

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE	5
1.1 Introduction.....	5
1.2 Systèmes CCHT et CAHT	6
1.2.1 Choix et comparaison entre les systèmes CCHT/CAHT	6
1.2.2 Avantage d'un système de transmission à CC à haute tension.....	7
1.2.3 Transmission CCHT	9
1.2.4 Convertisseurs de puissances.....	9
1.3 Systèmes de conversion d'énergie	10
1.3.1 Système convertisseur à commutateur LCC (<i>Line Commutated Converters</i>)	10
1.3.2 Système VSC (<i>Voltage Source Converter</i>).....	10
1.3.3 Configurations d'une transmission à courant continu sous plusieurs catégories	11
1.3.4 Systèmes CC dos à dos (Back -to- Back)	13
1.3.5 Transmission de l'énergie à CC entre deux terminaux.....	14
1.3.6 Transmission multi-terminale	15
1.4 Convertisseur source de tension (VSC-HVDC)	16
1.4.1 Topologies des convertisseurs	18
1.4.1.1 Topologie à deux niveaux.....	18
Avantages et Inconvénient de la topologie à deux niveaux	19
1.4.1.2 Convertisseur multi-niveaux (diode serrée).....	19
Avantages de la technologie à multi-niveaux	20
Inconvénients de la topologie multi-niveaux.....	20
1.4.1.3 Topologie des condensateurs flottante.....	20
1.5 Source d'énergie renouvelable éolienne	21
1.5.1 Introduction.....	21
1.5.2 Faisabilité de parc éolien offshore	25
1.5.2.1 Étude technique.....	25
1.5.2.2 Étude d'impact.....	25
1.5.2.3 Financement et la maintenance.....	25
1.5.3 Principe de fonctionnement	25
1.5.4 Mise en service d'éolienne.....	26
1.5.5 Types des turbines éoliennes	27
1.5.5.1 Turbines éoliennes à axe vertical.....	27
1.5.5.2 Turbines éoliennes à axe horizontal.....	28
1.6 Machines électriques.....	29
1.6.1 Principe de fonctionnement d'un générateur asynchrone.....	29
1.6.1.1 Générateur asynchrone à rotor bobiné (WRIG).....	30
1.6.1.2 Générateur asynchrone à cage d'écureuil (SCIG)	30

1.6.1.3	Générateur asynchrone à double alimentation.....	31
1.6.2	Principe de fonctionnement d'un générateur synchrone.....	32
1.6.2.1	Machine à pôle lisse.....	33
1.6.2.2	Machine à pôles saillants.....	33
1.6.2.3	Machine synchrone à aimant permanent.....	33
1.7	Taux de pénétration du vent.....	34
1.8	Carte conceptuelle du système VSC-HVDC offshore.....	35
1.9	Conclusion.....	35
CHAPITRE 2 HVDC LIGHT.....		37
2.1	Introduction.....	37
2.2	Parc éolien et HVDC Light.....	38
2.3	Stabilité de HVDC Light.....	38
2.4	Éléments de HVDC Light.....	39
2.4.1	Transformateur.....	39
2.4.2	Réactances en phase.....	39
2.4.3	Condensateurs CC.....	40
2.4.4	Convertisseurs d'électronique de puissance.....	40
2.4.5	Ligne de transmission sous-marine.....	41
2.5	Conclusion.....	44
CHAPITRE 3 MODÉLISATION DU SYSTÈME VSC-HVDC À DEUX NIVEAUX.....		45
3.1	Introduction.....	45
3.2	Configuration du système.....	45
3.3	Modélisation des convertisseurs.....	46
3.3.1	Principe de fonctionnement de convertisseur avec MLI.....	50
3.3.2	PLL (Phase Locked Loop).....	51
3.3.3	Régulation de courant.....	51
3.3.4	Contrôle de tension à CC.....	54
3.3.5	Contrôle du convertisseur (VSC-HVDC).....	56
3.4	Système VSC-HVDC à trois niveaux.....	57
3.4.1	Introduction.....	57
3.4.2	Le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé (NPC).....	57
3.4.3	Commande par MLI du convertisseur à trois niveaux.....	58
3.4.4	Comparaison entre convertisseurs à deux et à trois niveaux.....	58
3.5	Simulation et discussion.....	58
3.5.1	Simulation de système VSC-HVDC à deux niveaux.....	58
3.5.2	Simulation de système VSC-HVDC à trois niveaux (NPC).....	67
3.6	Conclusion.....	70
CHAPITRE 4 MODÉLISATION ET CONTRÔLE DE L'ÉOLIENNE.....		71
4.1	Introduction.....	71
4.2	Modélisation de système générateur éolienne.....	71
4.3	Modèle du vent.....	72
4.3.1	Modèle aérodynamique.....	74
4.3.2	Loi de Betz.....	75

4.4	Modèle de la turbine	78
4.4.1	Le coefficient de puissance (Coefficient d'efficacité du transfert aérodynamique).....	78
4.4.2	Angle de calage (Pitch angle)	81
4.4.3	Réducteur de vitesse (Drive Train).....	83
4.4.4	Extraction de la puissance maximale (MPPT).....	84
4.5	Modélisation de la machine synchrone.....	85
4.5.1	Introduction.....	85
4.6	Équations de la machine synchrone.....	85
4.6.1	Équations de la machine synchrone.....	86
4.6.2	Modélisation dans le plan dq de la machine	94
4.7	Commande de la machine synchrone	96
4.7.1	Modulation MLI.....	97
4.7.2	Contrôle de la machine synchrone.....	97
4.8	Résultats de simulation	98
4.9	Conclusion	102
CHAPITRE 5 MODÉLISATION ET CONTRÔLE DE VSC-HVDC		103
5.1	Introduction.....	103
5.2	Composants de VSC-HVDC offshore	103
5.2.1	Éolienne offshore	104
5.2.2	Réactance	105
5.2.3	Transformateur.....	105
5.2.4	Filtre.....	105
5.2.5	Condensateurs à CC.....	105
5.2.6	Câble à CC	105
5.3	Topologie proposée.....	106
5.4	Avantage et principe de fonctionnement du convertisseur PNC (<i>NPC</i>).....	107
5.4.1	Rôle du point neutre.....	107
5.4.2	Technique de modulation MLI (PWM)	107
5.4.3	Application de MLI sur les convertisseurs	108
5.5	Modélisation du redresseur	110
5.5.1	Modélisation du redresseur dans le repère (abc).....	110
5.5.2	Modélisation de circuit à CC	113
5.6	Contrôle du système.....	114
5.6.1	Conception du régulateur de courant	114
5.6.2	Régulateur de tension CC	118
5.6.3	Boucle de régulation de la tension CC.....	119
5.6.4	Modélisation de filtre LCL	120
5.6.5	Bloc de commande de convertisseur VSC (redresseur).....	123
5.6.6	Bloc de commande de convertisseur VSC (onduleur).....	124
5.7	Transmission Multi-terminal CC	125
5.8	Simulation et analyse	126
5.8.1	Réponse dynamique et en régime permanent	127
5.8.2	Défaut au système de transmission à courant continu	130

5.8.3	Simulation et interprétation de système multi-terminal.....	143
5.9	Conclusion	148
	CONCLUSION GENERALE.....	149
	ANNEXE I PARAMETRES DE LA GÉNÉRATRICE ET DE LA TURBINE ÉOLIENNE.....	151
	ANNEXE II PARAMÈTRES DE SYSTÈME VSC-HVDC OFFSHORE.....	153
	LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	154

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Production électrique par source et la structure par origine23
Tableau 1.2	Classification des turbines éoliennes29
Tableau 3.1	Paramètres du câble CC59
Tableau 3.2	Paramètres du système VSC-HVDC59
Tableau 5.1	Paramètres du système VSC-HVDC126

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Coût d'une transmission en fonction de la longueur d'une ligne.....	7
Figure 1.2	CCHT basé sur la technologie VSC avec des IGBT.....	12
Figure 1.3	Système HVDC à base CSC.....	13
Figure 1.4	Système CC (dos-à-dos).....	13
Figure 1.5	Configuration mono-polaire CSC ou VSC.....	14
Figure 1.6	Connexion radiale.....	15
Figure 1.7	Connexion maillée.....	16
Figure 1.8	Schéma de transmission VSC.....	17
Figure 1.9	Diagramme de phase.....	17
Figure 1.10	Une phase d'un convertisseur à deux niveaux.....	19
Figure 1.11	Convertisseur à trois niveaux (Diode serrée).....	20
Figure 1.12	Topologie à trois niveaux (Condensateur flottante).....	21
Figure 1.13	Différentes structures de production.....	22
Figure 1.14	Taux de croissance annuel de différent système.....	24
Figure 1.15	Schéma principe d'éolienne à axe vertical.....	26
Figure 1.16	Turbine à axe vertical.....	27
Figure 1.17	Turbines éoliennes à axe horizontales a) tripales b) bipales.....	28
Figure 1.18	Générateur asynchrone à rotor bobiné.....	30
Figure 1.19	Éolienne à base de générateur asynchrone à cage d'écureuil.....	31
Figure 1.20	Système de la machine MADA.....	32

XVIII

Figure 1.21	Schéma principe de l'éolienne relié au réseau par l'intermédiaire du système de conversion et du contrôle	34
Figure 1.22	Carte conceptuelle du système VSC-HVDC offshore	35
Figure 2.1	Schéma de transmission HVDC.....	37
Figure 2.2	HVDC Light et plages de puissance	38
Figure 2.3	Éolienne et système dos -à- dos (CA/CC/CA).....	41
Figure 2.4	Câble HVDC en polymère	42
Figure 3.1	Le système VSC-HVDC	46
Figure 3.2	Topologie de deux niveaux avec 6 interrupteurs	47
Figure 3.3	La régulation de courant de système à deux niveaux	53
Figure 3.4	La régulation du courant de système à deux niveaux	53
Figure 3.5	La régulation du courant de système à deux niveaux	54
Figure 3.6	Régulateur de la tension DC	56
Figure 3.7	Structure de contrôle du convertisseur triphasé (VSC-HVDC).....	56
Figure 3.8	Système VSC-HVDC à trois niveaux NPC	57
Figure 3.9	Forme de la tension et du courant continu du côté redresseur	60
Figure 3.10	Forme d'onde des deux tensions Vdc1 (red) et Vdc2 (ond).....	61
Figure 3.11	État d'écoulement de puissance de VSC2-HVDC	62
Figure 3.12	Écoulement de puissance de VSC1-HVDC	62
Figure 3.13	Tension et courant de la source du côté redresseur.....	63
Figure 3.14	Zoom des signaux de tension et de courant du côté redresseur	63
Figure 3.15	Zoom de tension et du courant au moment d'injection du courant.....	64
Figure 3.16	Zoom de tension et courant après l'injection du courant.....	65
Figure 3.17	Spectre harmonique de tension du réseau 2	66
Figure 3.18	Spectre harmonique du courant de réseau 1	66

Figure 3.19 Spectre harmonique de courant du réseau 267

Figure 3.20 Tension continue Vdc1 (côté redresseur)68

Figure 3.21 Tension continue Vdc2 (côté onduleur).....68

Figure 3.22 THD de la tension de source.....69

Figure 3.23 Tension de réseau 1 entre phase.....69

Figure 3.24 Spectre harmonique du courant de réseau 169

Figure 4.1 Structure du générateur éolien71

Figure 4.2 Schéma synoptique du vent73

Figure 4.3 Vitesse du vent.....74

Figure 4.4 L'écoulement d'air (Veine de vent).....74

Figure 4.5 Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes78

Figure 4.6 Allure de coefficient de puissance Cp82

Figure 4.7 Modèle en bloc de la turbine.....82

Figure 4.8 Modèle éclaté de la turbine éolienne83

Figure 4.9 Modèle de train du système éolien.....84

Figure 4.10 Puissance mécanique en fonction de vitesse.....85

Figure 4.11 Machine synchrone triphasée.....86

Figure 4.12 Schéma électrique de la machine synchrone87

Figure 4.13 Schéma de la machine synchrone92

Figure 4.14 Schéma électrique équivalent de la machine96

Figure 4.15 Régulation de la vitesse et l'excitation de générateur97

Figure 4.16 Le bloc de la loi de commande de la machine synchrone.....98

Figure 4.17 Résultats de simulation (a) et zoom (b) de la tension de source,.....99

Figure 4.18 Les tensions et courants (coté éoliennes) a) Vabc et Iabc b) Zoom dans l'intervalle de 0.35s100

Figure 4.19	Puissance active (2 MW) et réactive de l'éolienne	101
Figure 4.20	La puissance active et réactive (côté réseau)	101
Figure 4.21	Spectre harmonique de la tension de réseau	101
Figure 5.1	Éolienne offshore avec système de transmission VSC-HVDC	104
Figure 5.2	Redresseur triphasé à point neutre calé des diodes.....	106
Figure 5.3	Signal de MLI à trois niveaux.....	108
Figure 5.4	Schéma simplifié du redresseur triphasé à trois niveaux	109
Figure 5.5	Modèle de circuit à courant continu du système VSC-HVDC	114
Figure 5.6	Bloc-diagramme du convertisseur	115
Figure 5.7	La structure du régulateur de courant suivant le plan dq.....	118
Figure 5.8	Schéma de régulateur de tension continue.....	119
Figure 5.9	Contrôleur PI de la tension continue.....	120
Figure 5.10	Schéma diagramme de filtre	121
Figure 5.11	Schéma de commande de convertisseur	124
Figure 5.12	Schéma de commande de convertisseur VSC-HVDC (Onduleur)	125
Figure 5.13	Résultats de simulation (a) du parc éolien et zoom (b) de (tension de source, courant de source, puissance active et réactive, tension CC,	128
Figure 5.14	Tension de sortie du parc éolien $V_{abc2}(a)$ et zoom.....	129
Figure 5.15	Tension continue (côté redresseur)	130
Figure 5.16	Résultats de simulation avec défaut (côté éolienne).....	131
Figure 5.17	Zoom après le défaut côté parc éolien	132
Figure 5.18	V_{dc1} et V_{dc2} côté redresseur avant le défaut.....	133
Figure 5.19	V_{dc1} et V_{dc2} côté redresseur après le défaut.....	133
Figure 5.20	Les tensions (V_{abcr}) et les courants (I_{abcr}) côté redresseur	134
Figure 5.21	Les tensions (V_{abcr}) et les courants coté redresseur	135

Figure 5.22	P1 et Q1 du côté redresseur avant le défaut.....	136
Figure 5.23	P1 et Q1 côté redresseur après le défaut.....	136
Figure 5.24	P2 coté d'onduleur avant le défaut.....	136
Figure 5.25	P2 coté d'onduleur après le défaut.....	137
Figure 5.26	Q2 coté d'onduleur.....	137
Figure 5.27	Vdc2 et Idc2 coté d'onduleur avant le défaut.....	138
Figure 5.28	Vdc2 et Idc2 après le défaut.....	138
Figure 5.29	Les tensions (V_{abc}) et les courants (I_{abc}) côté réseau.....	139
Figure 5.30	Les tensions ($V_{abc.rés}$) et les courants ($I_{abc.rés}$) côté réseau.....	140
Figure 5.31	Vdc1 (V).....	141
Figure 5.32	Vdc2 (V).....	141
Figure 5.33	Vdc1 et Vdc2 avec défaut.....	141
Figure 5.34	Spectre harmonique de la tension du réseau.....	142
Figure 5.35	Spectre harmonique du courant de réseau.....	142
Figure 5.36	Schéma de multi-terminal VSC-HVDC offshore.....	143
Figure 5.37	Tension de ligne côté redresseur.....	144
Figure 5.38	Tension de ligne côté d'onduleur.....	145
Figure 5.39	Tension continue côté redresseur.....	145
Figure 5.40	Tension continue côté d'onduleur.....	146
Figure 5.41	Puissance active générée par le parc éolien.....	146
Figure 5.42	Puissance réactive côté d'éolienne.....	147
Figure 5.43	Puissance active côté réseau.....	147
Figure 5.44	Puissance réactive coté réseau.....	147

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

VSC	Convertisseur source de tension (Voltage Source Converter)
HVDC	Haute tension à courant continu (High Voltage Direct Current)
DC	Courant continu (Direct Current)
PLL	Phase Locked Loop
CAHT	Haute tension à courant alternatif (HVAC)
IGBT	Transistor bipolaire à grille isolé (Insulated Gate Bipolar Transistors)
SCC	Convertisseur Source du Courant
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
WWEA	World Wind Energy Association
MTDC	Multiterminal direct current
MLI	Modulation de largeur d'impulsion (PWM)
MS	Machine synchrone
WRIG	Générateur asynchrone à rotor bobiné
SCIG	Générateur asynchrone à cage d'écureuil
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
ESCR	Extended short circuit ratio
THD	Taux harmonique de distorsion
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NPC	Point neutre calé ()
LCC	Line Commutated Converters

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITÉS DE BASE

m	mètre (unité de longueur)
ρ	Densité spécifique de l'air, Kg/m ³
s	seconde
S	Surface balayée par l'éolienne, m ²
R	rayon de l'éolienne, m
Kg	kilogramme (unité de masse)
Γ	couple mécanique, N.m
J	Inertie, kg.m ²

Aire

m ²	mètre carré
F	friction, N/rad/s

Volume

m ³	mètre cube
----------------	------------

UNITÉS MÉCANIQUES

V	vitesse du vent, m/s
Ω	vitesse angulaire de rotation des pales, rad/s
ω	vitesse angulaire du rotor
θ	angle entre l'axe a et l'axe d
H	constantes d'inertie, kg.m ²
B	angle de calage des pales de l'éolienne, degré

λ	vitesse spécifique
$Ct(\lambda)$	coefficient de couple

UNITÉS ÉLECTRIQUES

A ampère

V volte

Inductance électrique

mH millihenry

Capacitance électrique

mF millifarad

μ F microfarad

Ω Ohm

Puissance

S_n puissance apparente, Kva

P_w puissance active

Q puissance réactive

Courant

I_m L'amplitude du courant, Ampère

I_{dq} Courant de ligne dans le repère dq, Ampère

i^*_{dq} Courant de référence, Ampère

i_{cdq} Courant du convertisseur dans le repère dq, Ampère

i_l Courant de ligne, Ampère

i_k Courant traversant le filtre, Ampère

i_{ck} Courant du convertisseur (redresseur), Ampère

i_{pck} Courant de phase au PCC, Ampère

Tension

V_{lnabc} Tension de ligne, Volt

V_{labc} Tension de réseau, Volt

V_m Amplitude de la tension, Volt

V_{sdq} Tension de la source dans le repère dq, Volt

V_{cdq} Tension d'entrée du convertisseur dans le repère dq, Volt

V_{dc} Tension continue, Volt

$V_{dc_réf}$ Tension de référence, Volt

e_k Tension de phase, Volt

Inductance

L_l Inductance de ligne, Henry

L_{ij} Inductance mutuelle, Henry

L_{aa} Inductance stator-stator, Henry

L_{aR} Inductance stator – rotor, Henry

L_{RR} Inductance rotor-rotor, Henry

Resistance

R Résistance de ligne

Capacité

C Capacité du bus de tension continue, Farad

C_f Capacité de filtre

INTRODUCTION

La production de l'énergie, son transport ainsi que sa distribution, ont connu un très grand développement grâce à l'évolution rapide de l'électronique de puissance dans la dernière décennie.

Dans ce développement considérable dans le domaine du transfert d'énergie basé sur les convertisseurs de puissance, les sources d'énergie renouvelable ont trouvé un passage facile pour s'intégrer avec les sources d'énergie conventionnelles.

Notre province (Québec) possède une source importante de vent. Cependant, cette source d'énergie abondante peut soulever le défi du point de vue de la disponibilité d'énergie dans le cas de l'optimisation de son exploitation. L'importance de l'énergie future (énergie du vent) exige des réseaux stables, intelligents, efficaces et une garantie d'alimentation électrique auprès du consommateur.

Dans les dernières années, l'être humain fait face aux nombreux défis qui menacent le développement durable du monde. En effet, la pollution et le problème des changements climatiques ont obligé les gouvernements de plusieurs pays du monde de procéder à l'approvisionnement et aux interventions nécessaires. Selon GIEC (groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) :« la production des gaz à effet de serre, tels que : l'oxyde nitreux (N₂O), le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄), est responsable de l'échauffement climatique à cause de l'évolution des combustibles fossiles» (GIEC, 2007).

Au Canada, le niveau des émissions de gaz à effet de serre, en 2010, était de 692 mégatonnes. De plus, le secteur de la production d'énergie est le plus grand producteur des gaz à effet de serre (80 %).

Afin de réduire l'émission des gaz à effet de serre, les pays prennent des mesures efficaces telles que la libération des marchés électriques et l'investissement sur l'utilisation d'énergies renouvelables, telles que : la géothermique, les photovoltaïques et l'éolienne. En fait, cette dernière est l'objectif global de notre travail.

La production de l'énergie électrique dans l'avenir sera basée sur l'exploitation des sources renouvelables. Actuellement, l'énergie basée sur le vent est plus prometteuse et son exploitation a atteint un taux plus élevé (30-40 %). La capacité totale d'énergie éolienne installée dans le monde a atteint 74.22 GW jusqu'à la fin de 2006 avec une augmentation de 25.6 % par rapport à 2005 selon World Wind Energy Association (WWEA). Cette capacité est due aux différents types d'éoliennes qui ont été conçus et développés dans les dernières années. Vu la consommation d'électricité mondiale et le prix de l'électricité qui ne cessent d'augmenter, l'agence internationale de l'énergie prévoit un taux de croissance annuel de consommation de 2.5 %. En plus, les émissions doivent être réduites de 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990. Pour cette raison, l'énergie renouvelable devrait atteindre 20 % et aurait remplacé l'énergie à base de gaz à effet de serre.

Au Québec, l'énergie éolienne de mer sera efficace et plus productive, parce que la vitesse moyenne du vent à la mer est plus élevée que la vitesse du vent aux sites terrestre (*onshore*). La création d'un parc éolien à proximité des habitations aurait des effets négatifs causés par les émissions sonores et plus de terrain. L'une de tendances concernant les parcs éoliens offshore est d'augmenter la distance du parc éolien.

Une conséquence de cette tendance est que la puissance fournie par les parcs éoliens offshore doit être transportée sur de très longues distances pour établir la connexion sur le réseau de distribution. La solution la plus prometteuse pour le transport d'énergie électrique générée dans les parcs éoliens offshore est celui de VSC-HVDC puisqu'elle présente moins de pertes que le système CAHT, ainsi que les câbles à courant continu sous-marin ayant des impacts environnementaux réduits. Dans la littérature, les chercheurs ont présenté plusieurs configurations du système CCHT. Parmi celles-ci, on trouve la configuration LCC, mais à

cause de la complexité du système de contrôle, l'encombrement de la station de conversion et la présence d'harmoniques, le développement de l'électronique de puissance et l'apparition des systèmes VSC-HVDC ont pu résoudre le problème, ainsi que l'utilisation du système VSC-HVDC qui pourrait stabiliser le réseau CA aux points de connexion et prendre en charge la restauration du système en cas d'une défaillance.

Le système VSC-HVDC fait l'objet de plusieurs recherches. Les convertisseurs d'électronique de puissances, les topologies à deux niveaux et les topologies multi-niveaux sont les axes de recherche dans ce domaine.

Dans notre recherche, on propose une stratégie de contrôle dans l'objectif d'améliorer le rendement du système et d'augmenter sa fiabilité, en cas de perturbations (défaut, dysfonctionnement d'une ou plusieurs sources), ainsi que d'assurer la synchronisation entre le parc éolien et le système VSC-HVDC.

La solution proposée est basée sur l'utilisation de la topologie à trois niveaux à point neutre calé, qui va résoudre plusieurs problèmes dans la conversion et le transport d'énergie éolienne offshore.

L'objectif spécifique de ce mémoire est de mettre au point un système d'aide à la conception, la modélisation et la simulation d'un système VSC-HVDC à trois niveaux à point neutres calés à base d'une source d'énergie éolienne offshore ou les performances techniques, économiques et environnementales sont considérés dans notre recherche. Afin d'améliorer la capacité de transmission et de résolution des problèmes de la qualité de l'énergie, le fonctionnement du système éolien connecté au système VSC-HVDC doit être stable avec une bonne qualité d'alimentation, un facteur de puissance unitaire et des harmoniques inférieures à 5%.

Ce mémoire est organisé comme suit :

- **En premier lieu (chapitre 1)** : une revue de littérature est menée afin d'identifier la problématique du système CCHT, les différentes méthodes de conception de la transmission d'énergie éolienne en CCHT et des solutions proposées pour ces problématiques;
- **Dans le deuxième chapitre** : une explication des aspects technologiques d'un système VSC-HVDC, ses principales composantes, les principes de fonctionnement de VSC-HVDC, et la détermination des composantes à modéliser.
- **Dans le troisième chapitre** : les modèles mathématiques de système VSC-HVDC à deux niveaux reliant deux réseaux et leur validité en les simulant avec le logiciel Matlab. Ensuite une comparaison des résultats de simulation entre le système à deux niveaux et le système à trois niveaux.
- **Dans le quatrième chapitre** : le chapitre est consacré à la modélisation de la machine synchrone et la commande de génération éolienne pour leur application dans un système de transmission de grande puissance en courant continu à haute tension (CCHT). Dans ce cas, la commande de régulation de la vitesse est réalisée par un convertisseur CC/CC tirant profit de la tension presque constante aux bornes du condensateur (*démo Wind turbine*).
- **Le cinquième chapitre** : le modèle VSC-HVDC à trois niveaux à base d'un parc éolien offshore et un système multi-terminal sont proposés dans notre travail, qui traite le système VSC-HVDC (NPC) en utilisant le logiciel de simulation Matlab.

Finalement, nous terminons par une conclusion générale qui synthétise notre travail et les suggestions pour l'avenir de recherche à suivre.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1 Introduction

L'évolution future dans le monde risque cependant de modifier le besoin en puissance électrique et la durée d'utilisation d'une façon importante. C'est pourquoi, il convient de prévoir des transmissions hautes tension à courant continu pour éviter les surcharges des lignes électriques.

La technologie haute tension à courant continu (CCHT) a été développée par l'ASEA dans les années 30 en Suède, comme application de transport de l'énergie électrique de grande puissance sur des longues distances.

Le principe de fonctionnement peut être résumé comme suit : la puissance alternative fournie par une (ou plusieurs) source (s) d'énergie est dans un premier temps transformée en une puissance continue. Un convertisseur d'énergie CA/CC (redresseur) assure l'opération. La puissance continue transitée ensuite par l'intermédiaire d'un câble de transmission continue, un autre convertisseur d'énergie CC/CA (onduleur) transforme cette puissance continue en une puissance alternative. La puissance de sortie est délivrée au réseau urbain.

Dernièrement, le Québec possède un très grand potentiel en énergie éolienne considéré comme deuxième système de production d'énergie électrique après la production hydroélectrique.

Le système CCHT peut être relié par des sources alternatives conventionnelles ainsi que par des sources d'énergies renouvelables.

Par ailleurs, le système VSC-HVDC utilise une source d'énergie renouvelable (éolienne) qui a été réalisée dans le développement des semi-conducteurs de hautes puissances, en particulier avec l'apparition des transistors IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistors*). La conception du convertisseur de puissance est basée sur la technologie d'électronique de puissance moyennant de deux à plusieurs convertisseurs de puissance (CA CC CA) et des lignes de transmissions en continu. En outre, plusieurs chercheurs ont proposé dans ce concept différentes topologies et différents contrôles. Dans notre mémoire, on décrit l'évolution de la recherche liée à ce domaine (Jin, Fletcher et O'Reilly, 2010; Keliang et al., 2008; Kong et Zhang, 2011).

