c(i,K+1);
    end
end % Aller à la prochaine génération
% Elimination/disperssion
for m=1:s
    if Ped>rand % % Générer un nombre aléatoire
        P(1, :, 1, 1, 1)= rand(s,1)';
        P(2, :, 1, 1, 1)= rand(s,1)';
        P(3, :, 1, 1, 1)= rand(s,1)';

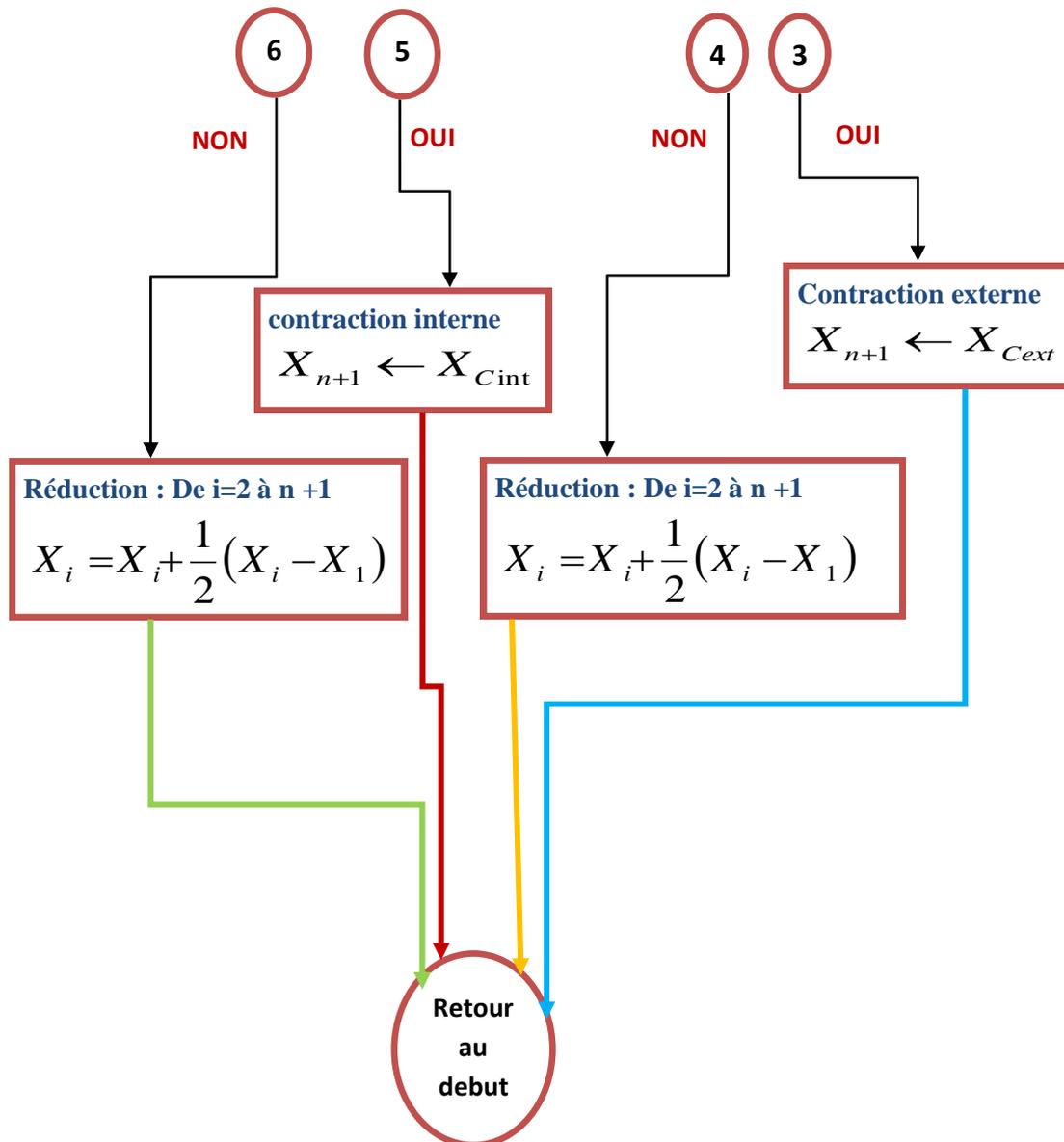
        % P(4, :, 1, 1, 1)= rand(s,1)';

    else
        P(:,m,1,1,ell+1)=P(:,m,1,Nre+1,ell); % Les bactéries
non dispersées
    end
end
end % Aller à la prochaine étape d'élimination/dispersion
% Résultats
    reproduction = J(:,1:Nc,Nre,Ned);
    J(1,1:Nc,Nre,Ned)
    [jlastreproduction,O] = min(reproduction,[],2); % Valeur
minimum de la fonction objective pour chaque bactérie
    [Y,I] = min(jlastreproduction)
    Bbest=P(:,I,O(I,:),K,ell)
    plot([1:s], jlastreproduction)
    xlabel('Itérations')
    ylabel('Fonction')

```

B- La méthode simplexe d'optimisation





Références bibliographiques

- [1] B. R. Stanley “Renewable energy today and tomorrow” Proceedings of the IEEE Volume: 89, Issue: 8, pp. 1216-1226, 2001.
- [2] S. Talpur “Dynamic line rating implementation as an approach to handle wind power integration” Master Thesis, Department of Electromagnetic Engineering School of Electrical Engineering The Royal Institute of Technology , Stockholm, 2013.
- [3] Ch. Ismunandar “Control of Multi-Terminal VSC-HVDC for Offshore Wind Power Integration” Master thesis, Faculty of Electrical Engineering, Mathematics and Computer Science, Delft University of Technology, Netherlands, August, 2010.
- [4] L. Mazouz. S.A. Zidi, S. Saadi, M. Khatir, T. Benmassaoud. “VSC-HVDC system optimized PI controllers using bacterial foraging algorithm” Electrical Engineering journal. Springer, Volume 97, Issue 3, pp 205-212, September 2015.