Afin de valider le fonctionnement normal du système HVDC avec une source éolienne, on utilise pour la simulation le logiciel MATLAB (SimPower Systems) et même que des mises en défaillance, en garantissant un contrôle optimal.

1.2 Systèmes CCHT et CAHT

1.2.1 Choix et comparaison entre les systèmes CCHT/CAHT

Le système (CCHT) n'est possible que dans des conditions dans lesquelles le coût des lignes à courant continu (CC) est inférieur à ceux des lignes à courant alternatif (CA), notamment à cause des stations de conversion d'énergie pour passer du courant alternatif au courant continu. De même, les lignes CC sont moins coûteuses que les lignes CA. Il est donc plus avantageux de choisir une ligne CC plutôt qu'une ligne CA qui n'est pas une solution techniquement et/ou économiquement acceptable selon Paola Bresesti, (Paola Bresesti, 2009)(Bresesti et al., 2007), qui explique l'évolution et l'analyse de l'impact d'un parc de 100 MW qui est notre but de la recherche. Lorsque l'utilisation des distances supérieure à quelque dizaine de kilomètres, c'est notamment le cas de la plupart des câbles sous-marins (Fujimori et al., 1996; Oudin et Tellier, 1966).

Généralement, les lignes de transmission à haute tension en courant continu (CCHT ou HVDC) présentent des pertes qui peuvent être limitées à environ 5 % (Chongru, Bo et Klimek, 2008).

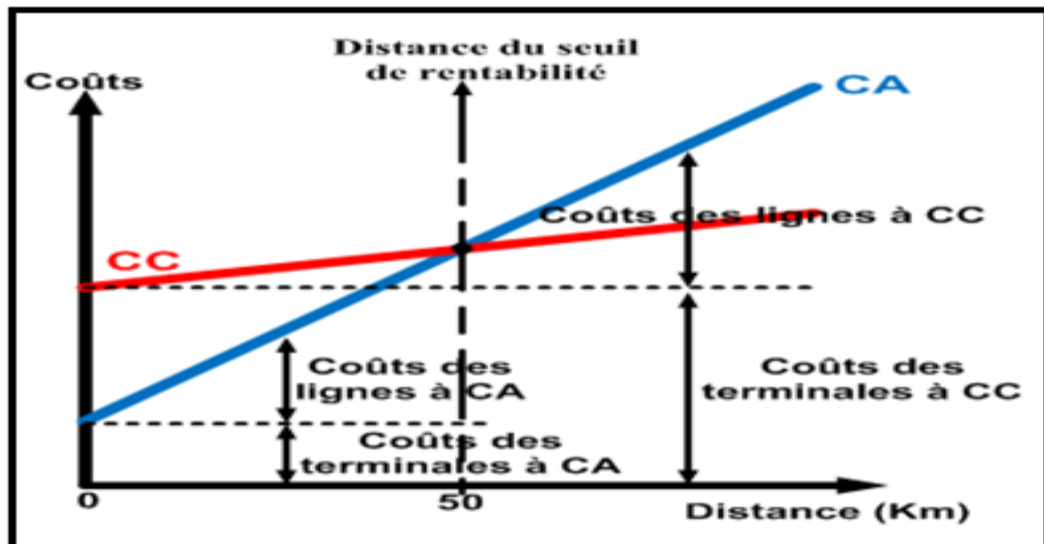


Figure 1.1 Coût d'une transmission en fonction de la longueur d'une ligne
Tirée d'ABB (2009)

D'après la figure 1.1, donnée par (ABB, 2009) nous constatons que le coût d'une ligne à CC est moins élevé que celui d'une ligne à CA, si la longueur de la ligne dépasse 50 km.

1.2.2 Avantage d'un système de transmission à CC à haute tension

La haute tension à courant continu est employée afin de réduire l'énergie perdue dans la résistance des fils. Pour une quantité de puissance donnée, une tension plus élevée avec une réduction du courant permet de réduire les pertes parce que la puissance est proportionnelle à la tension.

Dans un certain nombre d'applications, le système CCHT est plus efficace que celui du CA, cette évaluation est basée sur les données suivantes :

- 1) Câble sous-marin, où la capacité élevée cause des pertes additionnelles à CA;
- 2) L'installation des capacités dans les situations où les fils sont additionnels est coûteuse;
- 3) Permettre le transport d'énergie entre les systèmes de distribution à CA non synchronisé (différentes fréquences);
- 4) Utilisation de la totalité de la section, l'effet pelliculaire (Kyung Suk, 2000) (effet de peau) n'existant pas en courant continu; d'où la possibilité d'utiliser une intensité plus élevée pour une même section utilisée en courant alternatif;
- 5) Meilleure utilisation de l'isolation, le gradient de potentiel pouvant être plus élevé en courant continu qu'en courant alternatif. D'autre part, l'isolation est prévue pour la tension nominale et non pour la tension crête; d'où la possibilité de choisir une tension plus élevée pour une même ligne. L'intensité et la tension étant plus élevées, la puissance transportée par la même ligne (en CA) sera plus importante en courant continu;
- 6) La conduite de la puissance du régime continue peut se faire indépendamment de la puissance installée dans deux réseaux non liés;
- 7) Possibilité de supporter la puissance rapidement en cas de perturbations;
- 8) Optimisation de conducteurs : Deux conducteurs pour le système bipolaire et un conducteur pour le système mono-polaire (Corsi, Danelli et Pozzi, 2002);
- 9) La liaison CCHT(HVDC) dans une interconnexion constitue une barrière contre la propagation du défaut en cascade, à travers un réseau en courant alternatif (la puissance réactive n'est pas transmissible en CCHT).

Les réseaux reliés par une ligne à courant continu ne sont pas obligatoirement à la même fréquence selon (Giddani et al., 2009), alors qu'ils doivent être en courant alternatif.

1.2.3 Transmission CCHT

L'énergie électrique est généralement transportée par trois phases de courant alternatif (CA). Néanmoins, la recherche sur la technologie de transmission CC n'a jamais été abandonnée. Cependant, l'un des domaines d'intérêt était la soupape de mercure à vapeur, qui pourrait rectifier le courant alternatif afin de transmettre les puissances. Noter aussi que, le système CCHT peut porter plus de puissance par conducteur, parce que, pour une estimation de puissance donnée, la tension constante dans une ligne à CC est inférieure à la tension maximale dans une ligne à CA.

Dans les années 70, les thyristors de forte puissance (Chinthavali, Tolbert et Ozpineci, 2004) ont été développés comme des vannes de mercure à arc. En effet, la tension des valves à thyristors peut être augmenté, simplement en connexion série des thyristors. Il était donc facile d'atteindre des puissances très élevées, ce qui signifiait un grand pas en avant pour la transmission CCHT. Entre autre, le thyristor à valves ne souffre pas des inconvénients de vannes de mercure à arc, telles que la nécessité de révisions fréquentes et des fuites de mercure. Après les années 70, une nouvelle technologie CCHT est née suite à l'apparition d'IGBT (Hirachi et al., 1996). D'ailleurs, cette technologie a été introduite dans un bâtiment en tant que bloc principal des vannes d'une nouvelle génération de convertisseurs CCHT.

1.2.4 Convertisseurs de puissances

Le (IGBT) est maintenant employé en raison de sa commande qui est simple et de son coût plus réduit. La principale différence entre les thyristors et les transistors IGBT, vis-à-vis le fonctionnement du convertisseur de puissance, est la capacité de désamorçage (*turn-off*) (Bo et al., 2002) de ces derniers. Cette différence fondamentale a complètement révolutionné le système CCHT. Pourvu que, l'utilisation d'IGBT exige un changement complet de disposition, l'intégration et la conception des stations de conversion ont grandement élargie la gamme des applications de la transmission CCHT.

1.3 Systèmes de conversion d'énergie

Il existe deux systèmes de conversion d'énergie CCHT : le système VSC-HVDC (Lee et al., 2010; Nguyen, Rudion et Styczynski, 2010), qui est un convertisseur source de tension et celui de convertisseur du courant SCC-HVDC, qui est moins souple et encombrant par rapport au VSC. Dans notre recherche, nous avons utilisé un convertisseur d'énergie source de tension (VSC-HVDC).

1.3.1 Système convertisseur à commutateur LCC (*Line Commutated Converters*)

Les convertisseurs à commutation de ligne (LCC), dont les éléments de base sont des thyristors, ont été développés dans les années 50. À cette époque, les thyristors étaient à vapeurs de mercure, tandis qu'actuellement ce sont des composants d'électroniques de puissance basés sur le silicium et se basent sur une technologie très assurée et stable. En effet, les LCC sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie au niveau de la tension la plus élevée. Toutefois, ce système nécessite d'importants réseaux en amont et en aval et permet la circulation de flux de puissance dans les deux sens. D'un autre côté, des filtres et des bancs de condensateur sont nécessaires pour la compensation de la puissance réactive et pour atténuer les harmoniques de courant générés par les convertisseurs.

1.3.2 Système VSC (*Voltage Source Converter*)

La conversion d'énergie basée sur VSC utilise l'électronique de puissance moderne, telle que : IGBT, MOSFET, GTO, etc. Cette technologie est développée à la fin des années 90 et est en train de se diffuser dans le monde entier, grâce à son coût compétitif et à sa plus grande simplicité. Cette technologie ne nécessite pas de réseau fort en amont et en aval (aucune nécessité de compenser le réactif par des moyens extérieurs) et elle est très intéressante pour acheminer par voie terrestre, l'énergie produite par les éoliennes en haute mer. En outre, les applications actuellement en cours sont relatives à des puissances inférieures à 350 MW (Gencoglu, Tor et Tanidir, 2011).

1.3.3 Configurations d'une transmission à courant continu sous plusieurs catégories

Les systèmes CCHT peuvent être classifiés en plusieurs catégories :

- 1) **La liaison monopôle** : dans une commune configuration (monopôle), une des bornes du redresseur est mise à la Terre, l'autre borne est reliée à une ligne de transmission. Le problème de cette configuration est :
 - le retour d'électrodes en eau de mer peut produire le chlore;
 - le courant non équilibré provoquant un champ magnétique (Kikuchi et al., 2010) ce qui en résulte des problèmes de navigation pour les bateaux passants au-dessus des câbles sous-marins.
- 2) **Transmission bipolaire** : c'est une transmission par deux conducteurs chacun à un potentiel par rapport à la terre avec une polarité opposée. Cette transmission a des avantages suivants :
 - moins d'effet sur l'environnement, et réduction des pertes (retour de la terre)
 - lorsqu'il y a un défaut sur une ligne, la moitié de puissance peut continuer à être transmise en utilisant les électrodes installées à chaque extrémité de la ligne, en plus de fonctionner comme le système mono-polaire.
- 3) Les liaisons dos-à-dos ``*back-To-back*``,
- 4) Les liaisons entre deux terminaux,
- 5) Les liaisons multi-terminales.

Nous allons à présent brièvement décrire chacune de ces catégories :

La liaison CCHT est constituée de trois éléments : un redresseur, une ligne de transmission à courant continu et un onduleur. Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles; c'est-à-dire, qu'ils peuvent échanger leur rôle (Thomas, Poullain et Benchaib, 2001) (figure 1.2) et ils sont majoritairement réalisés avec des IGBT. Ces systèmes de transmission de l'énergie électrique sont utilisés pour trois principales raisons :

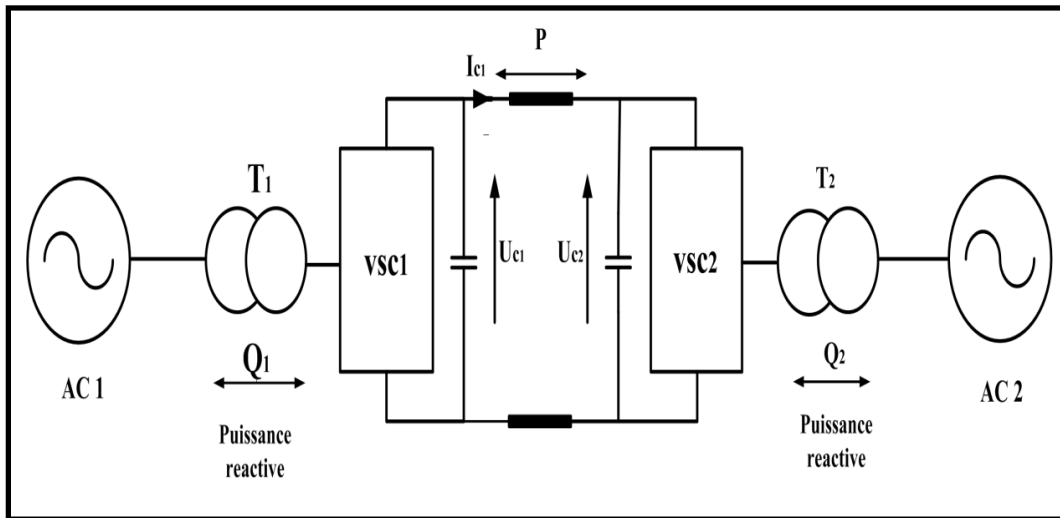


Figure 1.2 CCHT basé sur la technologie VSC avec des IGBT

- 1) Pour transporter des puissances très importantes sur des longues distances : le système CCHT permet de transporter, sur de longues distances, des puissances souvent très élevées pouvant atteindre des centaines de MW. Le coût élevé de l'électronique de puissance est compensé par deux avantages décisifs :
 - deux conducteurs sont nécessaires, au lieu de trois, en tension alternative ce qui peut compenser surtout pour les longues distances.
 - au-delà d'une certaine distance, les chutes de tension le long d'une liaison alimentée en courant alternatif sont trop importantes.
- 2) Changement de fréquence : la synchronisation de fréquence n'est pas prise en considération;
- 3) Contrôle du transfert de puissance : le contrôle du transfert de puissance entre deux parties d'un réseau électrique. Or, les équipements CCHT destinés à cette application ne comportent généralement pas de ligne de transmission, et les deux extrémités sont sur le même site ou dans le cas du CCHT dos à dos .

1.3.4 Systèmes CC dos à dos (*Back-to-Back*)

Dans un système de transmission de puissance dos à dos, le redresseur et l'onduleur sont d'une part localisés dans une même station et sont liés par une ligne continue de quelques mètres. D'autre part, ils sont reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série pour les convertisseurs CSC (Flourentzou, Agelidis et Demetriades, 2009)(figure 1.3). Ou d'un condensateur en parallèle pour les convertisseurs VSC (figure 1.4) (Xiaoguang et Guangfu, 2006).

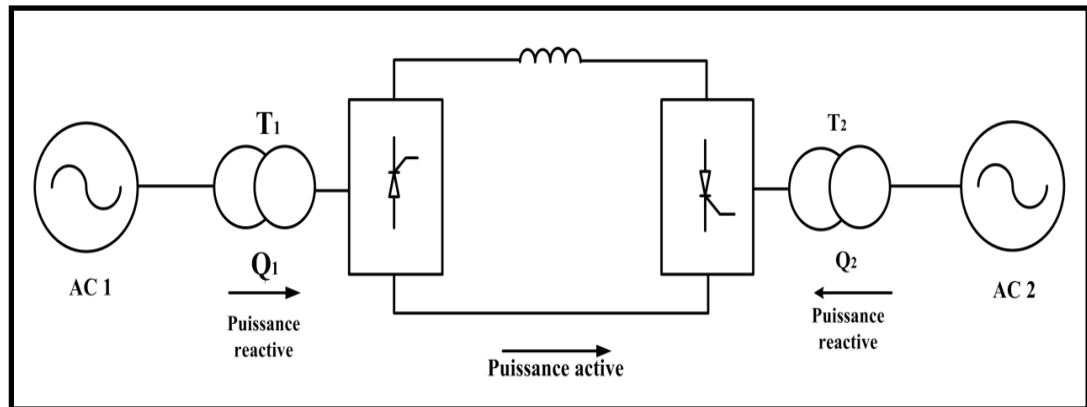


Figure 1.3 Système HVDC à base CSC

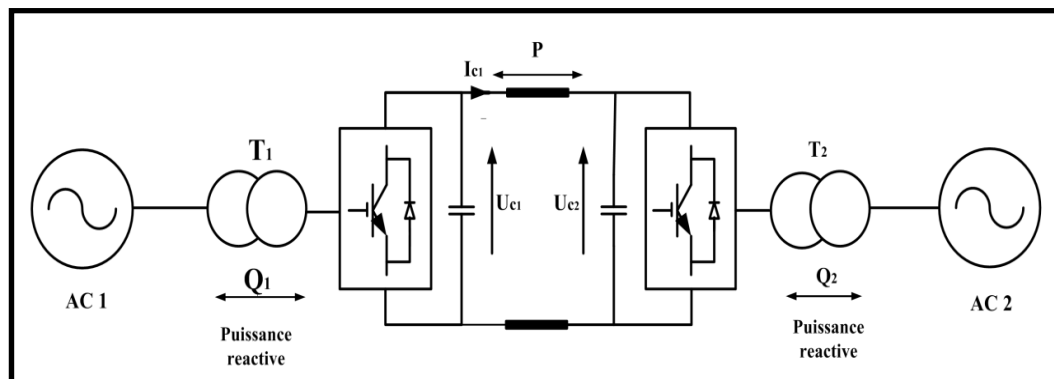


Figure 1.4 Système CC (dos-à-dos)

Cette catégorie de système est couramment utilisée pour interconnecter deux systèmes AC asynchrones, pouvant soit opérer à des fréquences nominales différentes, soit en mode sans synchronisation (Huang et al., 2003), en couplant deux réseaux de la même fréquence nominale. Au Québec, nous pouvons localiser la même technologie pour les interconnexions aux réseaux (SQEP, 1999) de Nouvelle-Angleterre, de New Yourk, du Nouveau-Brunswick et de l'Ontario.

1.3.5 Transmission de l'énergie à CC entre deux terminaux

Les transmissions CC entre deux terminaux peuvent être bipolaires ou mono-polaires. Une configuration mono-polaire est montrée dans la figure 1.5, elle utilise un seul conducteur et le chemin de retour est assuré par la terre ou par l'eau. Les considérations économiques conduisent souvent à privilégier ces systèmes dans le cadre de transmission par câble. Cette configuration peut aussi être la première étape dans la conception d'un système bipolaire. À la place d'un retour par la terre, un conducteur métallique à basse tension peut être utilisé lorsque la résistivité de la terre est trop importante, ou encore, lorsque les interférences avec des structures métalliques souterrains/sous-marines sont défavorables.

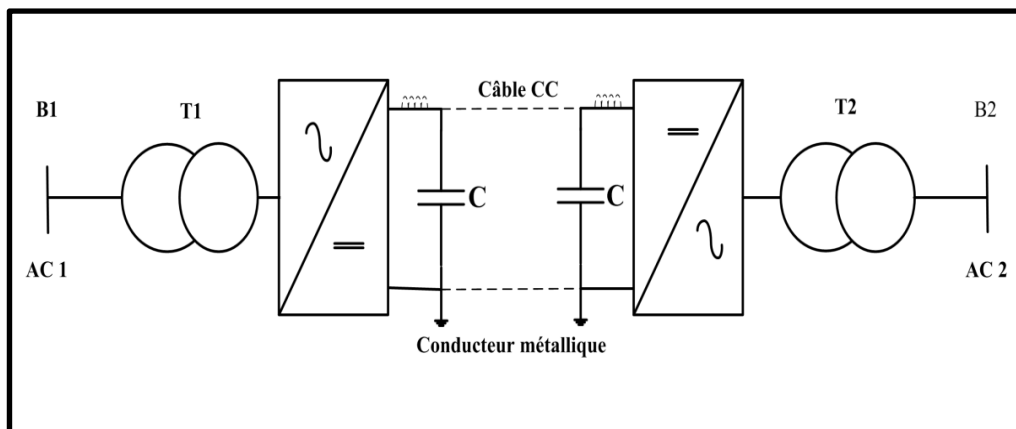


Figure 1.5 Configuration mono-polaire CSC ou VSC suivant la présence d'inductances ou de condensateurs

1.3.6 Transmission multi-terminale

Les liaisons multi-terminales (CCMT) pourraient être beaucoup plus attachantes, et ce, afin d'exploiter pleinement les avantages économiques et techniques de la technologie CCHT (Bakken et Faanes, 1997) (Long et al., 1985).

Les systèmes CCMT présentent trois configurations :

- 1) Liaisons parallèles;
- 2) Liaisons séries (utilisation des convertisseurs CSC uniquement);
- 3) Liaison hybride (série + parallèle).

La liaison parallèle est utilisée pour les stations de grande capacité et les convertisseurs opèrent tous à la même tension CC nominale (Lefebvre et al., 1991). Les connexions peuvent être soit radiales (figure 1.6) soit maillées (figure 1.7):

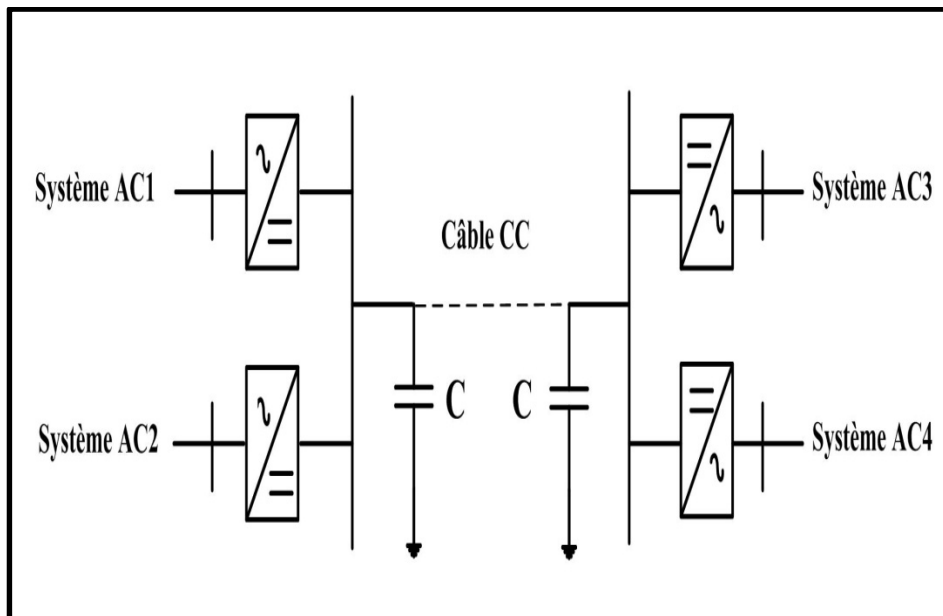


Figure 1.6 Connexion radiale

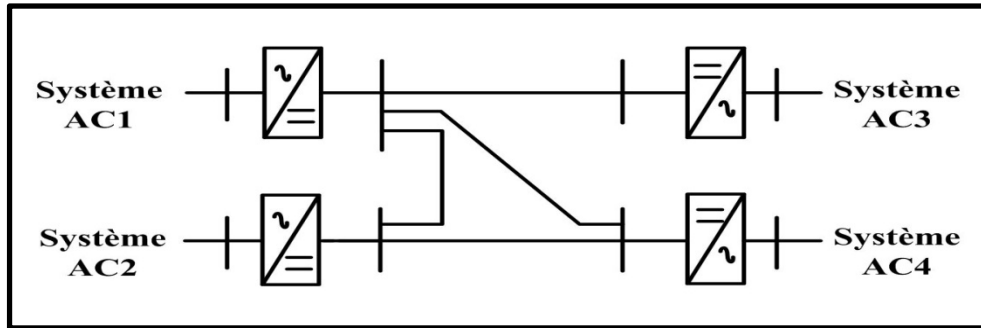


Figure 1.7 Connexion maillée

1.4 Convertisseur source de tension (VSC-HVDC)

Le système sous étude est composé d'un parc éolien comme source de puissance et un réseau infini, connecté à une ligne de transmission via deux condensateurs de lissage et de convertisseurs VSC.

La technologie de transmission VSC-HVDC est encore en évolution. Le premier parc offshore en VSC-HVDC a été installé dans la mer du Nord en 2005. Toutefois, cette application pour les parcs éoliens offshore reçoit beaucoup d'intérêt dans la recherche, ce qui peut offrir le contrôle de puissance et faire contrôler le flux en boucle. L'avantage major de la transmission VSC est sa capacité à contrôler indépendamment la puissance réactive dans les deux terminaux, ainsi la facilité de connecter plus de deux convertisseurs CC au même réseau. Par contre, les pertes en puissance et les coûts d'investissement sont plus élevés par rapport aux CCHT classiques.

La tension U_v côté réseau est proportionnelle à la tension continue après la conversion.

Où,

$$U_v(1) = K_u * U_d \quad (1.1)$$

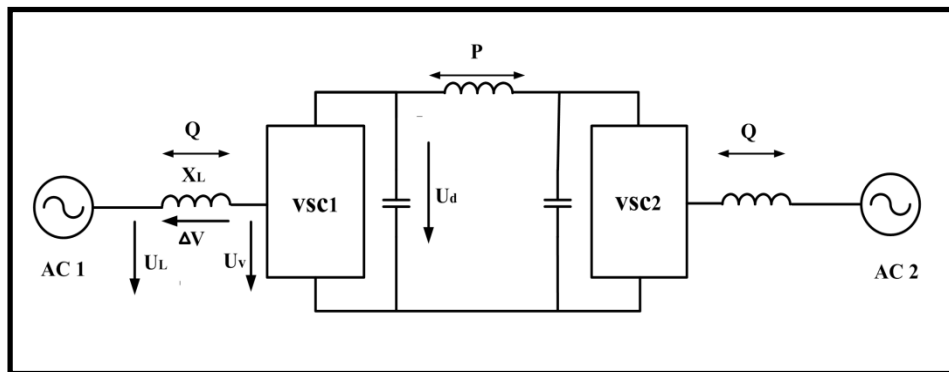


Figure 1.8 Schéma de transmission VSC-HVDC

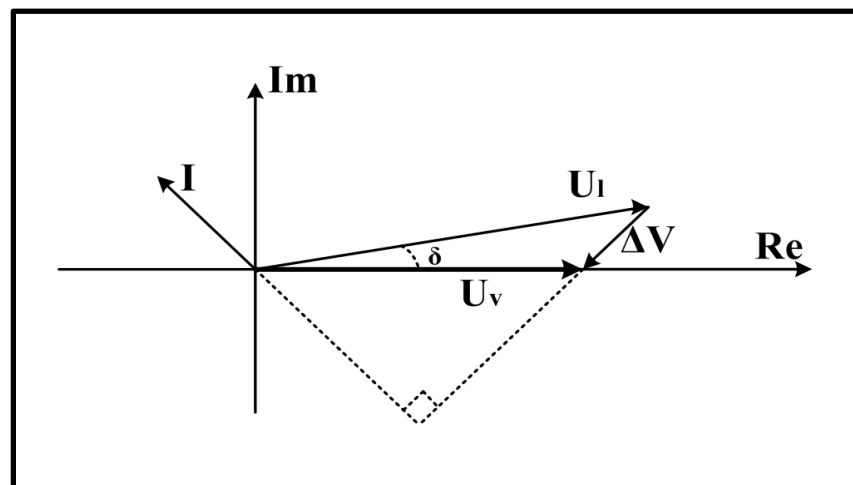


Figure 1.9 Diagramme de phase
Tirée de Flourentzou, Agelidis et Demetriades (2009)

À la fréquence fondamentale, la figure 1.9 montre le phaseur du système avec δ angle entre la tension phaseur U_1 et la tension U_v à la fréquence nominale. Selon les figures 1.8 et 1.9, nous pouvons présenter les puissances actives et réactives (P et Q) aux bornes du système AC sous la forme suivante (Flourentzou, Agelidis et Demetriades, 2009) :

$$P = U_1 \sin(\theta) \frac{U_v}{X} \quad (1.2)$$

$$Q = (U_1 \cos(\theta) - U_v) \frac{U_v}{X} \quad (1.3)$$

1.4.1 Topologies des convertisseurs

Il existe trois grandes catégories de topologie adaptée à la transmission en CC.

- 1) Topologie deux niveaux;
- 2) Topologie multi-diode serrée;
- 3) Topologie multi-condensateur flottante.

1.4.1.1 Topologie à deux niveaux

Cette topologie, qui est caractérisée par une large gamme de niveaux des puissances, peut même dépasser 50 MVA. Comme application, elle est utilisée pour compenser la puissance réactive. Pour améliorer la qualité de la production, les interrupteurs sont contrôlés par la modulation de largeur d'impulsion (MLI) et les pertes de commutation sont réduites à un niveau plus bas (Flourentzou et Agelidis, 2007). La figure 1.10 montre une phase à deux niveaux.

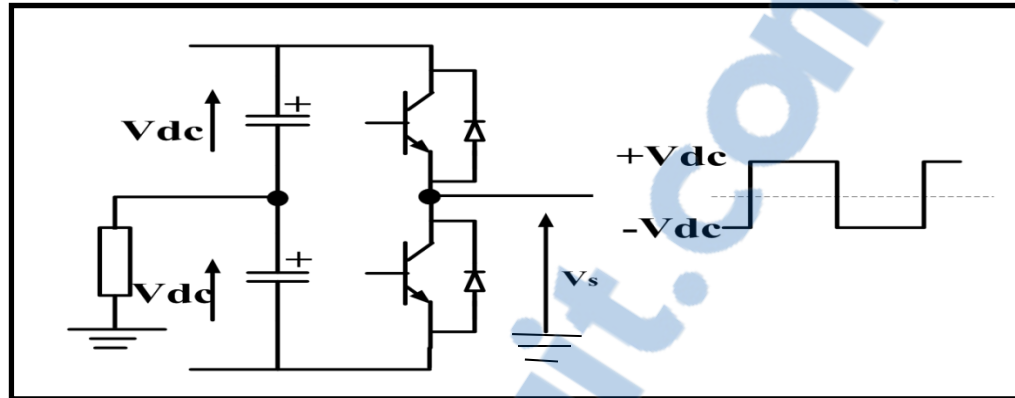


Figure 1.10 Une phase d'un convertisseur à deux niveaux

Avantages et Inconvénient de la topologie à deux niveaux

Parmi les avantages de ce type de topologie, nous citons :

- circuit simple;
- des petits condensateurs à courant continu;
- faible encombrement.

L'inconvénient majeur de cette topologie est la tension de blocage élevée des semi-conducteurs.

1.4.1.2 Convertisseur multi-niveaux (diode serrée)

Il utilise un certain nombre de condensateurs à courant continu en série et des diodes supplémentaires, (la Fig. 1.11 montre une phase de circuit à trois niveaux). La modélisation de largeur d'impulsion sert pour contrôler les interrupteurs et peut être utilisée pour améliorer le rendement et la qualité des signaux (Hosseini et Sadeghi, 2011).

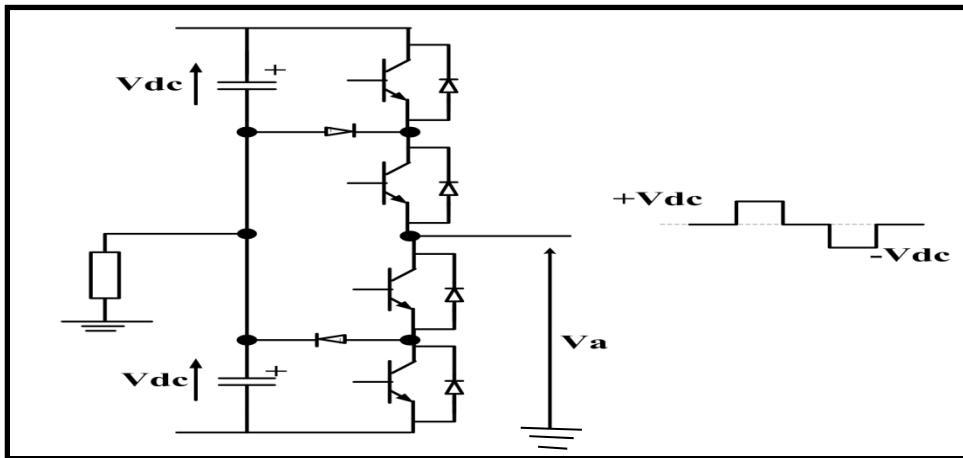


Figure 1.11 Convertisseur à trois niveaux (Diode serrée)

Avantages de la technologie à multi-niveaux

Les avantages de la topologie à multi-niveaux (diodes serrées) sont :

- raisonnablement petits condensateurs à courant continu;
- faible encombrement;
- bonne forme d'onde CA.

Inconvénients de la topologie multi-niveaux

Par contre, les inconvénients sont :

- la difficulté de stabiliser les tensions CC du condensateur;
- la complexité des circuits augmente en fonction du nombre de niveaux.

1.4.1.3 Topologie des condensateurs flottante

La topologie des condensateurs flottants (Meynard et Foch, 1992; Xiaomin, Corzine et Familiant, 2002) à courant continu (figure 1.12), ne possède pas des diodes supplémentaires, son circuit est relativement simple et ayant de bonne forme d'onde.

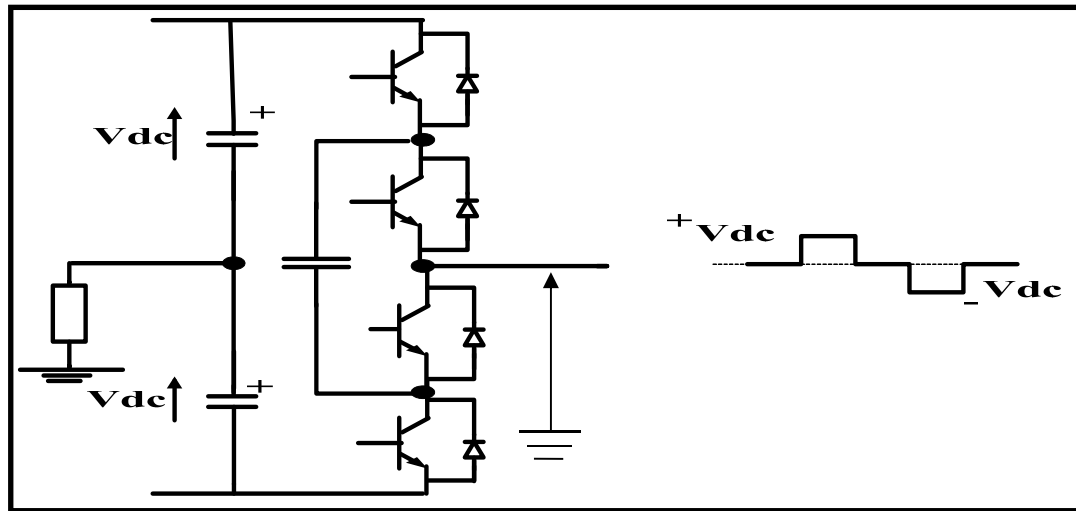


Figure 1.12 Topologie à trois niveaux (Condensateur flottante)

1.5 Source d'énergie renouvelable éolienne

1.5.1 Introduction

En 2010, la production d'électricité d'origine renouvelable, dans le monde, atteint 4158.5 TWh, correspondant à 19.6 % de la production mondiale en électricité. Dans la même année, l'énergie éolienne atteint 1.6 % de la production mondiale et 8.3% de la production électrique d'origine renouvelable en 2010 (énergies-renouvelables, 2011).

Cette énergie est produite à partir du vent qui est inépuisable, ce vent est dû indirectement à l'ensoleillement et la différence de la température. L'énergie récupérée par la turbine fait tourner le rotor de la machine. Ensuite, un convertisseur d'énergie mécanique (réducteur) réduit la vitesse de la turbine ainsi que la machine électrique travail selon le mode d'application, synchrone ou asynchrone.

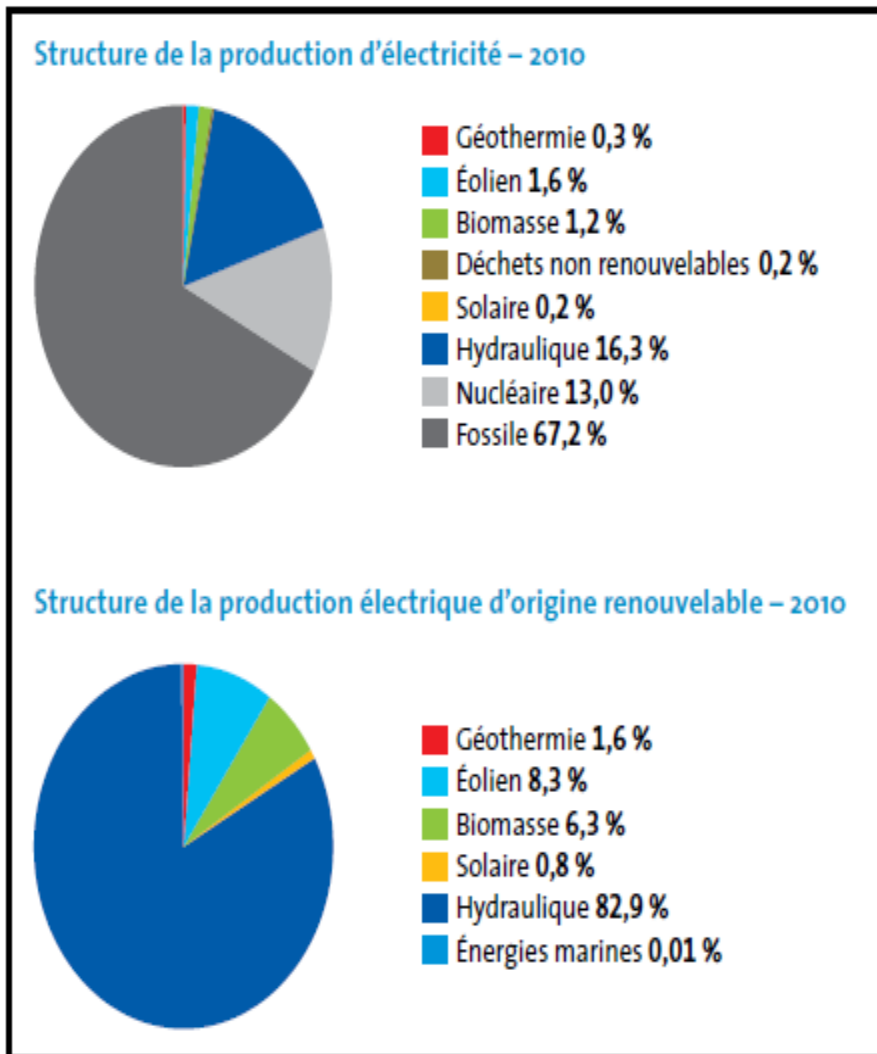


Figure 1.13 Différentes structures de production
électriques en 2010
Tirée de l'énergies-renouvelables (2011)

Tableau 1.1 Production électrique par source et la structure par origine renouvelable en 2010
Tirée de l'énergies-renouvelables (2011)

Production électrique par source							
TWh	2000	2007	2008	2009	2010	TCAM 00/10	TC 09/10
Géothermie	52,1	62,7	65,5	67,4	68,6	2,8 %	1,8 %
Eolien	31,4	171,7	219,8	274,6	344,8	27,1 %	25,5 %
Biomasse	133,8	220,2	220,8	247,0	263,2	7,0 %	6,5 %
dont biomasse solide	101,2	157,6	155,4	174,2	186,1	6,3 %	6,9 %
dont biogaz	13,1	29,0	31,1	37,4	40,5	11,9 %	8,3 %
dont biomasse liquide		3,3	3,4	4,8	5,1	91,0 %*	5,3 %
dont déchets municipaux	19,4	30,4	30,8	30,6	31,5	4,9 %	2,8 %
Déchets non renouvelables	34,7	38,2	38,7	40,1	39,0	1,2 %	-2,8 %
dont déchets industriels	15,8	11,2	11,3	12,7	10,7	-3,9 %	-16,1 %
dont déchets municipaux	18,9	27,1	27,5	27,4	28,3	4,1 %	3,4 %
Solaire	1,3	7,9	12,7	21,2	33,2	38,1 %	56,4 %
dont photovoltaïque	0,791	7,2	11,8	20,2	31,6	44,6 %	56,6 %
dont thermodynamique	0,526	0,685	0,899	1,0	1,6	11,5 %	51,8 %
Hydraulique	2 696,4	3 153,4	3 278,6	3 328,8	3 448,2	2,5 %	3,6 %
dont turbinage-pompage	78,4	84,9	79,7	76,1	79,9	0,2 %	5,1 %
Energies marines	0,605	0,549	0,546	0,530	0,554	-0,9 %	4,5 %
Nucléaire	2 590,6	2 719,2	2 730,8	2 697,5	2 754,3	0,6 %	2,1 %
Fossile	9 910,3	13 482,0	13 651,6	13 421,6	14 246,4	3,7 %	6,1 %
Total renouvelable	2 915,7	3 616,5	3 797,8	3 939,5	4 158,5	3,6 %	5,6 %
Total conventionnel	12 535,7	16 239,5	16 421,0	16 159,2	17 039,6	3,1 %	5,4 %
Total production	15 451,3	19 855,9	20 218,9	20 098,7	21 198,1	3,2 %	5,5 %
Part renouvelable	18,9 %	18,2 %	18,8 %	19,6 %	19,6 %		

*TCAM 01/10

Structure de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2010		
SOURCE	TWh en 2010	% 2010
Hydraulique	3 448,2	82,9 %
Éolien	344,8	8,3 %
Biomasse	263,2	6,3 %
Géothermie	68,6	1,6 %
Solaire	33,2	0,8 %
Énergies marines	0,554	0,01 %
Total	4 158,5	100,0 %

Une analyse détaillée sur la production d'énergie éolienne dans la période de 2000-2010 selon le rapport de GWEC à montrer que cette énergie atteinte 27.1% par an, en moyenne, d'après le diagramme suivant :

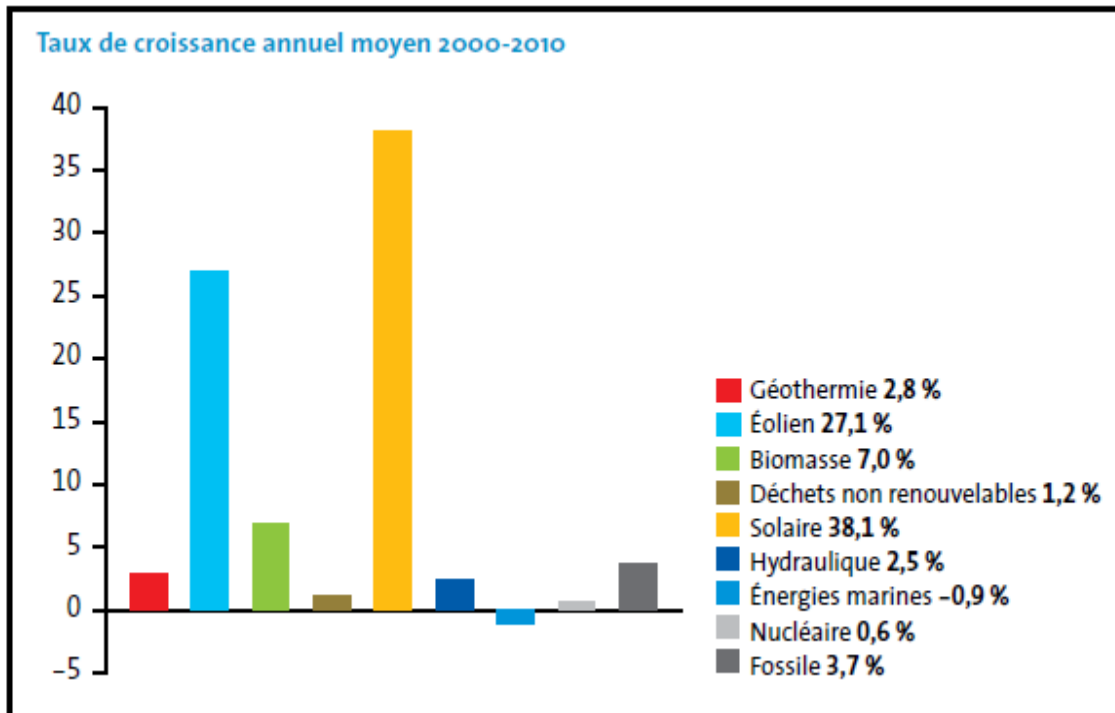


Figure 1.14 Taux de croissance annuel de différent système de production d'énergie
Tirée de l'énergies-renouvelables (2011)

Le Canada, en 2011 est devenu le neuvième pays producteur d'énergie éolienne au monde, selon l'Association Canadienne de l'Énergie Éolienne (ACÉÉ). En effet, il produit environ 5300 MW. Néanmoins, mais la chine passe, en même année, au premier rang des producteurs d'énergie éolienne au monde, selon les statistiques du GWEC (ACTU-environnement, 2011).

1.5.2 Faisabilité de parc éolien offshore

La faisabilité est une étape indispensable avant l'installation. Elle assure que le projet est réalisable, prenant en compte la distance entre les éoliennes qui seraient espacées de plusieurs centaines de mètres. Les principales étapes de faisabilité sont énumérées comme suit :

1.5.2.1 Étude technique

Cette étude peut être réalisée avec l'engagement de tous les acteurs locaux, ainsi que l'étude de vent, le raccordement électrique, les fondations, l'orientation et le nombre des machines à installer, afin d'extraire le maximum de puissance.

1.5.2.2 Étude d'impact

L'étude de l'impact est la phase amont de développement d'un parc éolien, elle évalue l'impact environnemental, qui est nécessaire à la demande d'occupation maritime : des zones maritimes réglementées, des parcs naturels marins où des zones de navigations.

1.5.2.3 Financement et la maintenance

Le coût de l'investissement et de la maintenance varie selon la taille, la profondeur d'eau et l'emplacement du parc éolien offshore. Le parc éolien a besoin d'un centre de surveillance, de suivi et d'entretien.

1.5.3 Principe de fonctionnement

Les turbines éoliennes produisent de l'énergie en convertissant l'énergie cinétique produite par les pales en une énergie mécanique appliquée sur l'arbre du rotor. Or, ce dernier capte

l'énergie du vent puis entraîne le générateur qui produit l'énergie électrique. Un schéma de principe est illustré dans la figure 1.15 (WIKIPEDIA, 2009).

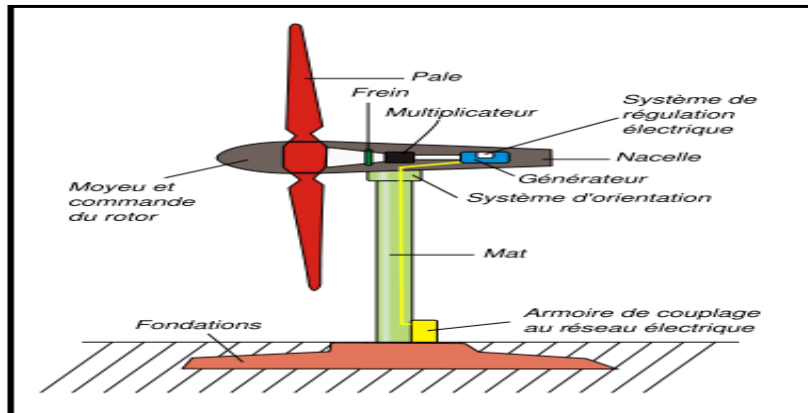


Figure 1.15 Schéma principe d'éolienne à axe vertical
Tirée de WIKIPEDIA (2009)

1.5.4 Mise en service d'éolienne

Les turbines sont fiables et ayant une exploitation élevée de l'ordre de 98 % de l'énergie électrique. Néanmoins, faire transporter l'énergie électrique fournie par les éoliennes est un processus très compliqué. Les turbines entraînent parfois l'instabilité de réseau. Cette instabilité peut être limitée en utilisant les systèmes de contrôle permettant la synchronisation entre les différentes sources d'énergie du système, le transport et la distribution.

La quantité d'énergie électrique produite par une turbine dépend de son type, de sa taille ainsi que son emplacement.

Dans le cas des vitesses du vent supérieures à 25 m/s, les anciennes turbines s'arrêtent progressivement, afin de ne pas causer une surcharge ou des défaillances de matériels. En outre, les dernières générations d'éoliennes sont bien contrôlées en changeant l'angle de calage en cas de vent très fort, ce qui garantit une continuité de production d'électricité.

1.5.5 Types des turbines éoliennes

Dans le domaine de la conversion d'énergie éolienne en énergie électrique, les technologies de la turbine d'éolienne utilisées sont généralement réparties en deux catégories, selon l'axe de sa rotation (vertical ou horizontal).

1.5.5.1 Turbines éoliennes à axe vertical

Les turbines éoliennes à axe vertical (EDILEC, 2012) (figure 1.16) ont un axe de rotation vertical par rapport au sol. En effet, ces turbines ayant un fort couple de démarrages et tournant à faible vitesse n'ont pas besoin d'orientation en fonction de la direction du vent. Néanmoins, ce type d'éoliennes présente plusieurs inconvénients tels que : les problèmes mécaniques, la nécessité d'un dispositif de démarrage, rendement aérodynamique inférieur aux axes horizontaux et C_p nécessite l'optimisation de la vitesse de rotation, par rapport à la vitesse du vent.



Figure 1.16 Turbine à axe vertical
Tirée d'EDILEC (2012)

1.5.5.2 Turbines éoliennes à axe horizontal

Ces turbines sont plus dominantes aujourd'hui en bipale ou tripales comme la montre la figure 1.17. L'avantage de ce type est que, dans les fortes puissances, on évite l'orientation de système mécanique. D'un autre côté, l'inconvénient réside dans la fatigue agrandissant due aux fréquentes oscillations liées au changement de la direction du vent.

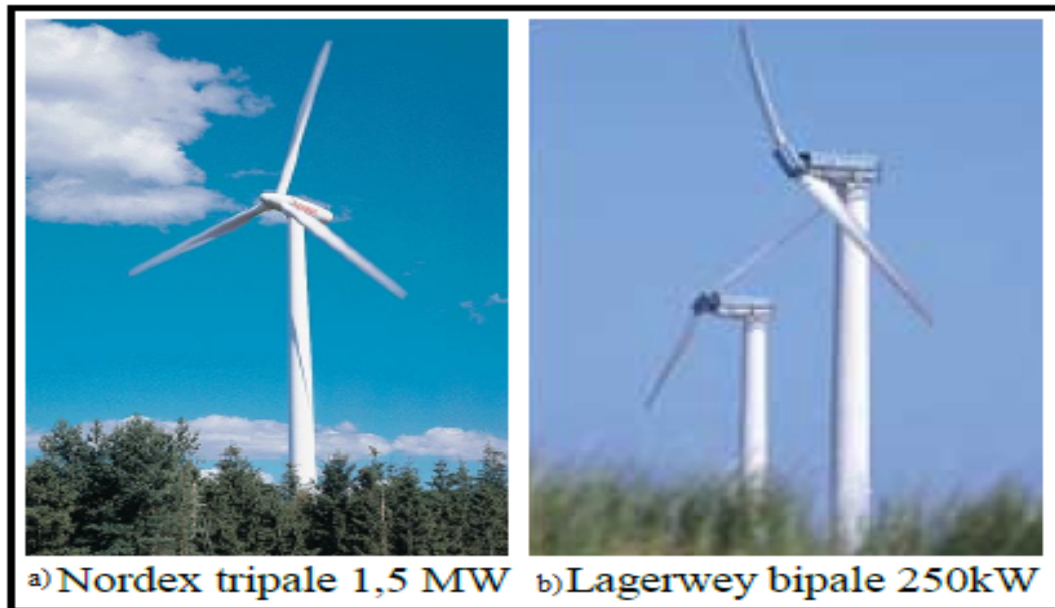


Figure 1.17 Turbines éoliennes à axe horizontales a) tripales b) bipales

Le tableau (1.2) propose une classification des turbines éoliennes selon le diamètre de leurs hélices et la puissance délivrée.

Tableau 1.2 Classification des turbines éoliennes

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	< 40 KW
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 KW à 999 KW
Grande	46 m et plus	1.0 MW et plus

1.6 Machines électriques

Plusieurs machines électriques sont utilisées pour produire l'énergie électrique d'origine éolienne. Premièrement, une étude bibliographique sur les éoliennes a été élaborée grâce aux diverses références. Deuxièmement, une étude comparative entre les machines synchrones et leurs avantages et inconvénients. Finalement, une présentation de modèle de machine synchrone qui a été proposé. Dans ce qui suit, nous présentons une analyse et principe de fonctionnement.

L'étude bibliographique présente une étude générale sur les machines synchrones/asynchrones et leur principe de fonctionnement.

La machine asynchrone a vu son apparition dans les dernières années du 19^{ème} siècle, mais rarement utilisée, à cause de l'auto excitation. En plus, le générateur a besoin de l'énergie réactive. Dans ce sens, plusieurs recherches ont été basées sur la régulation et l'auto-excitation de la machine asynchrone.

1.6.1 Principe de fonctionnement d'un générateur asynchrone

Toute machine qui produit l'énergie électrique est tournante en vitesse asynchrone. L'énergie mécanique produite par le rotor est récupérée par le stator. Dans les générateurs asynchrones, le couple et le courant influencent le mode de fonctionnement de la machine. En effet, lorsqu'il y a une discontinuité de courant et couple, la machine asynchrone passe du mode

moteur à celui de générateur. À cause du glissement, la machine change de sens de rotation c'est-à-dire tourne plus vite que la vitesse de synchronisme.

Les différents générateurs asynchrones :

1.6.1.1 Générateur asynchrone à rotor bobiné (WRIG)

Ce générateur peut être magnétisé par le stator comme par le rotor et la tension appliquée à ce dernier peut être commandée par un convertisseur de puissance (figure 1.18) (Zhang, Tseng et Nguyen, 2008).