- [5] J. R. Etcheverry “Challenges and opportunities for implementing Sustainable energy strategies in coastal communities of Baja california sur, mexico” Doctorate thesis, Graduate Department of Geography University of Toronto, Canada, 2008.
- [6] K. Charman, “Brave nuclear world: radiation, reliability, reprocessing and redundancy” World Watch , 19, pp12-18, August 2010.
- [7] L. Goldemberg “The Case for Renewable Energies” Paper published for the International Conference for Renewable Energies, Bonn, Germany, 1 -4 June 2004.
- [8] J. Darley. “High Noon for Natural Gas: The New Energy Crisis.” White River, Junction, Vermont, Chelsea, England, 2004.
- [9] S.M. F Rodrigues “Dynamic Modeling and Control of VSC-based Multi-terminal DC Networks” thesis Master, technical university of Lisboa, Portugal, 2011.

-
- [10] A. I. Stan “Control Of Vsc-Based HvdC Transmission System For Offshore Wind Power Plants” Master Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University, Denmark 2010.
- [11] S. K Chaudhary “Control and Protection of Wind Power Plants with VSC-HVDC Connection” Doctorate thesis, The Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University, Denmark 2011.
- [12] R. Piccin “Partial Discharge Analysis in HVDC Gas Insulated Substations” Department of intelligent electrical power grids, Delft University of Technology, Netherlands, July 2013.
- [13] R. Adapa “High-Wire Act,” IEEE power & energy magazine, pp. 18-29, December 2012.
- [14] M. Khatir “Analyse de performance des différentes configurations d’une liaison de transport d’énergie à courant continu VSC HVDC et son impact sur la fiabilité des réseaux alternatives connectés” Doctorate thesis, University of Sidi Bel Abbès, Algeria, July 2010.
- [15] G. S. Structural “Flexibility of Large Direct Drive Generators for Wind Turbines” Master thesis, University of Siegen geborente Damauli, Nepal 2013.
- [16] S.A. Zidi “Contribution à l’étude des réseaux de transport d’énergie électrique à courant continu haute tension (CCHT) en régime dynamique” Doctorate thesis, Sidi Bel Abbès University, Algeria, 2005.
- [17] S. Hadjeri, Etat de l’art dans le domaine du transport en courant continu à haute tension (CCHT): modélisation, performance et simulation”, Doctorate thesis, Université Djillali Liabès de Sidi Bel-Abbès, Algérie, 2003.
- [18] L. Mazouz “Etude Et Simulation D’un Modèle De CIGRE D’une Liaison CCHT” Master thesis, Sidi Bel Abbès University, Algeria 2010.
- [19] J. R. D’Derlée “Control strategies for offshore wind farms based on PMSG wind turbines and HVdc connection with uncontrolled rectifier” Doctorate thesis, University polytechnic of Valencia, July, 2013
- [20] J. Bowles, “Multi-terminal HVDC transmission systems incorporating diode

- Rectifier stations” Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on, vol. PAS- 100, no. 4, pp. 1674-1678, 1981.
- [21] S. Hungsasutra and R. Mathur “Unit connected operator with diode valve rectifier scheme,” Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 4, no. 2, pp. 538-543, 1989.
- [22] T. Machida, I. Ishikawa, E. Okada, and E. Karasawa, “Control and protection of HVDC systems with diode valve converter” Electrical Engineering in Japan, vol. 98, no. 1, pp. 62-70, 1978.
- [23] M. Holm “DC voltage control in stacked converters at low pulse numbers” Master of Science Thesis, Chalmers University Of Technology, Goteborg, Sweden, 2007.
- [24] D. Gilles “VSC-HVDC in meshed networks” Master of science thesis, Katholieke University Leuven, Belgium, 2008.
- [25] O. Lennerhag “Traff Modelling of VSC-HVDC for Slow Dynamic Studies” Master of science thesis, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden 2013.
- [26] M. P. Bahrman “Hvdc transmission overview” Power Systems, IEEE Transactions on, pp. 1-7, 2008.
- [27] M. P. Bahrman “Overview of HVDC transmission” PSCE, pp. 18-23, 2006.
- [28] Miteshkumar Nandlal Popat “Current So urce Converter Based Offshore Wind Farm” Configuration and Control” Doctorate Thesis, Ryerson University, Toronto, Canada 2013.
- [29] G. Puglia “Life cycle cost analysis on wind turbines” Master of Science thesis, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2013.
- [30] L. Max “Energy Evaluation for DC/DC Converters in DC-Based Wind Farms” Licentiate Thesis, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2007.
- [31] T. Thiringer and J. Linders, “Control by variable rotor speed of a fixed- pitch wind turbine operating in a wide speed range,” IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 8, no. 3, pp. 520–526, September 1993.

- [32] B. Toual “Modélisation et Commande Floue Optimisée d’une Génératrice à Double Alimentation, Application à un Système Eolien à Vitesse Variable” Master of Science thesis, University of Batna, Algeria, 2010.
- [33] Z. Fan “Mathematical Modelling of Grid Connected Fixed-Pitch Variable – Speed Permanent Magnet Synchronous Generators for Wind Turbines”. Master thesis, University of Central Lancashire, June 2012.
- [34] F. Jean Noël “Harmoniques en amont des redresseurs des ASI” Cahier Technique Merlin Gerin n° 160, édition Mars 1993
- [35] M. P. Bahrman “Overview of HVDC transmission” PSCE, pp. 18-23, 2006.
- [36] S. Bernal-Perez, Salvador Añó-Villalba, Ramon Blasco-Gimenez, and Johel Rodríguez-D’Derlée “Efficiency and Fault Ride-Through Performance of a Diode-Rectifier- and VSC-Inverter-Based HVDC Link for Offshore Wind Farms,” IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, Issue 6, pp. 2401-2409, 2013.