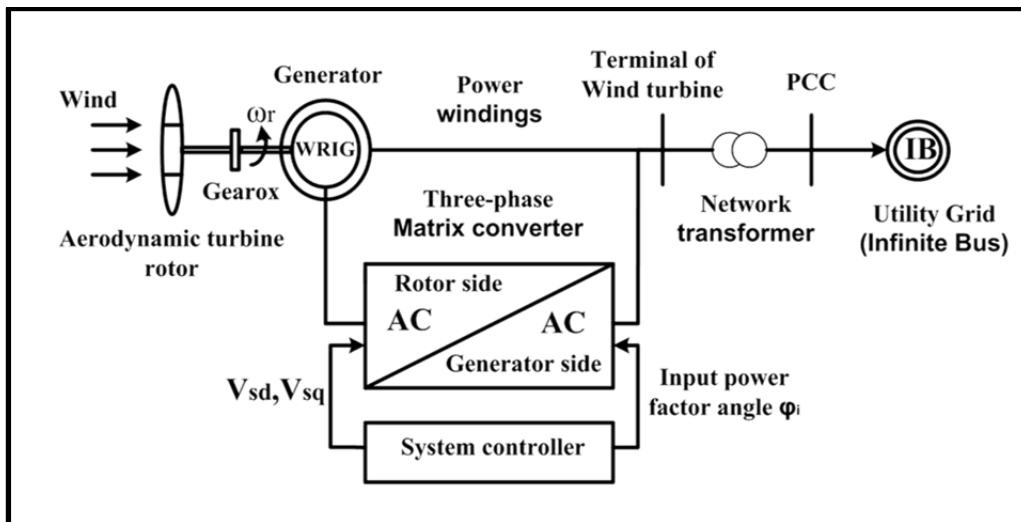


Figure 1.18 Générateur asynchrone à rotor bobiné
Tirée de Zhang, Tseng et Nguyen (2008)

1.6.1.2 Générateur asynchrone à cage d'écureuil (SCIG)

Ce générateur est beaucoup utilisé dans les éoliennes en raison de sa robustesse, de son faible coût, de l'absence de balais-collecteurs ainsi que de la simplicité de la configuration de son système qui permet de limiter le coût d'entretien de la machine. L'inconvénient de ce

générateur réside dans sa demande de puissance réactive qui est compensée par la connexion des condensateurs en parallèle avec le générateur (figure 1.19).

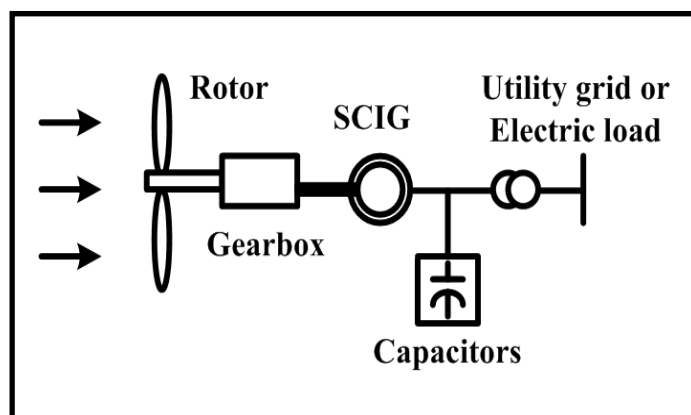


Figure 1.19 Éolienne à base de générateur asynchrone à cage d'écurie

1.6.1.3 Générateur asynchrone à double alimentation

C'est un générateur à forte croissance dans le secteur des turbines éoliennes qui a un stator relié directement au réseau ainsi que le rotor est connecté à un convertisseur de source de tension (figure 1.20) (Yi et al., 2010). Les avantages de la machine MADA sont : sa capacité de découpler la commande des puissances actives et réactives, et d'échanger avec le réseau la puissance réactive pour commander la tension (Feltès et Erlich, 2007). En effet la MADA permet un fonctionnement en génératrice hypo-synchrone et hyper-synchrone. Mais son inconvénient, réside dans la présence des balais et bagues.

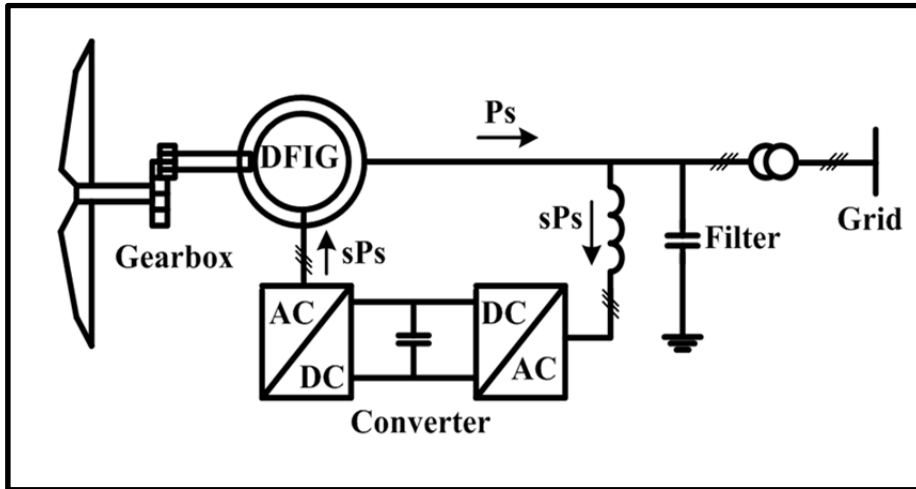


Figure 1.20 Système de la machine MADA

1.6.2 Principe de fonctionnement d'un générateur synchrone

Machine synchrone : est une machine qui tourne à la vitesse de synchronisme, sachant que son champ magnétique du rotor doit être généré par le circuit d'excitation ou par aimants. Cela signifie que le champ magnétique est fixé par rapport au rotor dans l'état permanent qui impose une vitesse de synchronisation. À mentionner aussi que, la vitesse synchrone d'un générateur est fonction du nombre de pôles et la fréquence d'alimentation de la machine.

La machine synchrone possède deux modes de fonctionnement, mode génératrice, qui produit le courant électrique, et mode moteur qui fait tourner le rotor.

La puissance de la machine varie de quelques Watts pour les moteurs jusqu'à plusieurs mégawatts pour les générateurs de grandes puissances. On distingue deux grandes parties dans la machine : d'une part, le stator, qui est une armature fixe et portant des enroulements triphasés en produisant un champ magnétique, créant ainsi un couple électromécanique. D'une autre part, le rotor mobile qui tourne à l'intérieur du stator et génère le champ d'induction. Cependant, il existe trois types de rotor : les rotors à aimant permanent, les rotors bobinés à pôles lisses, et les rotors bobinés à pôles saillants.

1.6.2.1 Machine à pôle lisse

L'enroulement inducteur dans les machines à pôles lisses est placé dans des encoches suivant l'axe de machine. Cette méthode donne un système mécanique équilibré. Les machines à pôles lisses sont utilisées en grandes vitesses (1200 à 3000 tours/minute) avec des turbines à vapeur.

1.6.2.2 Machine à pôles saillants

Les rotors dans ces machines comportent une roue sur laquelle sont fixés des noyaux magnétiques, séparés physiquement et entourés d'une bobine. Ces machines sont adaptées à l'entraînement par turbine hydraulique par diesel ou par turbine éolienne. Cette machine est la base de la production d'énergie dans notre mémoire.

1.6.2.3 Machine synchrone à aimant permanent

La figure 1.21 (Thongam et al., 2010), montre le système complet d'une éolienne à base de générateur synchrone à aimant permanent, son rotor se compose d'aimants permanents. Ainsi, pour produire du courant, l'éolienne fait tourner le rotor : en tournant son champ magnétique, ce dernier induit un courant électrique dans les bobines du stator.

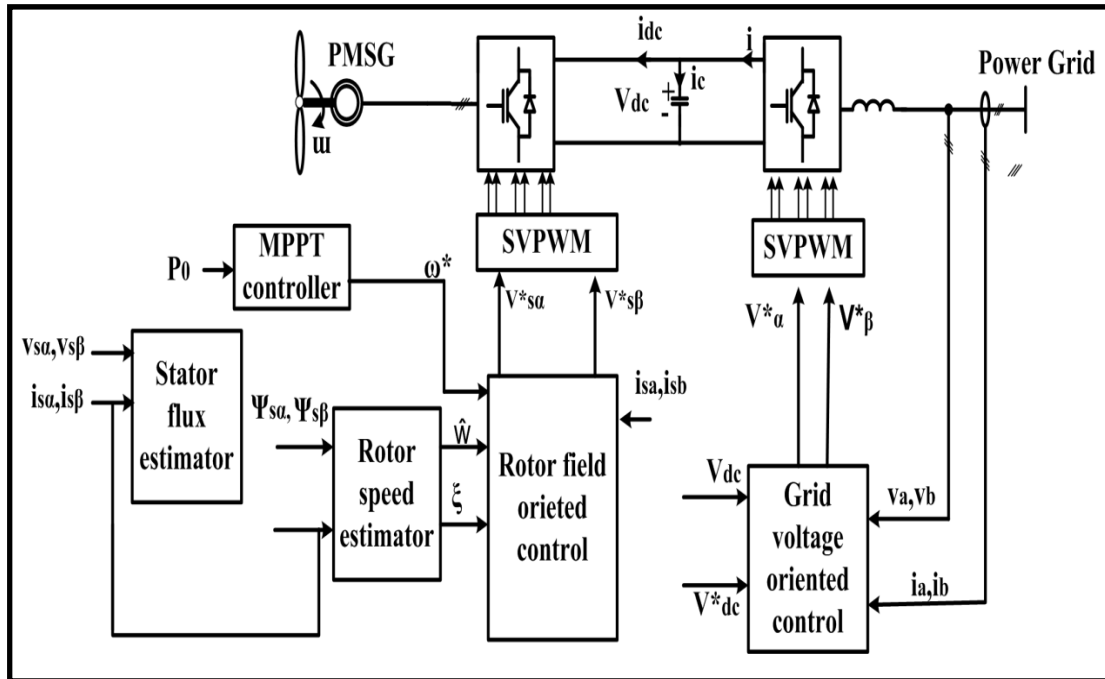


Figure 1.21 Schéma principe de l'éolienne relié au réseau par l'intermédiaire du système de conversion et du contrôle

1.7 Taux de pénétration du vent

Le taux de pénétration (Liew et Strbac, 2002), est relié à la puissance produite par le générateur et la puissance totale du système (P_{wind}/P_{total}). Il détermine les composants et la commande du système, ainsi que le pourcentage de la génération produite par les éoliennes.

1.8 Carte conceptuelle du système VSC-HVDC offshore

Nous avons conçu le système par une carte conceptuelle qui contient des différentes sources d'énergies. Le cheminement tracé du système respecte bien le principe «pour le bien et pour le prix »

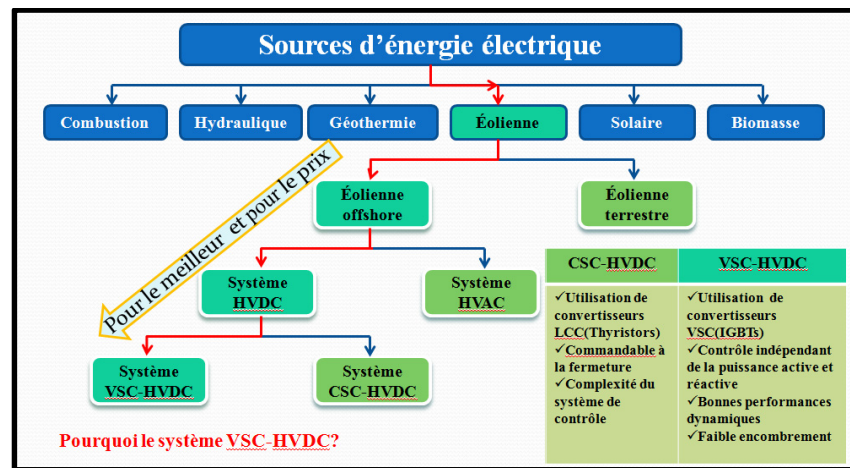


Figure 1.22 Carte conceptuelle du système VSC-HVDC offshore

À la fin de cette carte nous avons choisi le système VSC-HVDC offshore qui répond aux exigences de la génération d'énergie du parc éolien et de la transmission aux longues distances.

1.9 Conclusion

Dans le contexte de la production d'énergie électrique d'un parc éolien offshore et la transmission VSC-HVDC, nous avons fait plusieurs recherches bibliographiques de différentes topologies de système de la transmission haute tension à courant continu ainsi que des différentes génératrices utilisées dans les turbines éoliennes. Par conséquent, ceci nous a amenés à choisir le système VSC-HVDC, d'un côté à base d'IGBT en trois niveaux à point neutres calés, dans la transmission d'énergie électrique et la machine synchrone à pôle

saillant dans la génération d'énergie. Dans l'autre côté, la simplicité et l'efficacité du système à trois niveaux et la robustesse de la machine synchrone dans la production d'énergie et surtout dans la mer, font ensemble la principale raison de notre choix.

Aussi dans ce chapitre, nous avons mentionné les caractéristiques techniques, économiques et environnementales des formes de transmission et de production d'énergie électrique ainsi que les formes d'énergie renouvelable les plus utilisées dans le monde. L'évolution rapide du secteur d'énergie et sa mondialisation sont fortement associées aux problèmes d'environnement résultant de l'utilisation de cette énergie.

Finalement, les dernières tendances des développements dans le système de production d'énergie éolienne marine (offshore) et la transmission avec le VSC-HVDC à trois niveaux à base d'IGBT sont aussi présentées dans ce travail.

CHAPITRE 2

HVDC LIGHT

2.1 Introduction

HVDC Light, est une nouvelle génération de liaison haute tension à courant continu (CCHT) (Weimers, 1998) utilisant des convertisseurs électroniques à source de tension commandée en modulation de largeur d'impulsions (MLI) en haute fréquence à l'aide des transistors bipolaires à grille isolée «IGBT». Ce dispositif garantit un réglage rapide et indépendant des puissances actives et réactives (figure 2.1) (Jie et al., 2010).

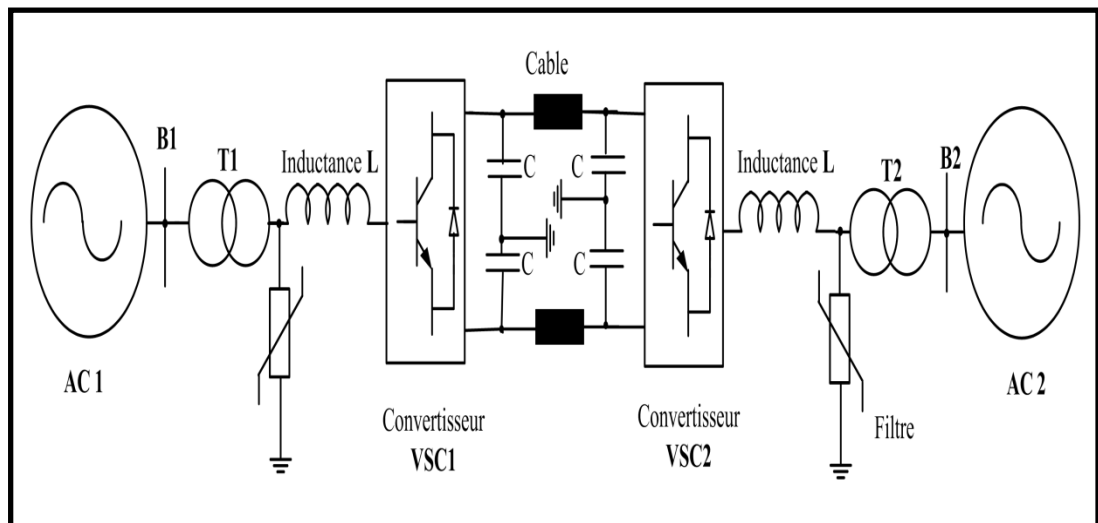


Figure 2.1 Schéma de transmission HVDC

HVDC Light permet de transmettre également la puissance souterraine ou sous-marine, aussi sur les longues distances. Il offre de nombreux avantages environnementaux, y compris l'invisibilité des lignes électriques, les champs électromagnétiques neutres, câbles sans huile (câble sec) et stations de conversion compacte.

Les caractéristiques de station de la conversion HVDC Light (Figure 2.2) et plages de puissance en configuration symétrique unipolaire sur liaisons câblées (ABB, 2009) sont montrées en figure 2.2.

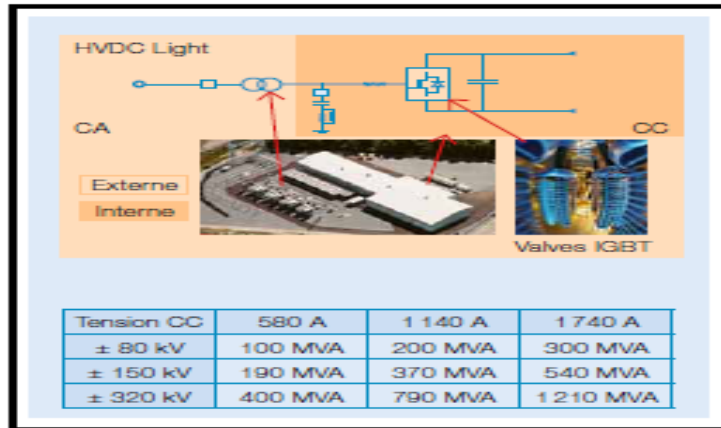


Figure 2.2 HVDC Light et plages de puissance
Tirée d'ABB (2009)

2.2 Parc éolien et HVDC Light

L'exploitation d'un parc éolien connectée à un système VSC-HVDC Light diffère de celle de parc éolien relié par la transmission CA, c'est une très bonne solution dans les grandes distances et surtout lorsque les défauts survenant sur les lignes à CA, ne perturbent pas les aérogénérateurs, tout comme les défauts se produisant dans le parc éolien ne dégradent pas les performances du réseau à CA.

2.3 Stabilité de HVDC Light

HVDC Light fait maintenir le synchronisme des activités du réseau en contrôlant l'augmentation ou la réduction rapide de puissance. En phase de défaut, le flux de puissance peut être suffisamment retardé par l'inversion immédiate du transfert pour limiter l'accélération du rotor. De même, cela peut améliorer la stabilité transitoire en obligeant les

convertisseurs de fournir un complément d'énergie réactif, et corriger la tension après l'élimination de défaut.

2.4 Éléments de HVDC Light

Les systèmes HVDC Light sont composés des liaisons entre plusieurs éléments (Sources de puissance (éolienne), transformateurs, filtre, convertisseurs, lignes de transmission, charges, et réseau). Par conséquent, nous pouvons les décrire comme un ensemble d'interconnexions entre des quadripôles. Seuls les transformateurs sont situés à l'extérieur du bloc de conversion, mais les composants ne sont pas tous affichés. Dans le côté du CC, on doit prendre en considération l'inductance qui réduit les harmoniques, généralement très petites, mais elle influe le taux de changement de courant, donc sur la dynamique à CC.

2.4.1 Transformateur

Le transformateur est un élément important dans un système CCHT. Les transformateurs sont des convertisseurs qui permis de modifier les valeurs de la tension et l'intensité, aussi présentent des pertes élevées, en raison des courants harmoniques ils sont soumis, à des niveaux élevés de vibration causés par la base en raison de petits composants du courant continu. Souvent, les transformateurs sont équipés d'un chargeur de prises pour augmenter la gamme de puissance réactive.

2.4.2 Réactances en phase

La réactance en phase constitue l'élément très important dans la modélisation VSC-HVDC du côté CA du convertisseur. C'est un grand, élément inductif avec une faible résistance. Son but est de contrôler la puissance active et réactive. En outre, il empêche les signaux hauts fréquence de propager vers le transformateur. La taille de la réactance en phase détermine le comportement dynamique du côté CA du convertisseur.

2.4.3 Condensateurs CC

Les condensateurs à courant continu stabilisent la tension côté convertisseur à CC. Ils sont des éléments les plus importants dans le circuit à CC : Ils stockent l'énergie, pour le bon fonctionnement de VSC-HVDC. La tension continue est maintenue dans une fourchette étroite en cas de charge ou décharge des condensateurs. De même, leur taille détermine le comportement dynamique du circuit CC. C'est pourquoi ils sont importants pour la modélisation dynamique des systèmes CCHT.

2.4.4 Convertisseurs d'électronique de puissance

La plupart des systèmes de génération d'énergie exigent l'utilisation de l'électronique de puissance pour la conversion et la commande d'énergie électrique. En outre, les circuits d'électroniques de puissance peuvent fournir des services supplémentaires pour la stabilité et la qualité de l'énergie du réseau. Ainsi, ces systèmes représentent une technologie clé de l'avenir, permettant de faire face aux défis des réseaux de distribution d'électricité.

Les convertisseurs sont introduits même dans les installations d'éoliennes dans l'objectif d'adhérer la faible vitesse du rotor et la fréquence de réseau. Afin de respecter les normes des réseaux électriques, le convertisseur doit assurer le contrôle de la puissance active et réactive, le filtrage des harmoniques et des défauts. Aujourd'hui, les convertisseurs à grande échelle typiquement utilisées dans les cas des entraînements directs des générateurs synchrones (Alepuz et al., 2010), et les générateurs à induction en double alimentation (MADA) (Duan, Zhang et Zhang, 2010), sont généralement de type source de tension sous forme dos-à-dos (CA/CC/CA) (figure 2.3).

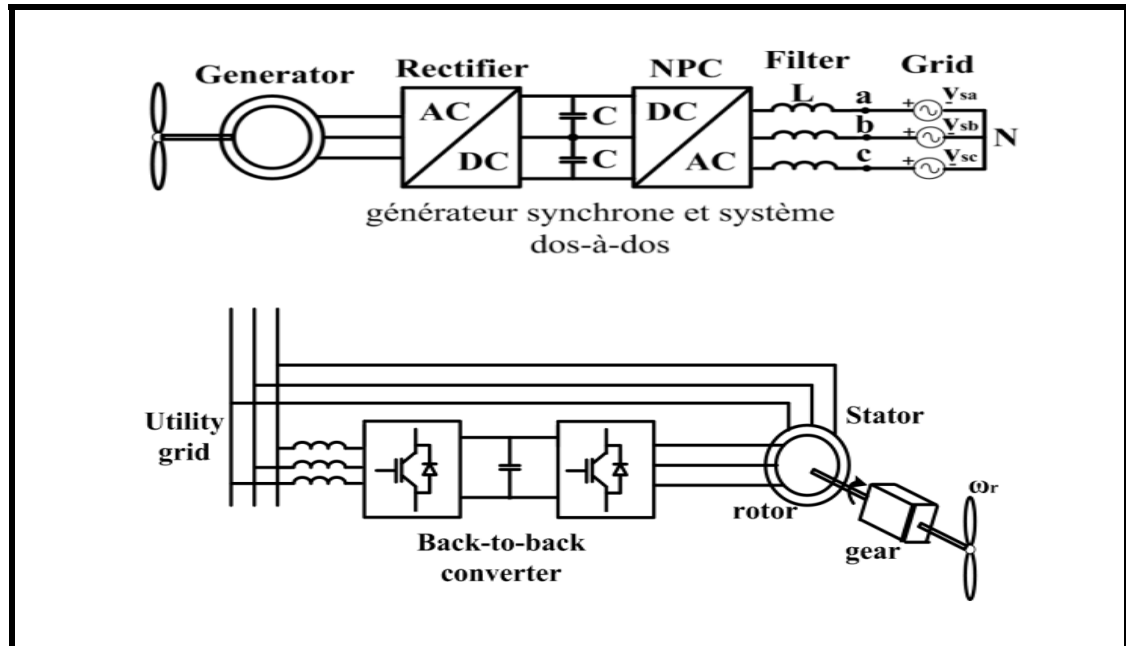


Figure 2.3 Éolienne et système dos-à-dos (CA/CC/CA)

2.4.5 Ligne de transmission sous-marine

Les câbles sous-marins (Figure 2.4) ont des structures complexes consistantes de plusieurs couches : Conducteur, isolant, gaine, et armatures (ABB, 2011).



Figure 2.4 Câble HVDC en polymère
Tirée d'ABB (2009)

La technologie sous-marine en courant alternatif est bien établie pour des longueurs de ligne qui peuvent aller jusqu'à quelques dizaines de kilomètres, même si cette solution est actuellement utilisée seulement en cas exceptionnels en raison de son coût très élevé; la technologie sous-marine en courant continu est bien établie pour des longues distances. Cette technologie est aussi utilisée pour connecter des réseaux électriques à des fréquences différentes ou sans synchronisme.

La modélisation des lignes à courant continu a besoin d'une étude détaillée, dans le but de définir :

- a) le schéma de la liaison en CC;
- b) le niveau de tension en CC.

Dans a) et b) le schéma de la liaison en CC et le niveau de tension sont normalement définis de façon à :

- garantir un niveau de fiabilité en dessus d'un seuil préfixé. Cette évaluation peut être conduite de manière synthétique, en se référant aux taux de défaillance et temps de

réparation typiques des différents éléments qui composent la liaison;

- optimiser les coûts d'investissement et les coûts fixes.
- c) la compensation de puissance réactive aux extrémités de la liaison en CC est réalisée selon deux étapes :

Première étape : évaluation préalable d'un niveau `` Standard `` de compensation de puissance réactive;

Deuxième étape : calcul du ratio ESCR (*Extended Short Circuit Ratio*).

ESCR >3, indique un système fort.

- d) le dimensionnement des filtres pour la correction des harmoniques gênées par les convertisseurs;
- e) l'évaluation du risque de résonance hypo synchrones;
Typiquement, seulement les générateurs, qui sont faiblement connectés au réseau en CA et qui sont situés près d'un convertisseur agissant comme redresseur, pourraient être affectés par les résonances hypo-synchrones;
- f) les prestations du système de contrôle aux convertisseurs :
Dans les liaisons en CC les boucles de contrôle jouent un rôle essentiel pour garantir une performance optimale en conditions dynamiques. Au-delà du contrôle du flux de puissance, les convertisseurs peuvent aider à régler la fréquence d'un des deux côtés et à corriger l'ampleur des oscillations entre les zones;
- g) des mesures particulières de protection contre l'interaction avec d'autres ouvrages :
Dans le cas où la liaison CC est située au voisinage des infrastructures, il est nécessaire de prendre en compte les interactions et mettre en place un système de protection.

Note : CR <2 indique un système faible.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons expliqué les aspects technologiques du système VSC-HVDC, ses principales composantes, les principes de fonctionnement de VSC-HVDC et la détermination des composantes à modéliser.

Aussi dans ce chapitre nous avons mentionné que le système HVDC a une très bonne stabilité, il fait maintenir le synchronisme des activités du réseau en contrôlant l'augmentation ou la réduction de puissance ainsi la protection du parc éolien contre la propagation de défaut.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION DU SYSTÈME VSC-HVDC À DEUX NIVEAUX

3.1 Introduction

Avant de commencer à modéliser un système VSC-HVDC, il est essentiel d'avoir une vision claire de ses composantes, les principes et de la plage de fonctionnement. Dans ce mémoire, nous avons utilisé le système VSC-HVDC, en exploitant ses derniers développements, sa capacité de transmission et la plage de puissance élevée.

Le système que nous avons proposé dans ce chapitre est composé d'une source de puissance et un bus infini, connecté à une ligne de transmission de haute tension à courant continu, via deux convertisseurs VSC et un condensateur de lissage (figure 3.1).

À la fin, les résultats de simulations du système VSC-HVDC à deux niveaux sont présentés et mis en comparaison avec les résultats de celle des trois niveaux ainsi l'analyse du système lors de la création des défauts.

3.2 Configuration du système

Le système à deux niveaux est présenté par les deux convertisseurs à base de semi-conducteur IGBT qui fonctionne comme redresseur et onduleur et vice versa. Ces convertisseurs sont reliés par un bus à courant continu. Les systèmes VSC-HVDC peuvent augmenter la stabilité de la transmission, réduire les pertes de réseau, stabilise la tension et empêcher la propagation des défauts.