- [37] R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez-D’Derlee, S. Bernal-Perez, and F. Morant, “Diode-based HVdc link for the connection of large offshore wind farms,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, pp. 615-626, June 2011.
- [38] R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez-D’Derlée, S. Bernal-Pérez “Diode Based HVDC Link for the Connection of Large Off-shore Wind Farms with Self Start Capability” Proceedings of 14th European Conference on Power Electronics and Applications pp. 1 – 9, 2011.
- [39] S. Bernal-Perez; S. Añó-Villalba; R. Blasco-Gimenez; J. Rodríguez-D’Derlée “Offshore Wind Farm Grid Connection using a Novel Diode-Rectifier and VSC-Inverter based HVDC Transmission Link” IECON 2011 , 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, pp. 3186 – 3191, 2011.
- [40] I. Andrade; R. Blasco-Gimenez; G. Ruben Pena “Distributed control strategy for a wind generation systems based on PMSG with uncontrolled rectifier HVDC connection” 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT) pp. 982 - 986, 2015.

- [41] M. Khatir “ Comportement d’une liaison à Courant Continu Haute Tension (CCHT) en régime de défaut” thesis of magister, Université Djillali Liabès de Sidi Bel Abbès, 2006.
- [42] S. Hadjeri, S.A. Zidi, M.K. Fellah, M.Khatir “Dynamic performance evaluation of an HVDC link following inverter side disturbances”, *Acta Electronica*, Volume 49, Number 2, 2008. Pages 174-175.
- [43] M. Khatir, S A. Zidi, S. Hadjeri, M.K. Fellah “Analysis of recovery from commutation failures in an HVDC inverter connected to a weak receiving AC system” *Acta Electrotechnica et Informatica* Vol. 8, No. 1, 2008, Pages 44–46.
- [44] M. Khatir, S.A Zidi, S. Hadjeri M.K. Fellah, O. Dahou “Effect of the DC control on recovery from commutation failures in an HVDC inverter feeding a weak ac network” *Journal of Electrical Engineering*, VOL. 58, NO. 4, 2007, Pages 200–201.
- [45] Y. Maharsi, V.K. Do “HVDC control system based on parallel digital signal processors” (*IEEE Transactions on power systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp995-1002.
- [46] S.A. Zidi, S. Hadjeri, M.K, Fellah “Performance analysis of high voltage direct current Link.”, *Electronic Journal” Technical Acoustic”*, 11; 2004.
- [47] S. Jhampati, B. Singh, A. Kumar “Optimal Controller Design for Multilevel Voltage Source Converter Based HVDC System” 2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) pp. 1 - 6, 2012.
- [48] Z. Jia and Che. Zhao “Parameters Optimization of HVDC Control System Based on Simplex Algorithm in RTDS” 2010 IEEE 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS) Pages: 1 - 6, 2010.
- [49] T.M. Haileselassie, R.E. Torres-Olguin, T.K. Vrana, K.Uhlen, T. Undeland “Main Grid Frequency Support Strategy for VSC-HVDC Connected Wind Farms with Variable Speed Wind Turbines” In: *Proceedings of the Power Tech, IEEE, Trondheim, Norway, June, 2011.*

- [50] A. Irina Stan, D.IoanStroe “Control of Vsc-Based HvdC Transmission System for Offshore Wind Power Plants” Master thesis, Aalborg University, Denmark, June, 2010.
- [51] S. Vijay,P. Hiteshkumar “Comparison between Direct and Vector control Strategy for VSC-HVDC system in EMTP-RV” In: proceedings of Joint International Conference on Power Electronics , Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, IEEE. New Delhi, India, 2010.
- [52] N. Pham, Bogdan M. Wilamowski “ Improved Nelder Mead’s Simplex Method and Applications” Journal of Computing, Volume 3, Issue 3, March 2011.
- [53] A. Andersson “Optimized Tuning of Parameters for HVDC Dynamic Performance Studies” Master thesis, UPPSALA University, Sweden, 2013.
- [54] PSCAD User Guide.
- [55] S. Filizadeh, A. M. Gole, D. A. Woodford, and G. D. Irwin, “An optimization-enabled electromagnetic transient simulation-based methodology for HVDC controller design” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, no. 4, pp. 2559-2566, 2007.
- [56] A. M. Gole, S. Filizadeh, and P. L. Wilson, “Inclusion of robustness into design using optimization-enabled transient simulation” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 3, pp. 1991-1997, 2005.
- [57] Z. Jia and Che. Zhao “Parameters Optimization of HVDC Control System Based on Simplex Algorithm in RTDS” 2010 IEEE 5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS) Pages: 1 - 6, 2010.
- [58] I. Chalane T. Ouari “Optimisation des paramètres d'un PID par essais particuliers(PSO).” Thesis of Master, University Of Bejaia, Juin 2017.
- [59] K. S. Prasad, Ch. S. Rao, D. R. Nageswara “Application of Hooke Jeeves method optimize ultimate tensile strength of pulsed current micro plasma arc welded inconel625 nickel.” International Journal of Lean Thinking, Volume 3, Issue 1, 42-52 pages. June 2012.
- [60] M. Ouabiba N. Mebarki, P .Castagna “Couplage entre des methodes d’optimisation iteratives et des modeles de simulation a evenements

- discrets”3eme Conférence Francophone de Modélisation et Simulation ,
MOSIM’01 – du 25 au 27 avril 2001 – Troyes, France.
- [61] G.S kirgat, A.N Surde “Review of ooke and Jeeves direct search solution
method analysis applicable to mechanical design engineering. ” International
journal of innovations in engineering research and technology
[ijiert],Volume 1, issue 2 dec-2014.
- [62] S. Narendhar and T. Amudha. “A Hybrid Bacterial Foraging Algorithm For
Solving Job Shop Scheduling” International Journal of Programming
Languages and Applications (IJPLA) Vol.2, No.4, 2012.
- [63] S. Parvande, A. Unveren , B.C. White, M. Boroumand and P. Soltani “Bacteria
Foraging Algorithm with Genetic Operators for the Solution of QAP and
mQAP” Cornell University, New York, 2016.
- [64] A. N Tikhonov, Arsenin “Solution of Ill-posed Problems ” John Wiley, New
York.1997.
- [65] S. Saadi “optimal image restoration using swarm intelligence algorithms and
their synergy: Comparative Study with Application to Nuclear Imaging”
Doctorate thesis, University of Blida, Algeria, 2012.
- [66] W.J. Tang Q.H. Wu, J.R. Saunders “ A Bacterial Swarming Algorithm for Global
Optimization” Proceedings of the IEEE Congress on Evolutionary
Computation (CEC), P.1207–1212, Singapore, September 2012,.
- [67] S. Pareek , M. Kishnani and R. Gupta. “BFO Approach Based Comparative
Behavior of Different Performance” International Journal of Electronic and
Electrical Engineering. Vol. 7, No. 2 pp. 183-188, 2014.
- [68] F. Xinming, , G. Lin, , X. Chengjun, , H. Jianming “A passivity control
strategy for VSC-HVDC connected large scale wind power” In:
proceedings of Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), IEEE PES.
Washington, USA, February 2013.
- [69] T.M. Haileselassie, R.E Torres-Olguin, T.K. Vrana, K. Uhlen, T. Undeland “
Main Grid Frequency Support Strategy for VSC-HVDC Connected Wind

Farms with Variable Speed Wind Turbines” In: Proceedings of the Power Tech, IEEE. Trondheim, Norway, June 19-23 2011.

- [70] Y. Wang, Z. Xiaorong, X. Lie, Li. Heming “Contribution of VSC-HVDC Connected Wind Farms to Grid Frequency Regulation and Power Dampin” In : Proceedings of the, 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IEEE. P. 397 – 402, Glendale, Arizona, USA, November 7-10, 2010.