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et présenté les différents éléments constituant le système de conversion et de transport d'énergie. Premièrement, nous modélisons la source de puissance par un bus infini. Ensuite, nous modélisons les convertisseurs et les lignes de transmissions du système.

Enfin, un système de contrôle a été développé pour être adapté et fonctionnel. Le modèle présenté dans ce chapitre est un système de deux niveaux à base d'IGBT.

La configuration de système VSC-HVDC est présentée dans la figure 3.1:

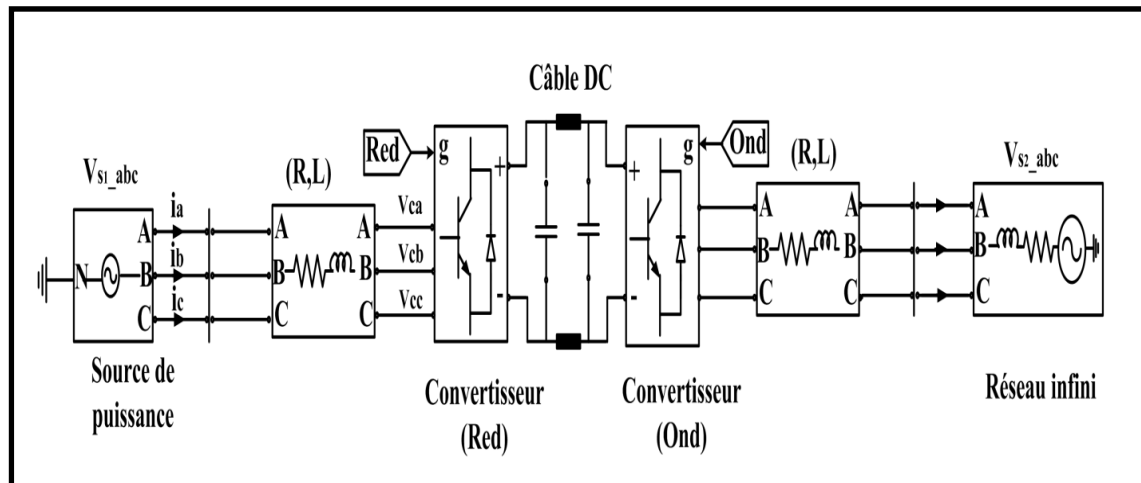


Figure 3.1 Le système VSC-HVDC

Dans la fin de ce chapitre, une comparaison des résultats de simulation sera présentée entre deux convertisseurs de puissance à deux et trois niveaux. Nous allons présenter aussi notre analyse suite à un défaut phase/terre imposé aux systèmes, afin de juger son comportement, sa stabilité et sa fiabilité.

3.3 Modélisation des convertisseurs

Le système de transmission CCHT est basé sur les convertisseurs de puissance qui font la conversion de puissance alternative en continu et vice versa (Cheng et al., 2008; Xiaoguang et Guangfu, 2006).

En effet dans les applications de puissance élevée, nous aimerions utiliser le système de conversion à deux niveaux (figure 3.2). Après, nous ferions une comparaison entre celui-ci et le système à trois niveaux, le plus utilisé dans la transmission CCHT.

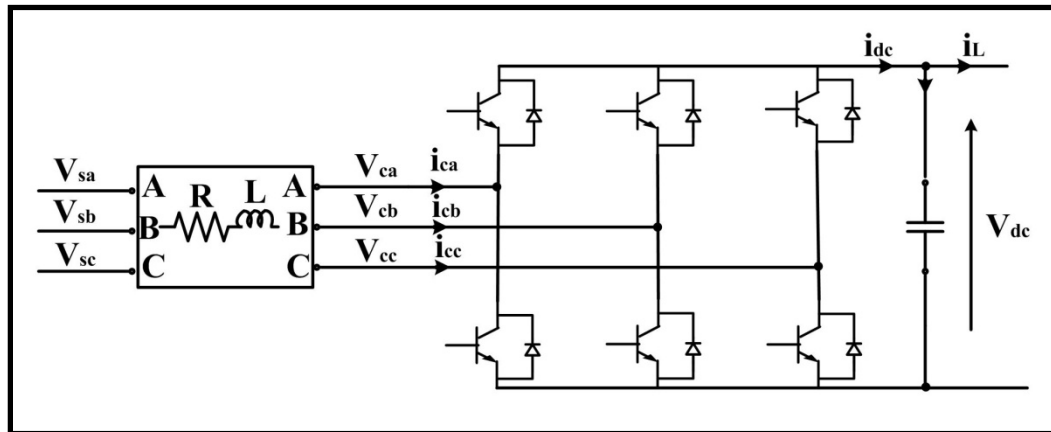


Figure 3.2 Topologie de deux niveaux avec 6 interrupteurs

Cette topologie de deux niveaux est la plus simple à utiliser dans la transmission VSC-HVDC, et comme la montre la figure 3.2, le convertisseur peut générer seulement deux valeurs de tension ($+V_{dc}$) et ($-V_{dc}$).

Pour bien modéliser le convertisseur, nous avons supposé que la source de puissance est définie comme un bus infini qui est caractérisé par une source de tension triphasée et équilibrée v_s , des résistances de ligne R et des inductances de ligne L .

Désignons par v_{s_abc} , la tension du côté réseau et par i_{c_abc} , le courant sortant du bus infini.

Nous représentons le système par les équations suivantes :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = v_{sa} - v_{ca} - R i_{ca} \\ L \frac{di_b}{dt} = v_{sb} - v_{cb} - R i_{cb} \\ L \frac{di_c}{dt} = v_{sc} - v_{cc} - R i_{cc} \end{cases} \quad (3.1)$$

Où,

V_{s_abc} : Représente la tension de réseau

V_{c_abc} : Tension de ligne

Pour simplifier les équations du bus infini en considérant la transformation de Park qui est définie à partir des grandeurs (tension, courant) et les exprimer dans le repère dq selon la transformation de Park suivante :

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Nous supposons que la somme des courants égale zéro.

$$i_{ca} + i_{cb} + i_{cc} = 0 \quad (3.3)$$

Ainsi, les tensions de ligne de bus infini sont équilibrées en les présentant par l'équation suivante.

$$v_{sa} + v_{sb} + v_{sc} = 0 \quad (3.4)$$

Donc en sommant les équations (3.1, 3.2 et 3.3), nous obtenons l'équation.

$$v_{ca} + v_{cb} + v_{cc} = 0 \quad (3.5)$$

Cette équation signifie que les tensions sont équilibrées, alors la séquence zéro n'existe plus, donc les équations de modèle du bus infini seront réduites en deux équations suivantes :

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = v_{sd} - v_{cd} - R i_d + L \omega i_q \\ L \frac{di_q}{dt} = v_{sq} - v_{cq} - R i_q - L \omega i_d \end{cases} \quad (3.6)$$

Et pour simplifier le système on suppose que le réseau est triphasé symétrique et équilibré, on peut donc écrire les équations suivantes :

$$\begin{cases} v_{ca} = V_m \cos \omega t \\ v_{cb} = V_m \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ v_{cc} = V_m \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.7)$$

Où,

V_m : L'amplitude maximale de la tension

Le courant à la sortie du convertisseur peut s'écrire :

$$i_{dc} = C \frac{dv_{dc}}{dt} + i_L \quad (3.8)$$

La puissance active avec ($V_{sq} = 0$) s'écrit par :

$$p = \frac{3}{2}(v_{sd}i_d + v_{sq}i_q) = \frac{3}{2}v_{sd}i_d \quad (3.9)$$

Et la puissance réactive ($V_{sq} = 0$) s'exprime par :

$$q = \frac{3}{2}(v_{sd}i_q - v_{sq}i_d) = \frac{3}{2}v_{sd}i_q \quad (3.10)$$

Sachant que v_{sd} et v_{sq} sont des tensions de source, i_d et i_q sont les courants de lignes, v_{cd} et v_{cq} ce sont les tensions d'entrée du convertisseur, p et q sont les puissances actives et réactives respectivement transmises au réseau, ainsi la tension continue V_{dc} .

Suivant l'axe dq on trouve que la tension $v_{sq} = 0$ et $v_{sd} = v_{smax}$.

En supposant que les pertes dans le redresseur sont nulles et pour un fonctionnement en régime permanent, la puissance active au niveau du côté courant alternatif est égale à la puissance au niveau du bus CC.

On trouve donc :

$$p = \frac{3}{2}v_{sd}i_d = v_{dc}i_{dc} \quad (3.11)$$

3.3.1 Principe de fonctionnement de convertisseur avec MLI

Lors de fonctionnement du redresseur de tension, la tension continue garde la valeur de référence, en mesurant la tension V_{dc} et en la comparant avec V_{dc-ref} . L'erreur produite est utilisée pour commuter les six interrupteurs à la fermeture et à l'ouverture. Selon la charge et

la décharge des condensateurs, le système définit le sens de l'écoulement de puissance et la commande MLI fait contrôler la puissance active et la puissance réactive.

3.3.2 PLL (*Phase Locked Loop*)

La commande PLL est nécessaire dans le contrôle des convertisseurs. Celle-ci joue un rôle de synchronisation et détecte l'angle θ , elle permet de générer des références de courant. Cependant, il existe plusieurs méthodes de PLL (Al Jowder et Ooi, 2003), mais dans notre mémoire on utilise l'algorithme PLL sinusoïdal, afin de synchroniser la sortie du convertisseur au système et obtenir un facteur de puissance unitaire.

3.3.3 Régulation de courant

La régulation de courant est mise dans le repère dq qui est associé au régulateur PI. Les courants i_d , i_q sont comparés aux courants de références i_d^* et i_q^* . Sachant aussi que l'équation suivante est utilisée pour le contrôle des convertisseurs redresseurs/onduleur (Haque, Muttaqi et Negnevitsky, 2008) :

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ca} \\ v_{cb} \\ v_{cc} \end{bmatrix} + (R+L\frac{d}{dt}) \begin{bmatrix} i_{ca} \\ i_{cb} \\ i_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Donc

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{ca} \\ v_{cb} \\ v_{cc} \end{bmatrix} = (R+L\frac{d}{dt}) \begin{bmatrix} i_{ca} \\ i_{cb} \\ i_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

On peut appliquer sur cette équation la transformation abc-dq et nous constatons les résultats suivants :

$$\begin{bmatrix} v_{sd} - v_{cd} \\ v_{sq} - v_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R + L \frac{d}{dt} & \omega L \\ -\omega L & R + L \frac{d}{dt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{cd} \\ i_{cq} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Sachant que V_{cd} et V_{cq} se sont des composantes de la tension V_c du convertisseur dans le repère dq, ainsi que les courants i_{cd} et i_{cq} sont celle du courant i_c de celui-ci. Donc, la tension de référence est :

$$\begin{cases} v_{cd}^* = v_{sd} - (Ri_{cd} + \omega Li_{cq}) - [K_{pd}(i_{cd}^* - i_{cd}) + K_{id} \times \sum (i_{cd}^* - i_{cd})] \\ v_{cq}^* = v_{sq} - (Ri_{cq} + \omega Li_{cd}) - [K_{pq}(i_{cq}^* - i_{cq}) + K_{iq} \times \sum (i_{cq}^* - i_{cq})] \end{cases} \quad (3.15)$$

$$v_{cd}^* = v_{sd} - (Ri_{cd} + \omega Li_{cq}) - [K_{pd}(i_{cd}^* - i_{cd}) + K_{id} \times \sum (i_{cd}^* - i_{cd})] \quad (3.16)$$

On suppose que :

$$u_d = [K_{pd}(i_{cd}^* - i_{cd}) + K_{id} \times \sum (i_{cd}^* - i_{cd})] \quad (3.17)$$

Donc l'équation (3.16) devient :

$$v_{cd}^* = v_{sd} - (Ri_{cd} + \omega Li_{cq}) - u_d \quad (3.18)$$

On peut schématiser la tension u_q par le bloc suivant :

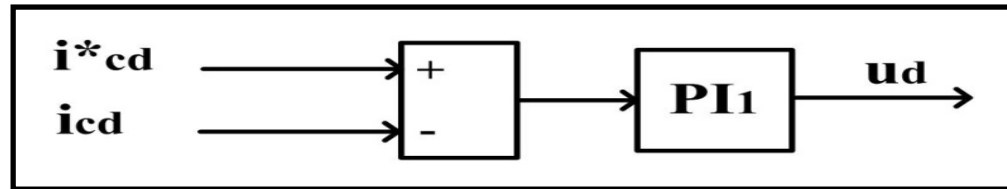


Figure 3.3 La régulation de courant de système à deux niveaux

La même chose pour la tension u_d qui est donnée par l'équation suivante :

$$v_{cd}^* = v_{sd} - (Ri_{cd} + \omega Li_{cq}) - u_d \quad (3.19)$$

On la représente comme suit :

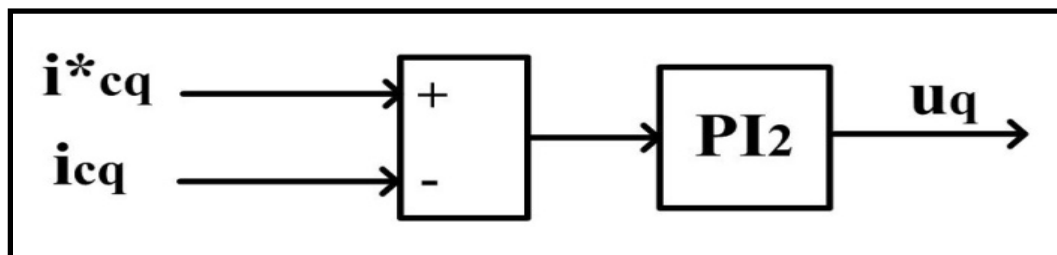


Figure 3.4 La régulation du courant de système à deux niveaux

Le régulateur du courant développé sur la base des équations (3.18) et (3.19) est illustré par la figure suivante :

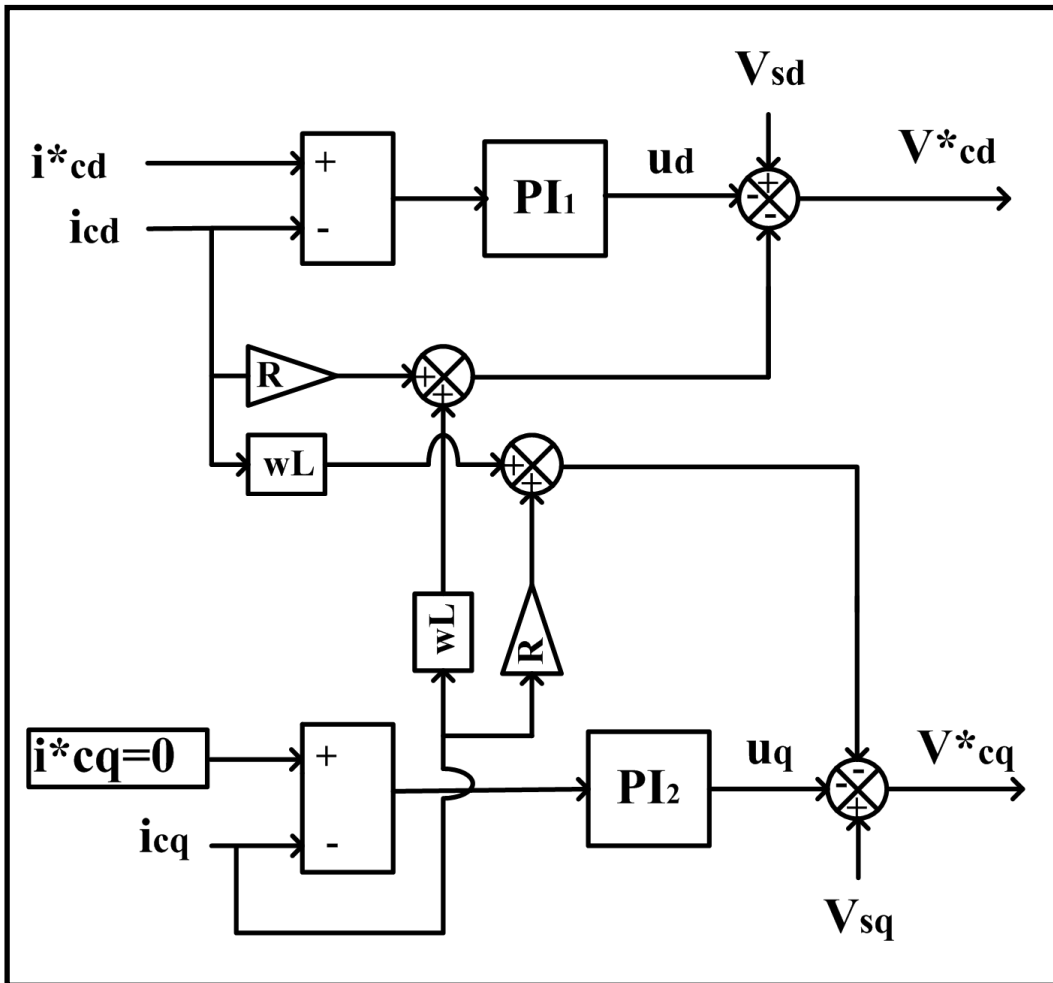


Figure 3.5 La régulation du courant de système à deux niveaux

3.3.4 Contrôle de tension à CC

Le but de la régulation de la tension CC est de maintenir la tension continue V_{dc} constante, de la réguler selon sa référence $V_{dc-réf}$ et de fournir à sa sortie la référence du courant directe dans le plan dq. Ensuite, le MLI crée des harmoniques dans le courant circulant dans le

système de transmission continu. Ce courant génère l'ondulation de tension continue dont l'amplitude dépend de la taille de condensateur à courant continu.

Si on prend comme hypothèse que les pertes internes de puissance de l'onduleur sont très faible, l'écoulement de puissance sera du côté continu de l'onduleur vers le côté alternatif et peut s'écrire sous l'équation suivante :

$$P_{dc} = P_{ac} \quad (3.20)$$

Ces puissances peuvent s'écrire dans les coordonnées dq :

$$P_{dc} = v_{dc} I_{dc} + C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} v_{dc} \quad (3.21)$$

Et

$$P_{ac} = \frac{3}{2} [v_{cd} i_{cd} + v_{cq} i_{cq}] \quad (3.22)$$

Sachant que :

$$v_{cd}^* = v_{sd} - L \omega i_{cd} + C(s)(i_{cd}^* - i_{cd}) \quad (3.23)$$

Donc, on utilise les équations (3.21) et (3.22) on trouve :

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{3}{2} \left[\frac{v_{cd} i_{cd} + v_{cq} i_{cq}}{C_{dc}} \right] - \frac{I_{dc}}{C_{dc}} \quad (3.24)$$

$$\frac{V_{dc}}{C_{dc}} = \frac{I_{dc}}{C_{dc}} - \frac{3}{2} \left[\frac{K_d i_{cd} + K_q i_{cq}}{C_{dc}} \right] \quad (3.25)$$

Le schéma de principe du régulateur de la tension CC est présenté dans la figure suivante :

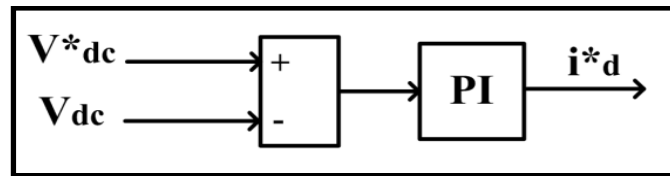


Figure 3.6 Régulateur de la tension DC

3.3.5 Contrôle du convertisseur (VSC-HVDC)

Dans notre système le convertisseur est contrôlé par la loi de commande comme le montre la figure (3.7).

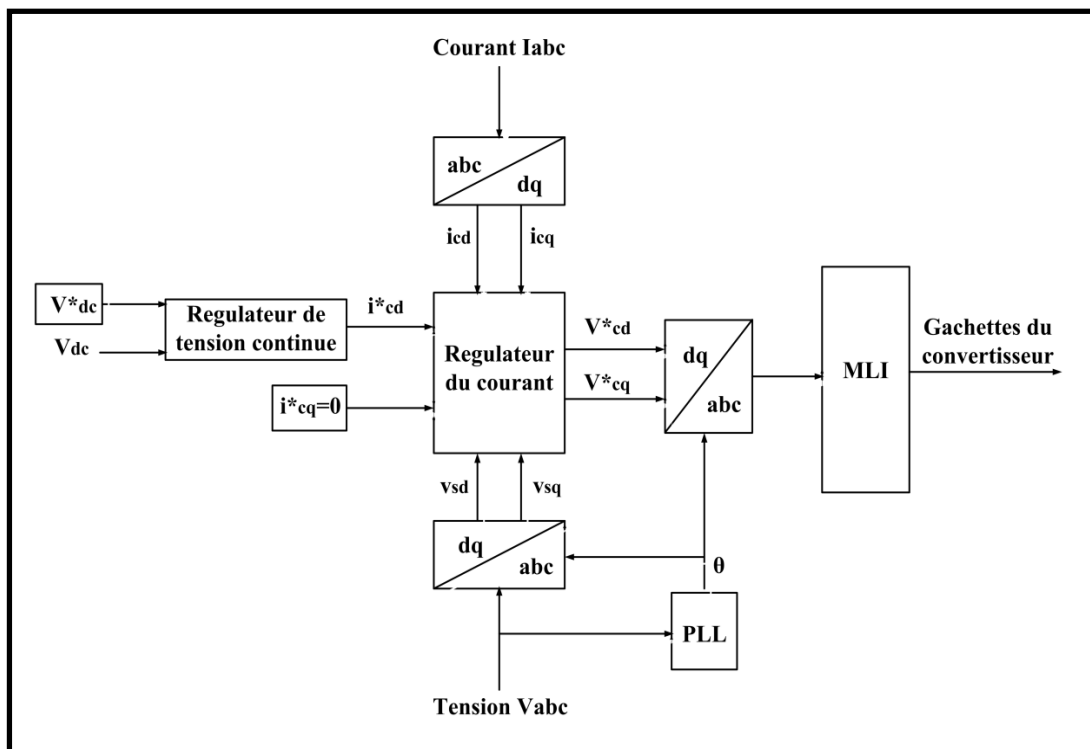


Figure 3.7 Structure de contrôle du convertisseur triphasé (VSC-HVDC)

3.4 Système VSC-HVDC à trois niveaux

3.4.1 Introduction

Un convertisseur est dit à trois niveaux lorsqu'il génère trois niveaux de tension. Ce convertisseur présente deux avantages. D'une part, il permet de limiter les contraintes en tension (chaque interrupteur à l'état bloqué, support une fraction plus faible de la pleine tension du bus continu). D'autre part, la tension de sortie du convertisseur à trois niveaux présente une meilleure qualité (Xie, Xie et Zhang, 2009).

Le fonctionnement de VSC-HVDC à trois niveaux, en modulation de largeur d'impulsion permet de supprimer certaines harmoniques et avoir une très bonne qualité de signaux.

3.4.2 Le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé (NPC)

Le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé (figure 3.8), largement utilisé dans la transmission de grande puissance, permet de générer une tension de trois niveaux qui nécessite une bonne répartition des tensions entre les condensateurs. La répartition de la tension sur les interrupteurs à l'état bloqué est assurée par les diodes connectées au point milieu. Les trois niveaux de tension sont $-\frac{V_{dc}}{2}$, 0 et $+\frac{V_{dc}}{2}$.

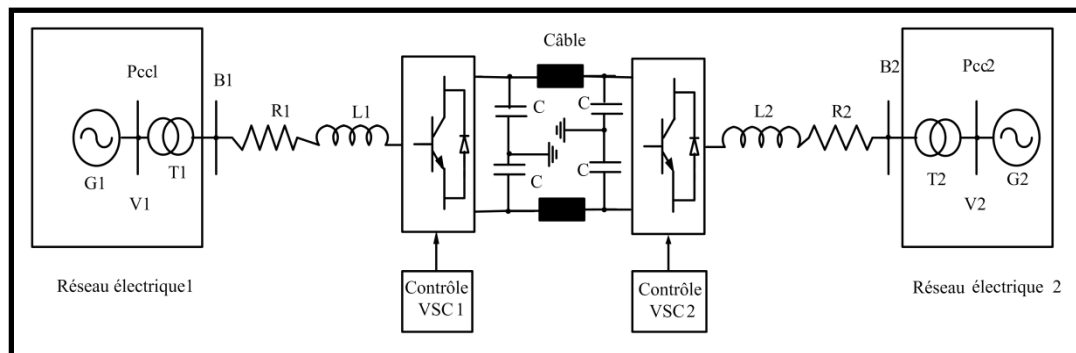


Figure 3.8 Système VSC-HVDC à trois niveaux NPC

3.4.3 Commande par MLI du convertisseur à trois niveaux

La commande MLI permet de découper la tension de sortie du convertisseur en une série de périodes très faible, et de rapport cyclique variable dans le temps.

3.4.4 Comparaison entre convertisseurs à deux et à trois niveaux

Le convertisseur à trois niveaux à base de point neutre calé permet d'obtenir des performances dynamiques et statiques très avantageuses par rapport au convertisseur à deux niveaux, par ailleurs, ses applications sont destinées aux tensions plus élevées et dans le domaine d'énergie éolienne.

3.5 Simulation et discussion

Dans ce chapitre, on se concentre sur l'évolution et la performance du système VSC-HVDC. Les résultats des simulations de système VSC-HVDC à deux niveaux sont présentés et comparés avec celle de la simulation du système VSC-HVDC à trois niveaux. Le système est exposé à un défaut sujet d'analyse. Afin d'analyser le système, nous avons procédé à sa simulation par le logiciel MATLAB/Simulink.

3.5.1 Simulation de système VSC-HVDC à deux niveaux

Dans cette partie, on simule le système VSC-HVDC à deux niveaux (figure 3.1). En outre, la commande MLI sinusoïdale a adopté la méthode de MLI sinusoïdale de fréquence 900 Hz et une tension continue ($V_{dc} = U_{réf} = 200 \text{ KV}$). Deux condensateurs de $65\mu\text{F}$ sont reliés avec les bornes de deux convertisseurs. Aussi, les câbles CC sont identiques ayant une longueur 75 Km. Les paramètres de circuit RLC par unité de longueur du câble, sont fournis dans le tableau 3.1 ci-après.

Tableau 3.1 Paramètres du câble CC
Tirée de MATLAB (2009)

Paramètres du câble	Valeurs par km
Résistance	0.0139 ohm
Inductance	0.159 mH
Capacité	0.231 μ F

Les paramètres de simulation du système VSC-HVDC sont présentés dans le tableau 3.2.

Tableau 3.2 Paramètres du système VSC-HVDC

Paramètres	Valeur
Tension DC	200 kV
Fréquence	60 Hz
Fréquence (MLI)	900 Hz
Tension source 1 (entre phases)	120 kV
Tension source 2 (entre phases)	120 kV
Longueur de câble DC	75 Km

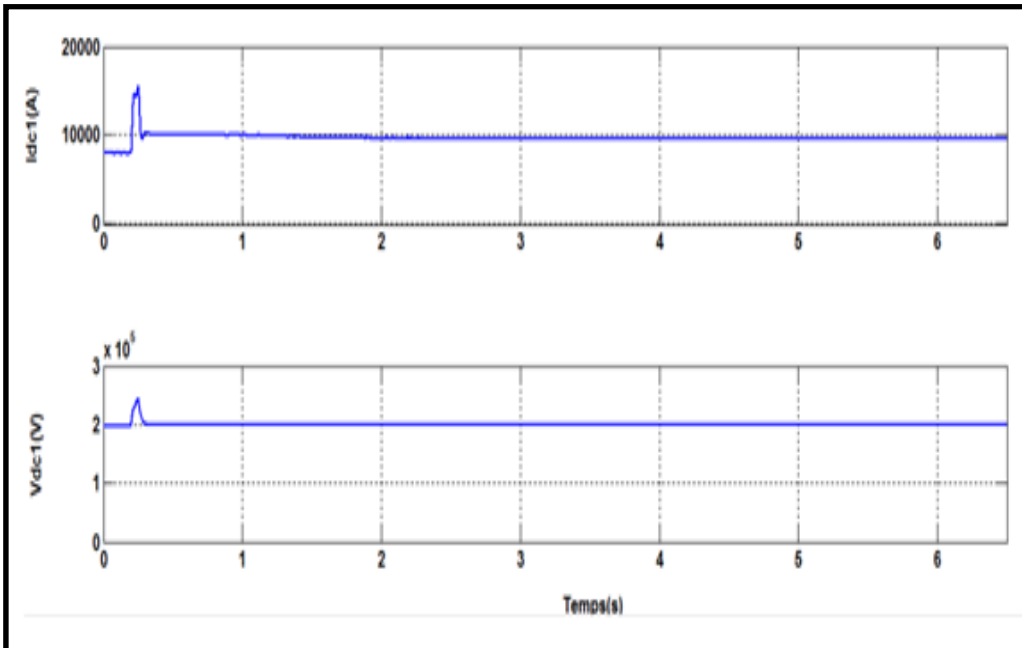


Figure 3.9 Forme de la tension et du courant continu du côté redresseur

Les résultats de simulations du courant et tension continue sont illustrée par la figure 3.9 des contrôleurs PI sont utilisée, la tension et courant sont bien régulée

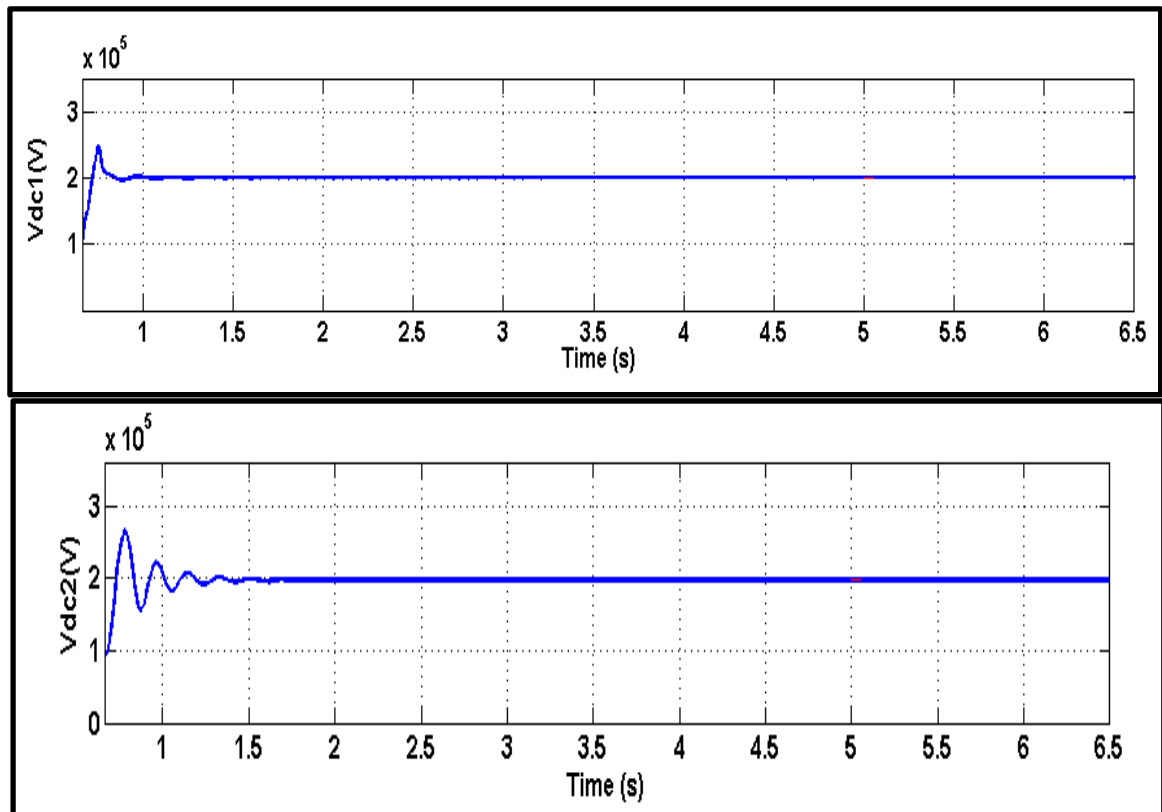


Figure 3.10 Forme d'onde des deux tensions Vdc1 (redresseur) et Vdc2 (onduleur)
Système deux niveaux

Pour tester la robustesse du contrôleur proportionnel et intégral nous avons injecté un courant dans le temps 0.5s. Nous avons remarqué à partir de la figure 3.10 qui présente le comportement de la tension continue coté redresseur et onduleur, ils arrivent à suivre la référence ce qui implique que le système est robuste.

Les figures 3.11 et 3.12 ci-dessous présentent l'écoulement de puissance, ils résultent que les contrôleurs fonctionnent correctement et le système VSC-HVDC deux niveaux à des réponses stable et raisonnables.

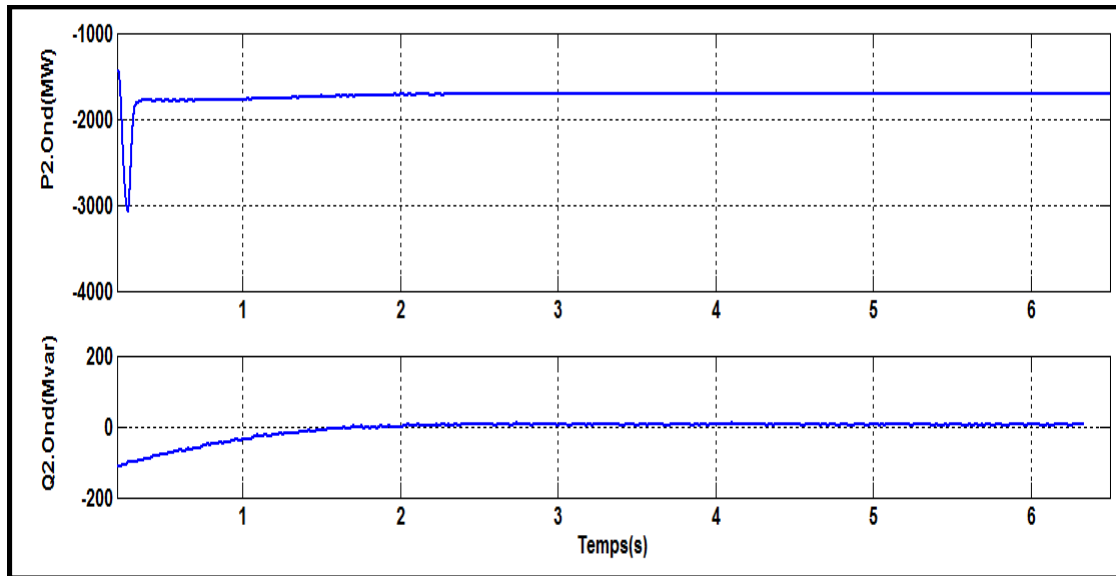


Figure 3.11 État d'écoulement de puissance de VSC2-HVDC
(Puissance active et réactive du système de deux niveaux)

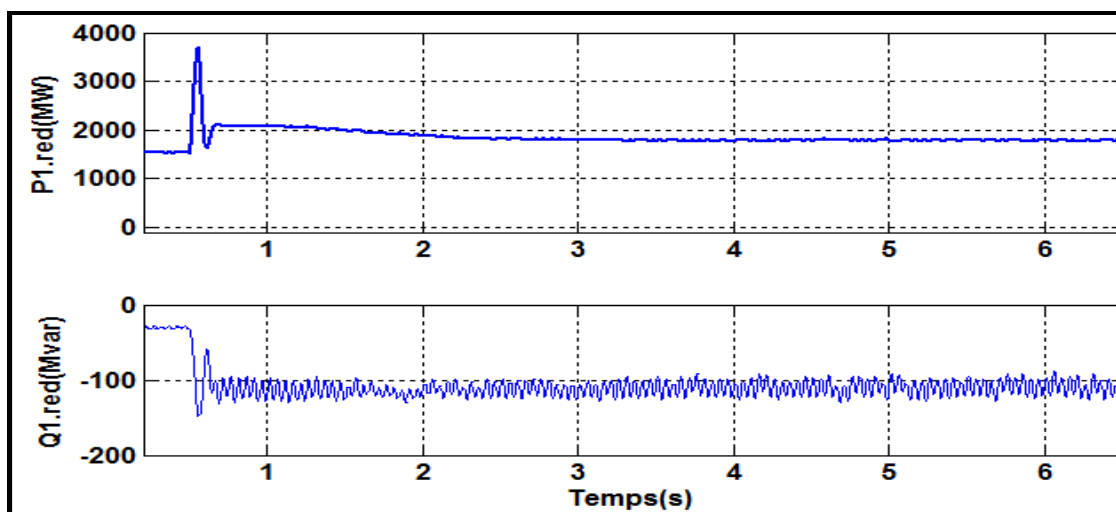


Figure 3.12 Écoulement de puissance de VSC1-HVDC
(Puissance active et réactive du système de deux niveaux)

Le système a été simulé en injectant un courant à l'instant 0.5s. Les figures (3.13,3.14,3.15) présentent la tension sinusoidale inchangeable par contre le courant change son amplitude.

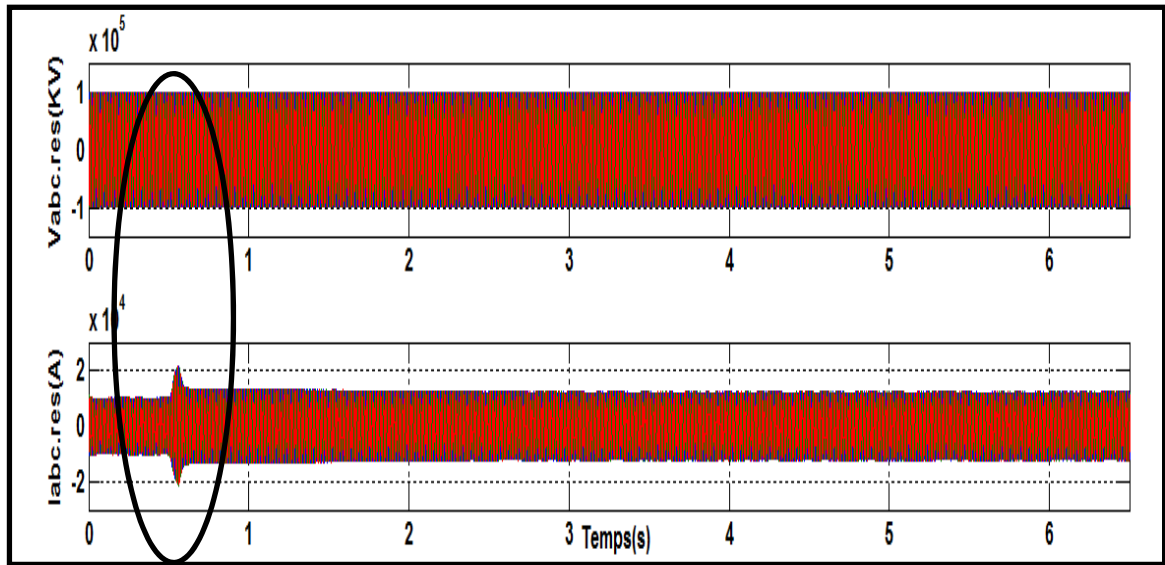


Figure 3.13 Tension et courant de la source du côté redresseur (Deux niveaux)

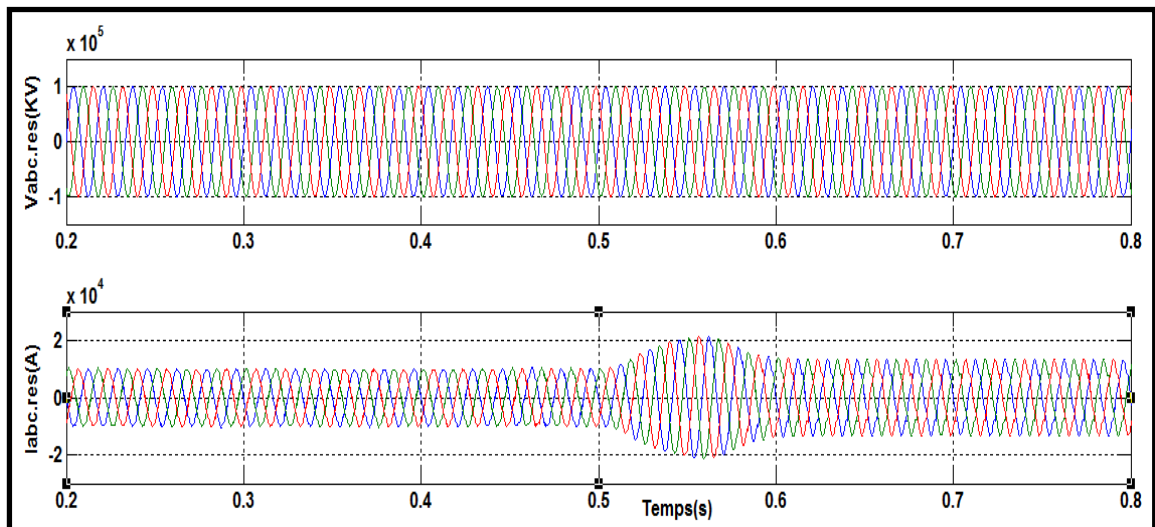


Figure 3.14 Zoom des signaux de tension et de courant du côté redresseur (Deux niveaux)

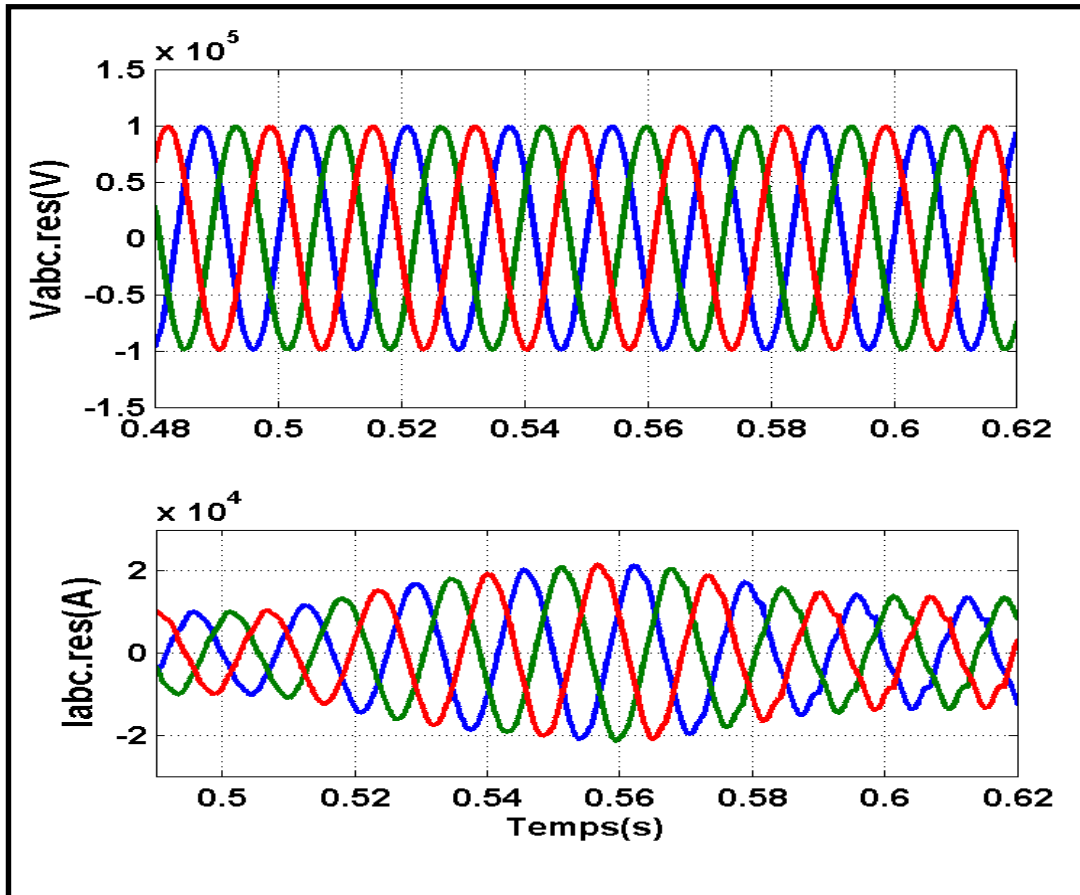


Figure 3.15 Zoom de tension et du courant au moment d'injection du courant système de deux niveaux

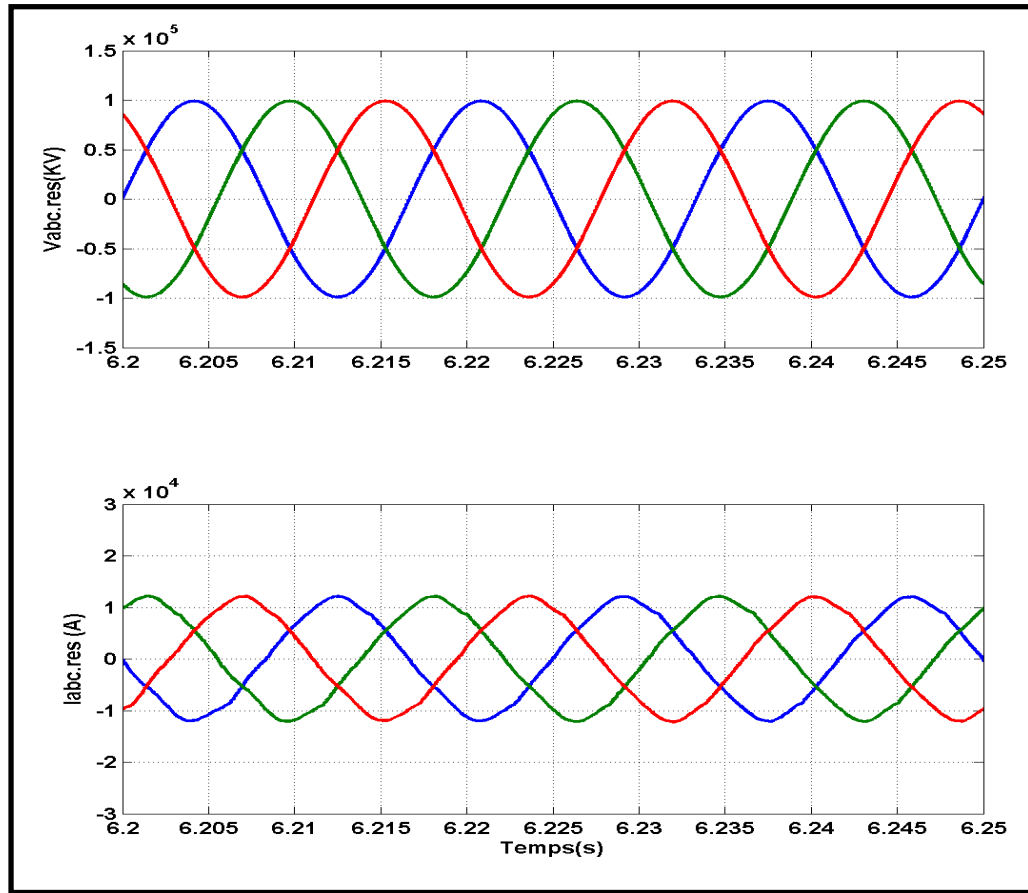


Figure 3.16 Zoom de tension et courant après l'injection du courant
Système de deux niveaux

Pour vérifier que le système au point de raccordement commun respecte la norme standard IEEE519 en termes de distorsion harmonique qui est un phénomène périodique et désigne la superposition sur l'onde fondamentale et ces multiples, nous avons effectué des mesures de THD et nous avons trouvé des résultats ci-dessous dans les figures (3.17, 3.18, 3.19).

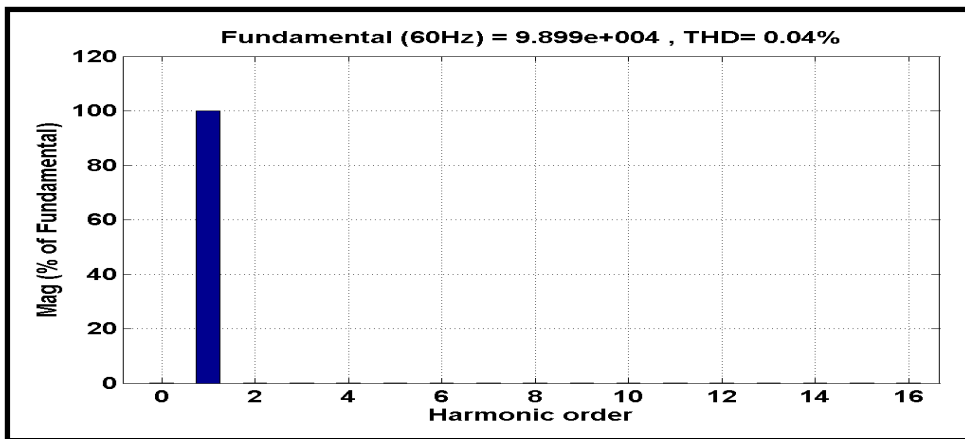


Figure 3.17 Spectre harmonique de tension du réseau 2
Système de deux niveaux

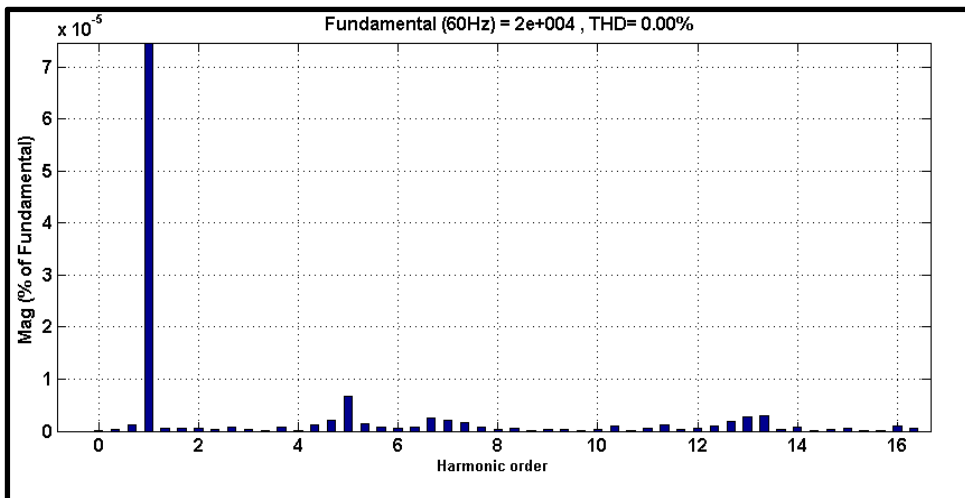


Figure 3.18 Spectre harmonique du courant de réseau 1
Système de deux niveaux

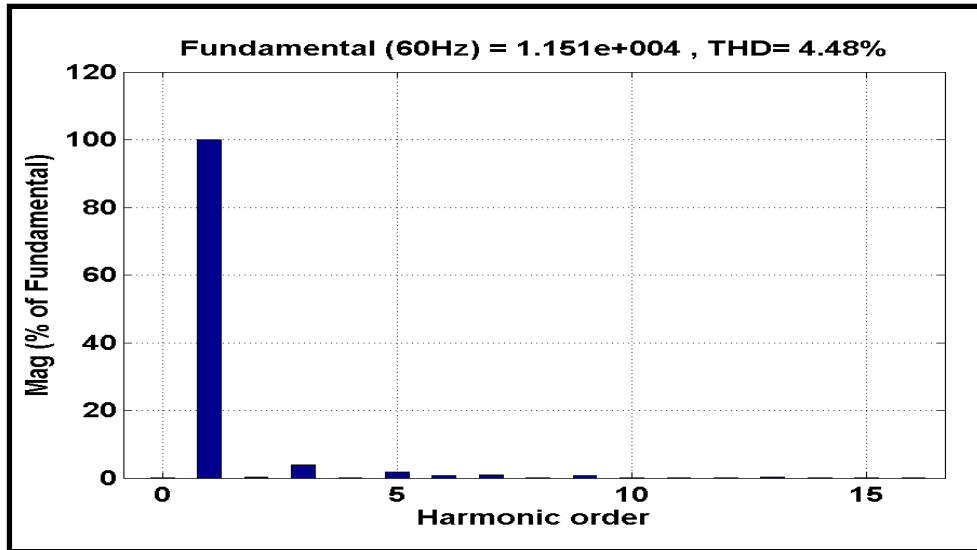


Figure 3.19 Spectre harmonique de courant du réseau 2
Système de deux niveaux

Les simulations montrent que le système atteint le régime permanent dans un délai moins de 0.25 s. Les tensions continues (figures 3.9 et 3.10) du redresseur et de l'onduleur suivent leur référence. Les signaux de courant et de tension sont de forme sinusoïdale. Lors de création du défaut, la tension alternative n'est pas touchée, le courant atteint un pic double par rapport à la valeur nominale, mais il atteint le régime nominal très rapidement et le système se stabilise comme le montre le signal de la figure 3.11.

Le taux d'harmoniques de distorsion dans les figures (3.17, 3.18, 3.19), respectivement de courant 0.04 % de la source 1, ainsi celle de la tension 0.04 % et courant 4.48 % de la source 2, ce qui montre qu'on est bien dans la norme IEEE (< à 5%).

3.5.2 Simulation de système VSC-HVDC à trois niveaux (NPC)

La simulation a été effectuée avec le modèle de réseau présenté dans la figure (3.8). Toutefois, les résultats de simulations sont visibles sur les figures (3.20 à 3.24) qui indiquent

que le système est bien régulier grâce aux contrôleurs. Les paramètres du système global sont présentés dans l'annexe (I).

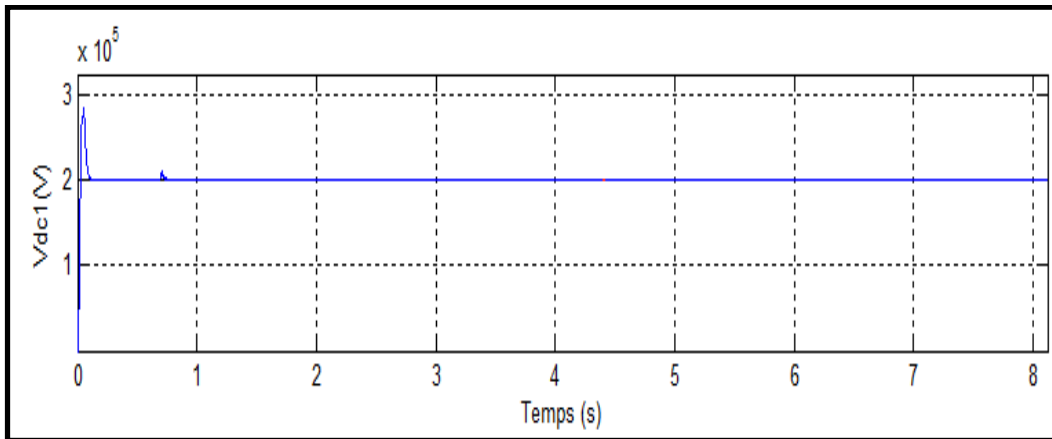


Figure 3.20 Tension continue V_{dc1} (côté redresseur)
Système de trois niveaux

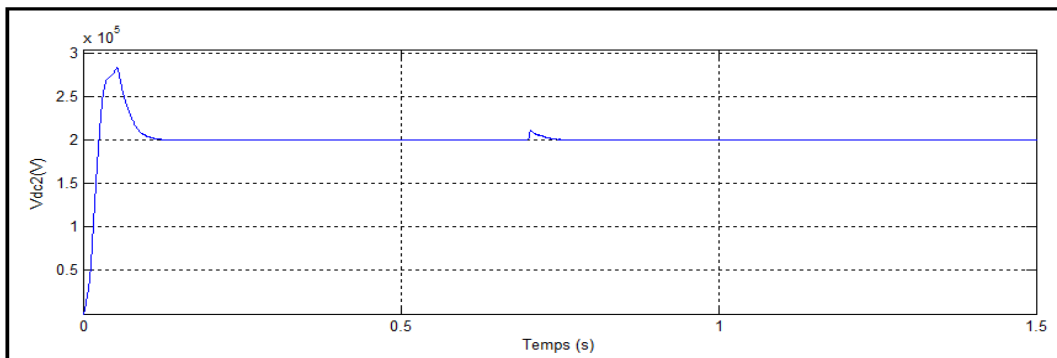


Figure 3.21 Tension continue V_{dc2} (côté onduleur)
Système de trois niveaux

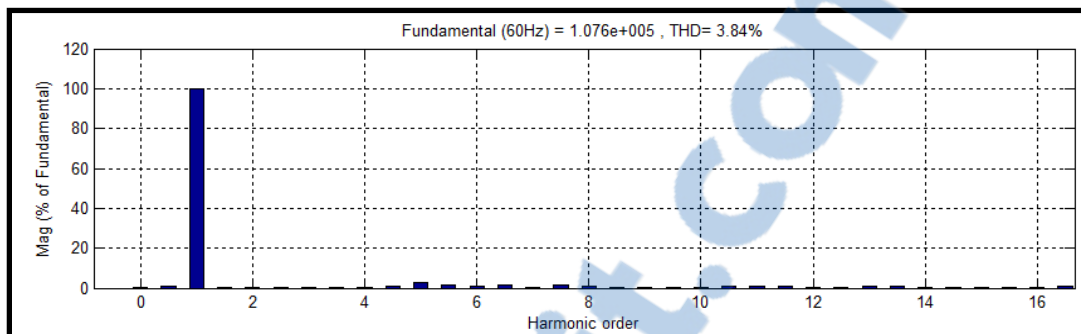


Figure 3.22 THD de la tension de source
Système de trois niveaux

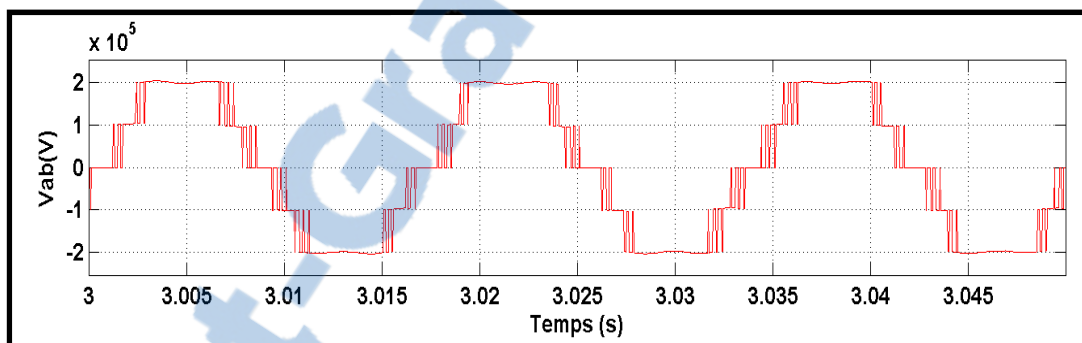


Figure 3.23 Tension de réseau 1 entre phase
Système de trois niveaux

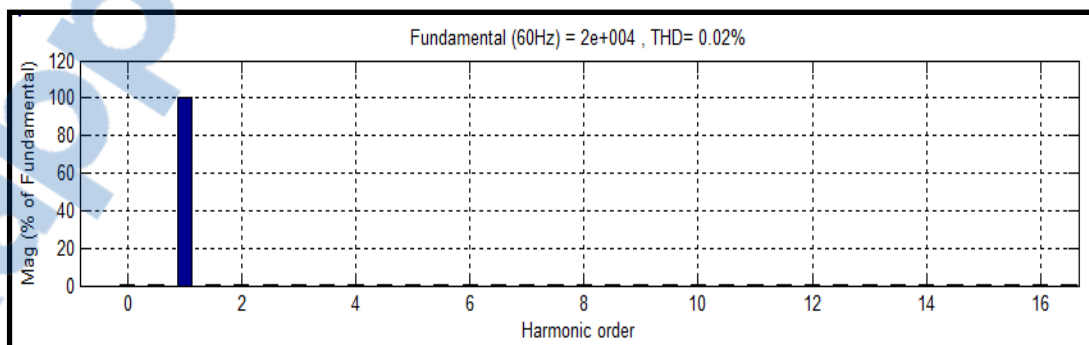


Figure 3.24 Spectre harmonique du courant de réseau 1
Système de trois niveaux

Les figures (3.20, 3.21, 3.23, 3.24), représentent respectivement la tension de source (1, 2), le courant de source (1,2), les tensions continues (1, 2) et les puissances. Les spectres harmoniques de courant et tension sont donnés par les figures (3.22, 3.24) qui montrent les taux harmoniques de distorsion (THD), 0.02 % pour la source 1 ainsi le THD de tension 3.84 % pour la source 1, donc le taux de distorsion est inférieur à 5 % (norme IEEE Standard 514).

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné une idée générale sur les deux systèmes VSC -HVDC, deux et trois niveaux. Toutes les composantes du système VSC-HVDC sont expliquées, ainsi que sa modélisation et son contrôle.

L'évolution rapide de l'électronique de puissance permet de développer le secteur de l'énergie électrique. La structure NPC trois niveaux est très utilisée à cause de sa simplicité et l'efficacité de la conversion. Cette topologie permet de générer une tension de bonne qualité et de réduire les besoins de filtrage.

En effet, l'augmentation du nombre de pulses permet d'améliorer les taux de distorsion de tension et courant, ainsi diminuer les pertes, telles que les pulses de la topologie de trois niveaux sont supérieures à celles à deux niveaux.

D'une manière générale, plus le nombre de niveaux de tension du convertisseur est grand, plus faible sera son taux de distorsion harmonique. La modélisation du système VSC-HVDC à trois niveaux (NPC) fera l'objet du chapitre cinq.

CHAPITRE 4

MODÉLISATION ET CONTRÔLE DE L'ÉOLIENNE

4.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord la structure d'éolienne, la modélisation du générateur synchrone. Par la suite, nous allons proposer une éolienne connectée au réseau avec la simulation, en utilisant le logiciel MATLAB/ simulink.

4.2 Modélisation de système générateur éolienne

Le générateur éolien constitué d'une turbine à vitesse variable couplé directement à une génératrice synchrone à pôle saillant et raccordé à un système de conversion de puissance CA/CC/CA, est représenté dans la figure 4.1.

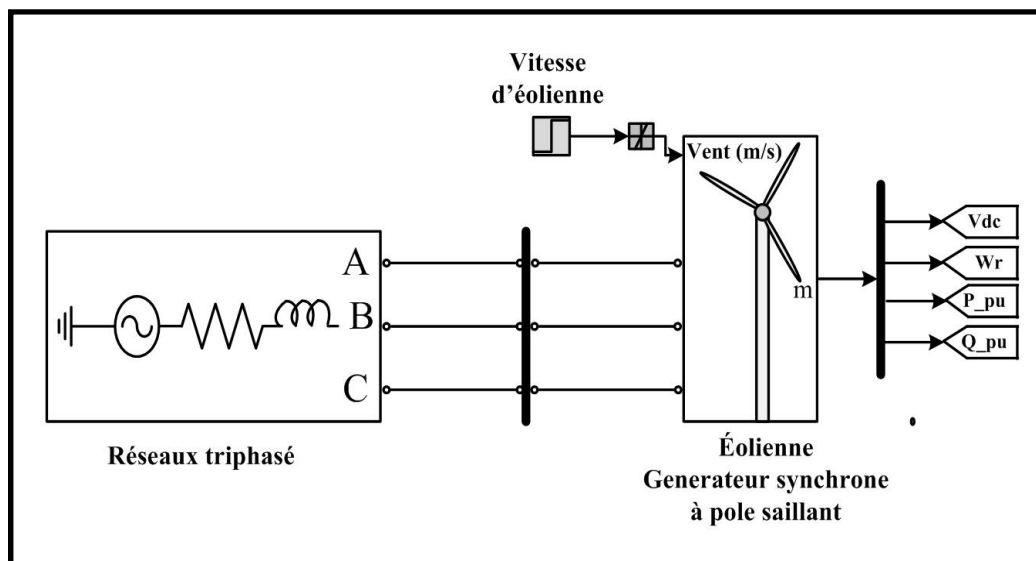


Figure 4.1 Structure du générateur éolien



Les générateurs synchrones sont les plus utilisés dans la production d'énergie électrique et surtout dans l'énergie éolienne dans les dernières années pour les plus grandes puissances, sont robustes et efficaces.

De plus, lorsque les générateurs synchrones sont directement connectés au réseau, leurs vitesses sont proportionnelles à la fréquence du réseau, ce qui entraîne une fluctuation du couple. C'est pourquoi les aérogénérateurs ne sont pas reliés directement au réseau, mais ils sont reliés par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.

4.3 Modèle du vent

Le vent est caractérisé par trois critères : le premier, son comportement moyen qui définit sa direction et sa vitesse. Le deuxième caractère est celui des rafales qui perturbent le vent moyen. Le troisième critère représente les fluctuations du vent. Sachant que le vent est la source d'énergie éolienne, est une source de changement de température et de pression de l'air qui se dirige toujours des hautes aux basses pressions. Plusieurs recherches ont été effectuées sur la modélisation du vent. Pour les projets d'énergie éolienne (figure 4.2) la vitesse initiale du vent peut s'écrire selon l'équation suivante :

$$v_{ini}(t) = v(t) + v_f(t) \quad (4.1)$$

Où,

$v_{ini}(t)$: Vitesse initiale du vent,

$v(t)$: Vitesse moyenne,

$v_f(t)$: Représente les fluctuations.

L'équation (4.1) peut être représentée selon le schéma ci-dessous, avec H la fonction de transfert.

$$H = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (4.2)$$

τ : Constante du temps

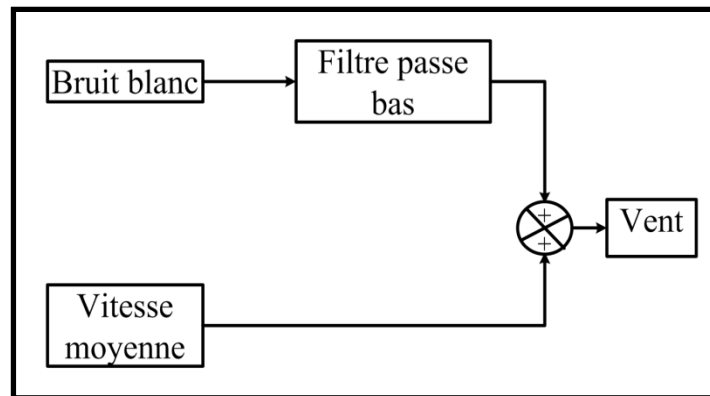


Figure 4.2 Schéma synoptique du vent

Le mouvement du vent est présenté sur la figure 4.3, où la valeur moyenne de la vitesse du vent est de 8.26 m/s.

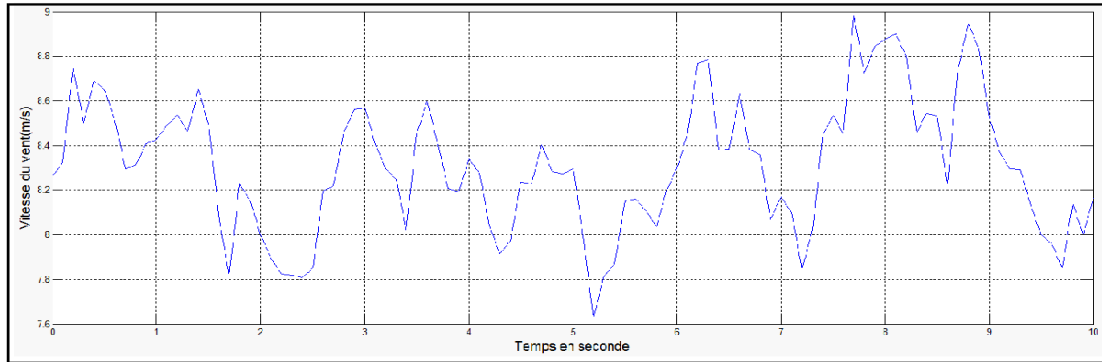


Figure 4.3 Vitesse du vent

4.3.1 Modèle aérodynamique

Le vent est à l'origine de l'énergie cinétique qui est proportionnelle à la masse d'air. Le rotor transforme cette énergie en énergie mécanique. Le mécanisme de transformation des forces est schématisé par les principes de la mécanique des fluides dans la figure 4.4 (action éolienne, 2010).

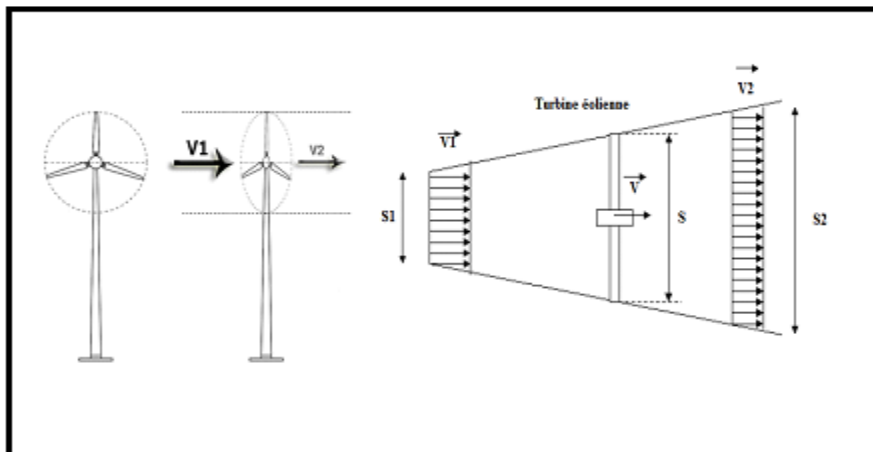


Figure 4.4 L'écoulement d'air (Veine de vent)
Tirée d'action éolienne (2010)

4.3.2 Loi de Betz

Considérons le flux du vent qui va traverser la surface balayée par les pâles est assimilé à un tube.

L'éolienne à axe horizontal est représentée par une vitesse en amont ($V_{\text{amont}}=V_1$) de la turbine et une vitesse en aval $V_{\text{aval}}=V_2$. La moitié de la somme des deux vitesses est la vitesse du vent qui traverse le rotor.

$$V_{\text{moy}} = \frac{V_{\text{amont}} + V_{\text{aval}}}{2} \quad (4.3)$$

La masse d'air qui franchit, pendant le temps Δt , un disque de surface S peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\frac{m}{\Delta t} = \rho S V_{\text{moy}} \quad (4.4)$$

Où,

V_{moy} : Vitesse moyenne du vent (m/s)

Δt : Intervalle du temps (s)

m : Masse d'air

S : Surface balayée (en m^2),

ρ : Masse volumique de l'air (Kg/m^3),

On considère que la masse d'air en mouvement de densité ρ traverse la surface S des pâles pendant une seconde, selon la seconde loi de Newton, la puissance P_m peut s'exprimer par la moitié du produit de la masse et de la variation de la vitesse du vent :

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (4.5)$$

Où,

V_1 : Vitesse en amont de la turbine (m/s)

V_2 : Vitesse en aval de la turbine (m/s)

En remplaçant m par son expression (équation 4.3) :

$$P_m = \rho S \frac{(V_1^2 - V_2^2)}{2} \left(\frac{V_1 + V_2}{2} \right) \quad (4.6)$$

La vitesse V_1 non perturbée traverse la surface S sans diminution, elle nous aide à reformuler l'équation (4.6) par :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2} \right) \quad (4.7)$$

Avec, P_{mth} la puissance théorique totale qui s'écrit sous la forme suivante :

$$P_{mth} = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \quad (4.8)$$

On pose le coefficient C_p :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mth}} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2} \right) \quad (4.9)$$

On trouve finalement la puissance mécanique disponible sur l'arbre de l'éolien :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p S \rho V_1^3 \quad (4.10)$$

Si on représente la caractéristique correspond à l'équation (4.9), on s'aperçoit que le coefficient C_p qui caractérise le niveau de rendement d'une turbine. Il présente un maximum de $16/27$, soit 0.59 . Cette limite s'appelle limite de Betz, qui est une limite théorique qui n'est jamais atteinte en réalité. Elle fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, on utilise la vitesse réduite en extrême de pâles de la turbine ramenée à la vitesse du vent présenté par l'équation suivante.

$$\lambda = \frac{R \Omega}{V_1} \quad (4.11)$$

Où,

Ω : Vitesse angulaire de rotation des pâles (rad/s).

R : Le rayon des pâles de l'éolienne (m).

Les coefficients de puissance obtenus selon le type d'éolienne en fonction de la vitesse spécifique λ sont présentés dans la figure 4.5 (Frédéric, 2003).

Les courbes de la figure 4.5, montrent que le coefficient C_p pour les turbines à axe horizontal est toujours inférieur à la limite de Betz (0.59). Les éoliennes à trois pâles sont les plus utilisées, car elles représentent un compromis entre le coût de l'aérogénérateur et les vibrations causées par la rotation. Le coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et diminue lentement dès que la vitesse augmente.

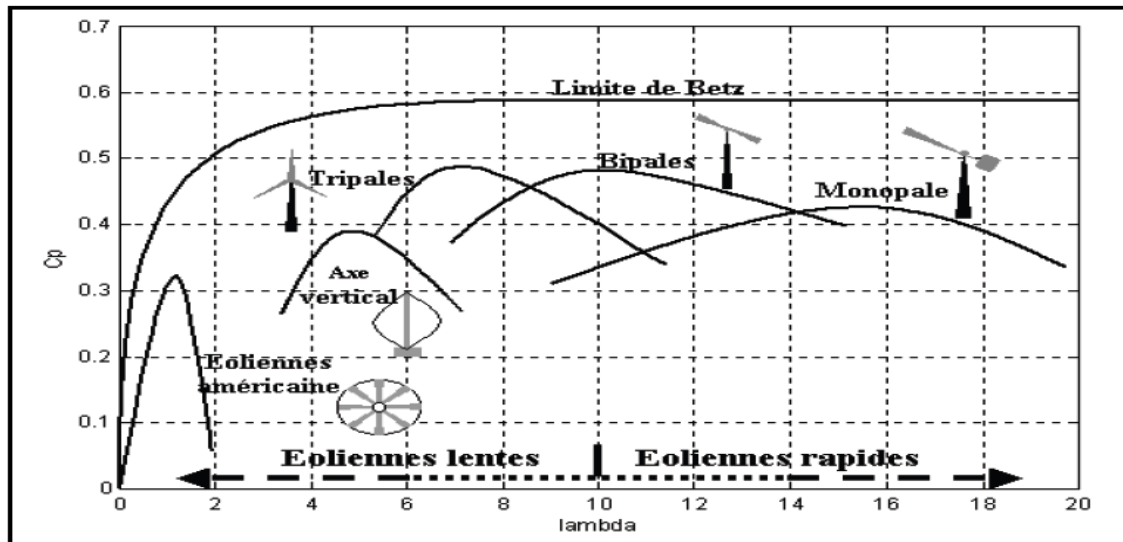


Figure 4.5 Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes
Tirée de Frédéric (2003, p.17)

4.4 Modèle de la turbine

Le modèle de la turbine est basé sur les caractéristiques de la puissance produite. Cette turbine transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. La puissance de sortie est donnée par l'équation suivante.

$$P_m = 1/2 C_p(\lambda, \beta) * \rho * \pi * R^2 * V^3 \quad (4.12)$$

4.4.1 Le coefficient de puissance (Coefficient d'efficacité du transfert aérodynamique)

Le coefficient de puissance représente le rendement aérodynamique. Il indique l'efficacité avec laquelle l'éolienne convertit l'énergie du vent en énergie électrique. Sa valeur dépend de la vitesse relative d'éolienne (λ), et sa puissance associée est :

$$P_{vent} = \frac{1}{2} * \rho * S * V^3 \quad (4.13)$$

Avec :

V : La vitesse du vent en m/s

$\rho=1.25 \text{ Kg/m}^3$: Masse volumique de l'air, dans les conditions normales au niveau de la mer.

Nous avons modélisé une éolienne de 2 MW pour notre simulation, telle que l'évolution de coefficient de la puissance qui s'écrit comme suit :

$$C_p = \frac{P_{turbine}}{P_{vent}} \quad (4.14)$$

Avec :

$P_{turbine}$: Puissance disponible sur l'arbre

P_{vent} : Puissance du vent

Donc

$$P_{turbine} = C_p * P_{vent} \quad (4.15)$$

Et selon la théorie de Betz qui a modélisé le passage de l'air entrant et sortant des pales par un tube de courant par la formule suivante :

$$P_{captée} = \frac{1}{2} C_p * \rho * S * V^3 \quad (4.16)$$

Avec :

$$C_p = f(\lambda, \beta) = c_1 \frac{c_6 + (-c_4 - c_3 * (2.5 + \beta) + c_2 * (\frac{1}{\lambda} + c_7 * (2.5 + \beta)) - c_8 / (1 + (2.5 + \beta)^3))}{e^{(c_5 * (1 / (1 + c_7 * (2.5 + \beta))) - c_8 / (1 + (2.5 + \beta)^3))}} \quad (4.17)$$

Sachant que le couple produit par l'éolienne s'écrit comme suit :

$$\Gamma_{mec} = \frac{P_{turbine}}{\Omega} = \frac{\frac{1}{2} C_p * \rho * S * V^3}{\Omega} \quad (4.18)$$

Où,

$$P_{mec} = P_{turbine}$$

Avec :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (4.19)$$

Tel que λ est le rapport de vitesse (vitesse spécifique) est donné par la formule suivante :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V} \quad (4.20)$$

$$\Gamma_{mec} = \frac{P_{mec}}{\Omega} = \frac{\frac{1}{2} C_p * \rho * S * V^3}{\frac{\lambda V}{R}} \quad (4.21)$$

Donc

$$\Gamma_{mec} = \frac{1}{2} * \rho * \pi R^3 * V^2 * C_t(\lambda) \quad (4.22)$$

Avec :

$$C_t(\lambda) = \frac{C_p}{\lambda} \quad (4.23)$$

Où,

$C_t(\lambda)$: le coefficient de couple

4.4.2 Angle de calage (*Pitch angle*)

L'angle de calage β est l'angle d'inclinaison des pâles par rapport au vent, elle permet à l'éolienne de transmettre le maximum de puissance au réseau. Dès que la vitesse du vent augmente, l'angle varie afin de conserver la puissance proche de la puissance nominale. Mais quand la vitesse devient très forte, l'angle passe à 90^0 entraînant l'arrêt de l'éolienne.

Les caractéristiques C_p -lambda, pour différentes valeurs de l'angle β , sont illustrées ci-dessous. La valeur maximale de C_p ($C_{p_{max}}=0.48$) est atteinte pour $\beta=0^0$.

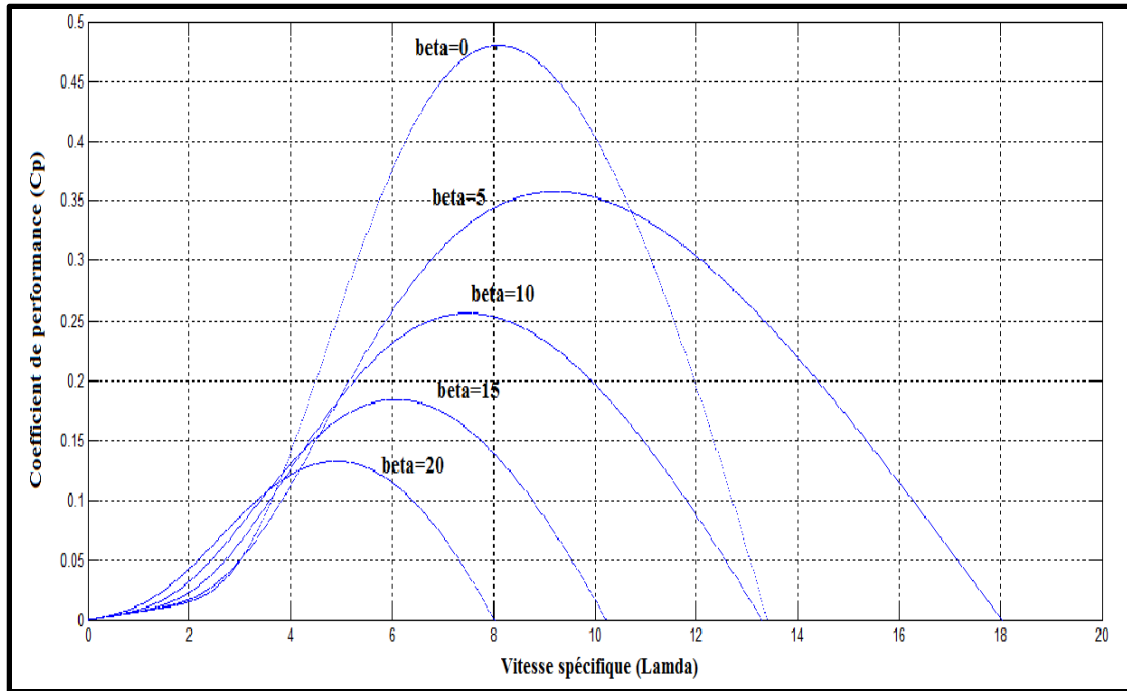


Figure 4.6 Allure de coefficient de puissance C_p
 $(C_p(\lambda)=f(\lambda,\beta))$

Le modèle de la turbine est illustré dans la figure 4.7 suivante. Ce modèle à trois entrées : la vitesse de rotor du générateur (rad/s), la vitesse du vent (m/s) et l'angle de calage en degré.

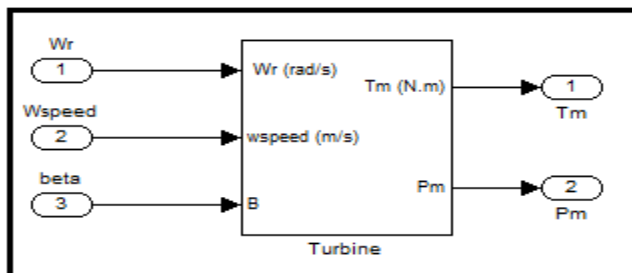


Figure 4.7 Modèle en bloc de la turbine

Étant donné que la puissance et la vitesse sont connues, on peut déduire l'expression du couple aérodynamique :

$$C_{a\acute{e}r} = \frac{P_{a\acute{e}ro}}{\Omega_{turbine}} = \frac{1/2C_p(\lambda) * \rho * \pi * R^2 * V^3}{\Omega_{turbine}} \quad (4.24)$$

La modélisation du couple éolien exige la connaissance de la fonction $f(u)$, qui dépend des caractéristiques du C_p et la vitesse d'éolienne. Le modèle du couple développé par la turbine éolienne est présenté par la figure 4.8 suivante.

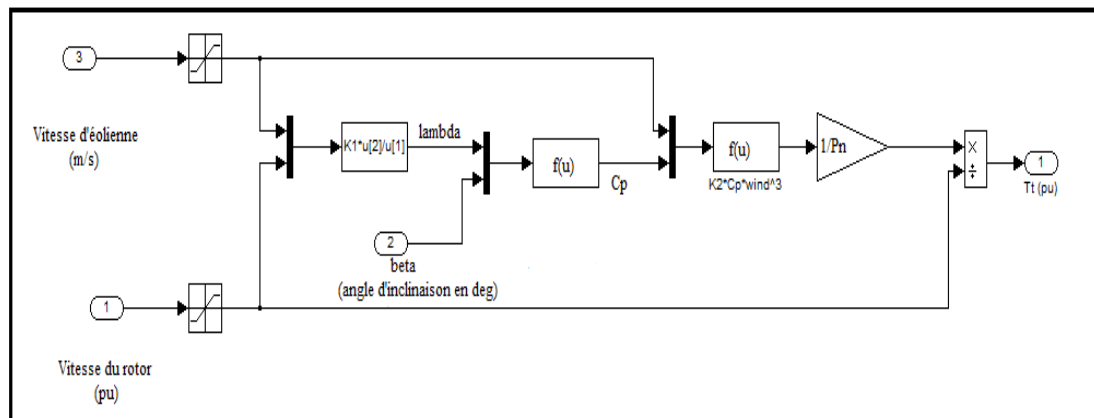


Figure 4.8 Modèle éclaté de la turbine éolienne

4.4.3 Réducteur de vitesse (*Drive Train*)

Dans notre mémoire, nous utilisons le modèle de l'arbre à deux masses pour le modèle de train d'entraînement de générateurs figure 4.9 (Muyeen SM, 2009). Sachant que l'amortissement du générateur et la boîte de vitesses mutuelles est négligé.

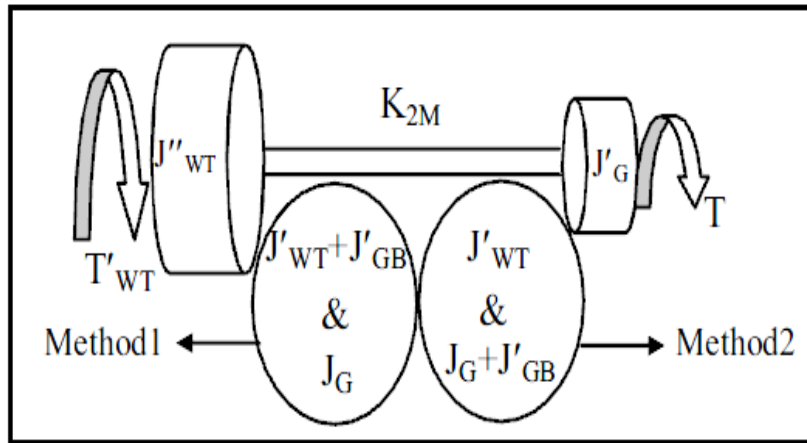


Figure 4.9 Modèle de train du système éolien
(Modèle de l'arbre à deux masses)
Tirée de Springer (2008)

4.4.4 Extraction de la puissance maximale (MPPT)

On extrait les deux paramètres $C_p(\max)$ et λ_{optimal} , puis on les remplace dans l'expression mécanique de la turbine.

$$P_{mec}(\max) = \frac{1}{2} C_p(\max) * \rho * S * \left(\frac{R\Omega^*}{\lambda_{\text{optimal}}} \right)^3 \quad (4.25)$$

Ensuite, on trace la puissance mécanique en fonction de la vitesse Ω , (figure 4.10).

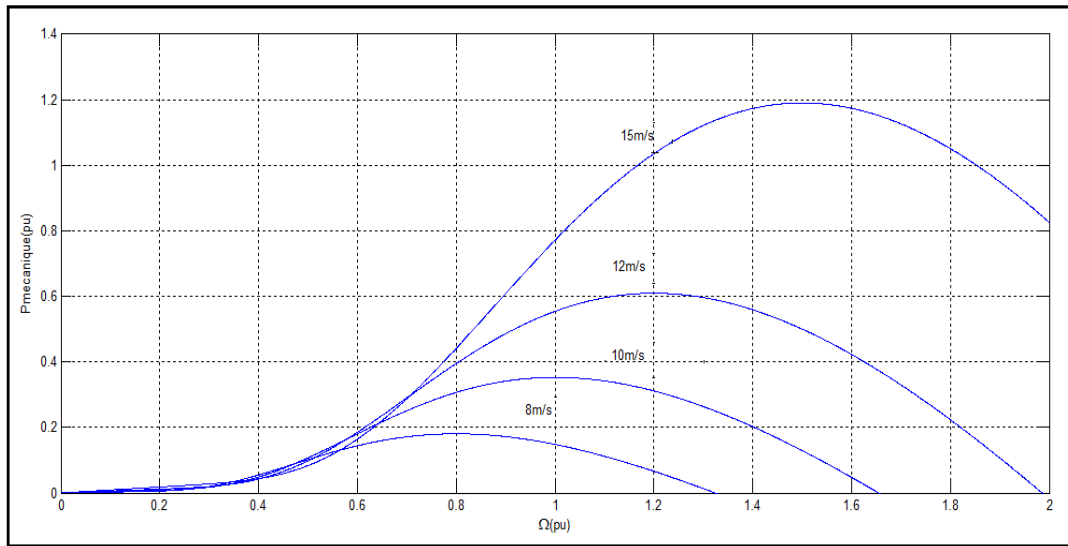


Figure 4.10 Puissance mécanique en fonction de vitesse de rotation du rotor pour différentes vitesses de vent

4.5 Modélisation de la machine synchrone

4.5.1 Introduction

Dans cette partie, la modélisation et la commande de la machine synchrone sont introduites, alors que nous avons consacré la première partie à la modélisation de la machine. L'avantage de cette machine est l'élimination des pertes dans le cuivre, grâce à l'élimination du bobinage au niveau du rotor, qui est robuste et de grande densité de puissance. La deuxième partie consiste à appliquer les lois des commandes obtenues à partir des équations du modèle de la machine synchrone, étudié dans la première partie.

4.6 Équations de la machine synchrone

Le modèle de la machine synchrone est utilisé pour étudier le comportement dynamique et l'implantation des lois de commande.

Le modèle de Park est utilisé pour faciliter les équations et rendre ainsi les grandeurs électriques en grandeurs continues. En plus, cela permet de passer d'un repère à l'autre selon les matrices de passages.

4.6.1 Équations de la machine synchrone

Notre machine étudiée, dans ce mémoire, est composée d'une seule paire de pôles. La figure 4.11 (Krause et al, 2002) présente les enroulements de cette machine, en considérant l'axe magnétique de la phase (a) comme axe de référence ainsi que les axes de transformation d et q.

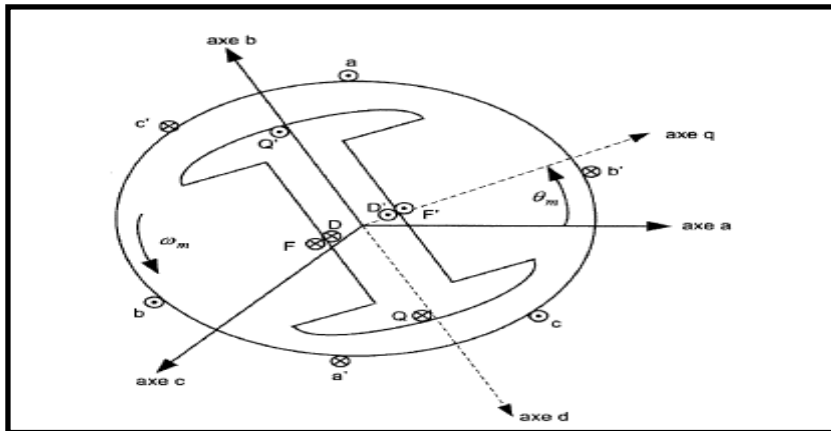


Figure 4.11 Machine synchrone triphasée
à une seule paire de pôles
Tirée de Rezkallah, Miloud (2010, p. 40)

Selon les phases de la machine, on peut écrire les équations selon (Krause et al, 2002) de la tension et des flux dans le repère fixe puis en utilisant la transformation de Park.

Les enroulements des amortisseurs sont en court-circuit et le schéma électrique de la machine est présenté selon la figure 4.12.

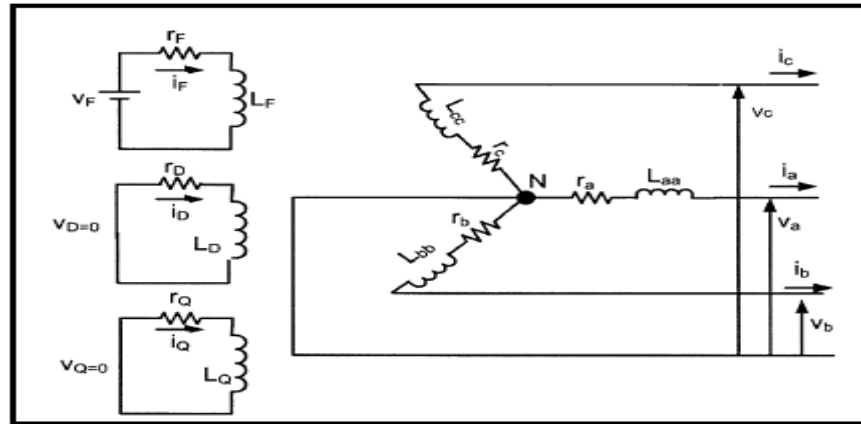


Figure 4.12 Schéma électrique de la machine synchrone
Tirée de Rezkallah, Miloud (2010, p. 41)

On présente les équations de flux par la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{FQ} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Où,

L_{ij} ($i=a,b,c,F,D,Q$; $j=a,b,c,F,D,Q$) est une self inductance si $i=j$. Autrement, L_{ij} est une inductance mutuelle

Donc cette matrice peut s'écrire sous une forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Avec :

L_{aa} : Matrice de l'inductance stator-stator,

L_{aR} ; L_{Ra} : Matrice des inductances stator-rotor et rotor-stator,

L_{RR} : Matrice de l'inductance rotor-rotor.

Alors, les équations des tensions peuvent se présenter par la matrice suivante :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ -V_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & & & & & \\ & r_a & & & & \\ & & r_a & & & \\ & & & r_F & & \\ & 0 & & & r_D & \\ & & & & & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_a}{dt} \\ \frac{d\lambda_b}{dt} \\ \frac{d\lambda_c}{dt} \\ \frac{d\lambda_F}{dt} \\ \frac{d\lambda_D}{dt} \\ \frac{d\lambda_Q}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Donc, on peut écrire cette équation sous la forme réduite suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{abc} & 0 \\ 0 & r_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \\ \frac{d\lambda_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

D'après les équations (4.26;4.27;4.28;4.29), le système n'est pas linéaire. Pour le rendre linéaire, on fait une transformation des enroulements statoriques en enroulements orthogonaux par la transformation du Park (équation 4.30). Cette transformation permet de passer d'un système triphasé décalé d'une angle de 120° en un système triphasé d'axes orthogonaux.

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Avec :

$$\theta(t) = \omega t + \theta(0) \quad (4.31)$$

Où,

θ : L'angle entre l'axe a et l'axe d

f : Représente les grandeurs de la machine (flux, charge électrique, tension, courant)

ω : La vitesse angulaire

Pour avoir une synchronisation entre le référentiel et le rotor, on pose $\theta = \theta_m$ et $\omega = \omega_m$.

En appliquant la transformation de Park sur l'équation (4.27) on trouve :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Où,

I : matrice identité (3*3)

Donc, l'équation suivante (4.33) démontre que la composante homopolaire λ_0 est nulle et que toutes les grandeurs du rotor sont ramenées au stator.

$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_d \\ \lambda'_F \\ \lambda'_D \\ \lambda'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -L_q & 0 & 0 & 0 & L_{mq} \\ 0 & -L_d & L_{md} & L_{md} & 0 \\ 0 & -L_{md} & L'_F & L_{md} & 0 \\ 0 & -L_{md} & L_{md} & & 0 \\ -L_{mq} & 0 & 0 & 0 & L'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i'_F \\ i'_D \\ i'_Q \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

Sachant que l'inductance totale de chaque circuit comporte une inductance de fuite et une inductance mutuelle avec chacun des autres circuits de même axe d ou q qui sont orthogonaux et n'ont pas de couplage magnétique entre eux.

On suppose que toutes les inductances mutuelles d'un même axe sont égales :

Alors, l'inductance mutuelle dans l'axe d :

$$L_{dD} = L_{Dd} = L_{dF} = L_{Fd} = L_{DF} = L_{FD} = L_{md} \quad (4.34)$$

L'inductance mutuelle dans l'axe q :

$$L_{mq} = L_{Qq} = L_{mq} \quad (4.35)$$

Les inductances de chacun des cinq circuits sont données par les équations (4.36), où S indique le stator, L_i est l'inductance totale de l'enroulement i , L_{mj} est l'inductance mutuelle de l'axe j et L_{ii} indique l'inductance de fuite de l'enroulement i .

$$\left\{ \begin{array}{l} L_q = L_{md} + L_{ls} \\ L_d = L_{mq} + L_{ls} \\ L'_D = L_{md} + L'_{ID} \\ L'_F = L_{md} + L'_{IF} \\ L'_Q = L_{mq} + L'_{IQ} \end{array} \right. \quad (4.36)$$

En appliquant la transformation de Park sur l'équation (4.29) on trouve :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ V'_{FDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} r_{abc} & 0 \\ 0 & r'_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i'_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \\ \frac{d\lambda'_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

Et on trouve l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} V_q \\ V_d \\ V'_F \\ V'_D \\ V'_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_s & & & & \\ & -r_s & & & \\ & & 0 & & \\ & & & r'_F & \\ & 0 & & & r'_D \\ & & & & & r'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i'_F \\ i'_D \\ i'_Q \end{bmatrix} + \omega_m \begin{bmatrix} \lambda_d \\ -\lambda_q \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_d}{dt} \\ \frac{d\lambda_q}{dt} \\ \frac{d\lambda'_F}{dt} \\ \frac{d\lambda'_D}{dt} \\ \frac{d\lambda'_Q}{dt} \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

Où,

$$r_s = r_a = r_b = r_c$$

Enfin, on trouve que l'équation (4.38) décrit le comportement électrique de la machine synchrone. la figure 4.13, montre le schéma électrique de la machine synchrone à pôle saillant dans le référentiel tournant avec le rotor.

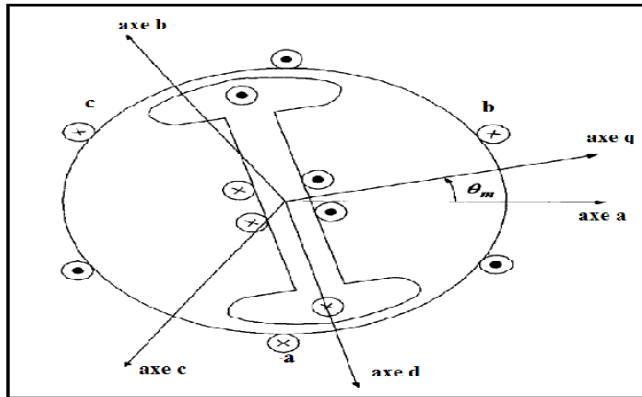


Figure 4.13 Schéma de la machine synchrone à pôle saillant dans le référentiel tournant avec le rotor

Donc, le couple électromagnétique est donné par l'équation suivante :

$$T_{em} = \frac{3}{2} P (i_q \lambda_q - i_d \lambda_d) \quad (4.39)$$

$$v_{abc} = R_s i_{abc} + \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \quad (4.40)$$

Avec :

λ_{abc} : Flux de fuite, ils s'écrivent selon l'équation suivante :

$$\lambda_{abc} = [L_s][i_{abc}] + [L_{sr}]i_f \quad (4.41)$$

Et

$v_{abc} = [v_a \ v_b \ v_c]^T$ Tension; le courant $i_{abc} = [i_a \ i_b \ i_c]^T$

$$R_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

Sachant que la matrice des inductances est :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \quad (4.43)$$

Avec :

L_{aa} , L_{bb} , L_{cc} : sont les inductances propres pour chaque phase, les autres sont des inductances mutuelles et qui sont toutes dépend de θ

Alors, les équations détaillées des inductances sont :

$$\left\{ \begin{array}{l} L_{aa} = L_0 + L_1 + L_2 \cos(2\theta_r) \\ L_{bb} = L_0 + L_1 + L_2 \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ L_{cc} = L_0 + L_1 + L_2 \cos(\theta_r - \frac{4\pi}{3}) \\ L_{ab} = L_{ba} = -\frac{1}{2}L_0 + L_2 \cos 2(\theta_r - \frac{\pi}{3}) \\ L_{ac} = L_{ca} = -\frac{1}{2}L_0 + L_2 \cos 2(\theta_r + \frac{\pi}{3}) \\ L_{bc} = L_{cb} = -\frac{1}{2}L_0 + L_2 \cos 2(\theta_r + \pi) \end{array} \right. \quad (4.44)$$

4.6.2 Modélisation dans le plan dq de la machine

Suivant la transformation de Park on peut écrire les équations de la tension V_{dq0} en fonction de V_{abc} comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} v_d = \frac{2}{3} \left[v_a \cos \theta_r + v_b \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) + v_c \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \right] \\ v_q = \frac{2}{3} \left[v_a \sin \theta_r + v_b \sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) + v_c \sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \right] \\ v_d = \frac{2}{3} \left[\frac{v_a}{2} + \frac{v_b}{2} + \frac{v_c}{2} \right] \end{array} \right. \quad (4.45)$$

Les équations du flux

$$\begin{cases} \lambda_a = L_{aa}i_d + L_{ab}i_q + L_{ac}i_0 + \lambda_m \cos \theta_r \\ \lambda_b = L_{ba}i_d + L_{bb}i_q + L_{bc}i_0 + \lambda_m \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \\ \lambda_c = L_{ca}i_d + L_{cb}i_q + L_{cc}i_0 + \lambda_m \cos(\theta_r - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (4.46)$$

Donc, la transformation d'abc vers dq est :

$$v_{abc} = R_s i_{abc} + \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \quad (4.47)$$

Et

$$\begin{cases} v_d = R_s i_d + \frac{d\lambda_d}{dt} - \omega_r \lambda_q \\ v_q = R_s i_q + \frac{d\lambda_q}{dt} - \omega_r \lambda_d \end{cases} \quad (4.48)$$

D'après l'équation de flux, on trouve :

$$\lambda_{dq0} = L_{dq0} i_{dq0} + \lambda_{dq0m} \quad (4.49)$$

Avec :

$$\lambda_{dq0m} = \begin{bmatrix} \lambda_m \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.50)$$

$$\begin{cases} v_d = R_s i_d + \frac{dL_d i_d}{dt} + \frac{d\lambda_m}{dt} - \omega_r (L_q i_q) = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - L_q \omega_r i_q \\ v_q = R_s i_q + \frac{dL_q i_d}{dt} + \frac{d\lambda_m}{dt} + \omega_r (L_d i_d + \lambda_m) = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - L_d \omega_r i_d + \omega_r \lambda_m \end{cases} \quad (4.51)$$

D'après les équations de la machine en dq, on peut déduire leur schéma équivalent dans le plan dq.

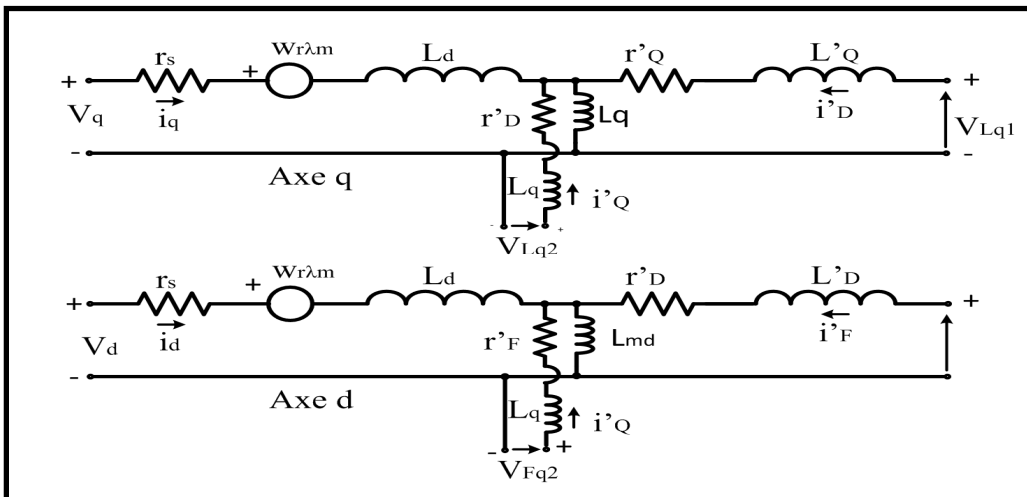


Figure 4.14 Schéma électrique équivalent de la machine suivant l'axe d et q

4.7 Commande de la machine synchrone

La commande de la machine se base sur la modulation en largeur d'impulsions (MLI), et les résultats de modélisations de la machine.

4.7.1 Modulation MLI

La modulation de largeur d'impulsion (MLI), est une méthode de pilotage pour les convertisseurs d'énergie. Cette méthode a des avantages sur les performances de la machine, sur les pertes dans l'onduleur, sur le bruit et même sur les surtensions.

4.7.2 Contrôle de la machine synchrone

La machine synchrone standard a besoin d'une tension d'excitation (figure 4.15). Cette tension est nécessaire pour le démarrage de la machine, en utilisant pour cela deux entrées : le flux et la vitesse mesurée du rotor avec un contrôleur pour nous donner la tension $V_f(V)$ de l'excitation. Aussi, nous avons présenté la régulation de vitesse dans la même figure.

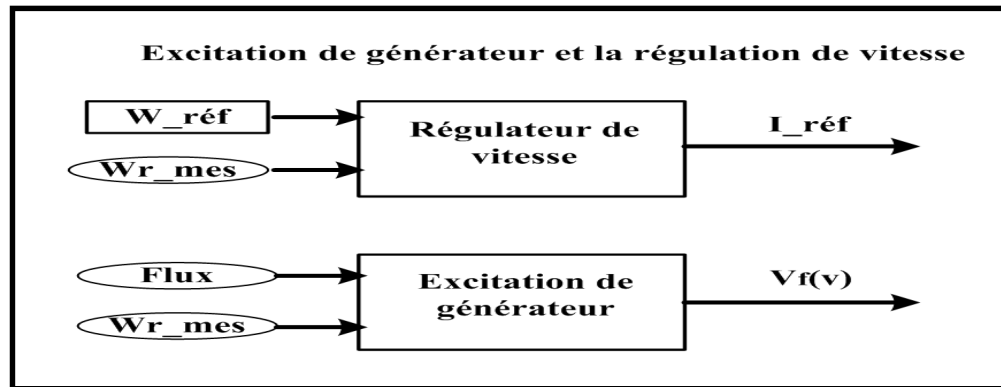


Figure 4.15 Régulation de la vitesse et l'excitation de générateur

Afin de réguler la tension et la puissance réactive de la MS, le bloc ci-dessous (figure 4.16) représente la loi de commande et contrôle du convertisseur coté réseau.

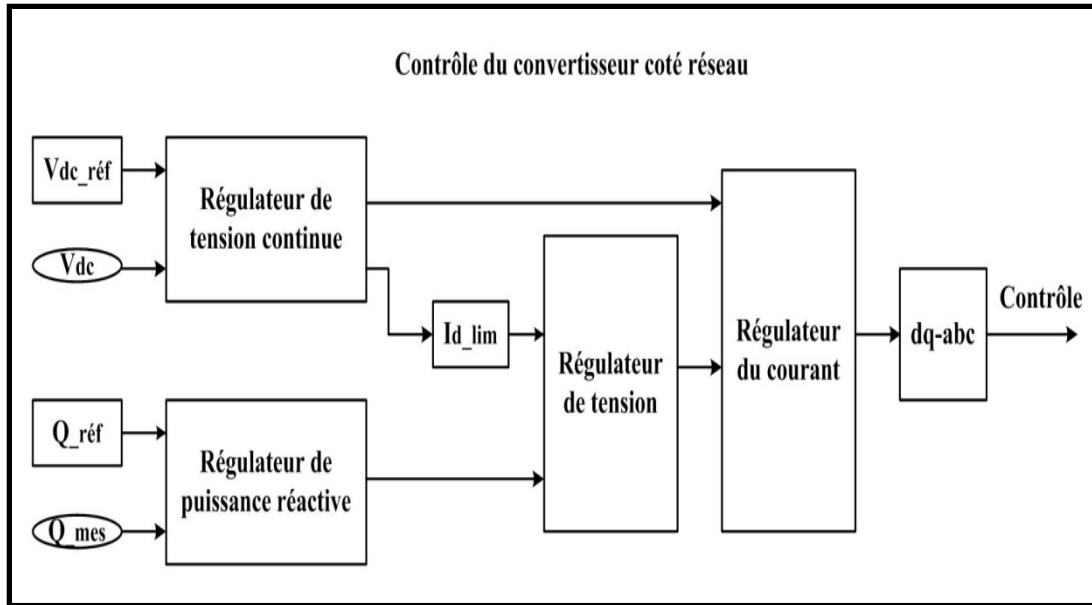


Figure 4.16 Le bloc de la loi de commande de la machine synchrone
 Modifié du modèle d'origine au simpower (simulink)
 Tirée de MATLAB (2009)

4.8 Résultats de simulation

Le fonctionnement de l'éolienne a été simulé sous le logiciel MATLAB/Simulink. En utilisant les paramètres de la machine Voir Annexe I, Tableau-A II-2.

Cette éolienne de 2 MW de la puissance est raccordée à un réseau de 25 KV par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur et une ligne de 2 km. Cette éolienne est composée par un générateur synchrone connecté au redresseur à diodes triphasé, un convertisseur (IGBT) continu/continu et un convertisseur (IGBT) CC/CA (modélisé par des sources de tension). Les paramètres de l'éolienne sont donnés à l'annexe (I).

La figure 4.17, montre la vitesse du rotor et la tension continue à la sortie du redresseur.

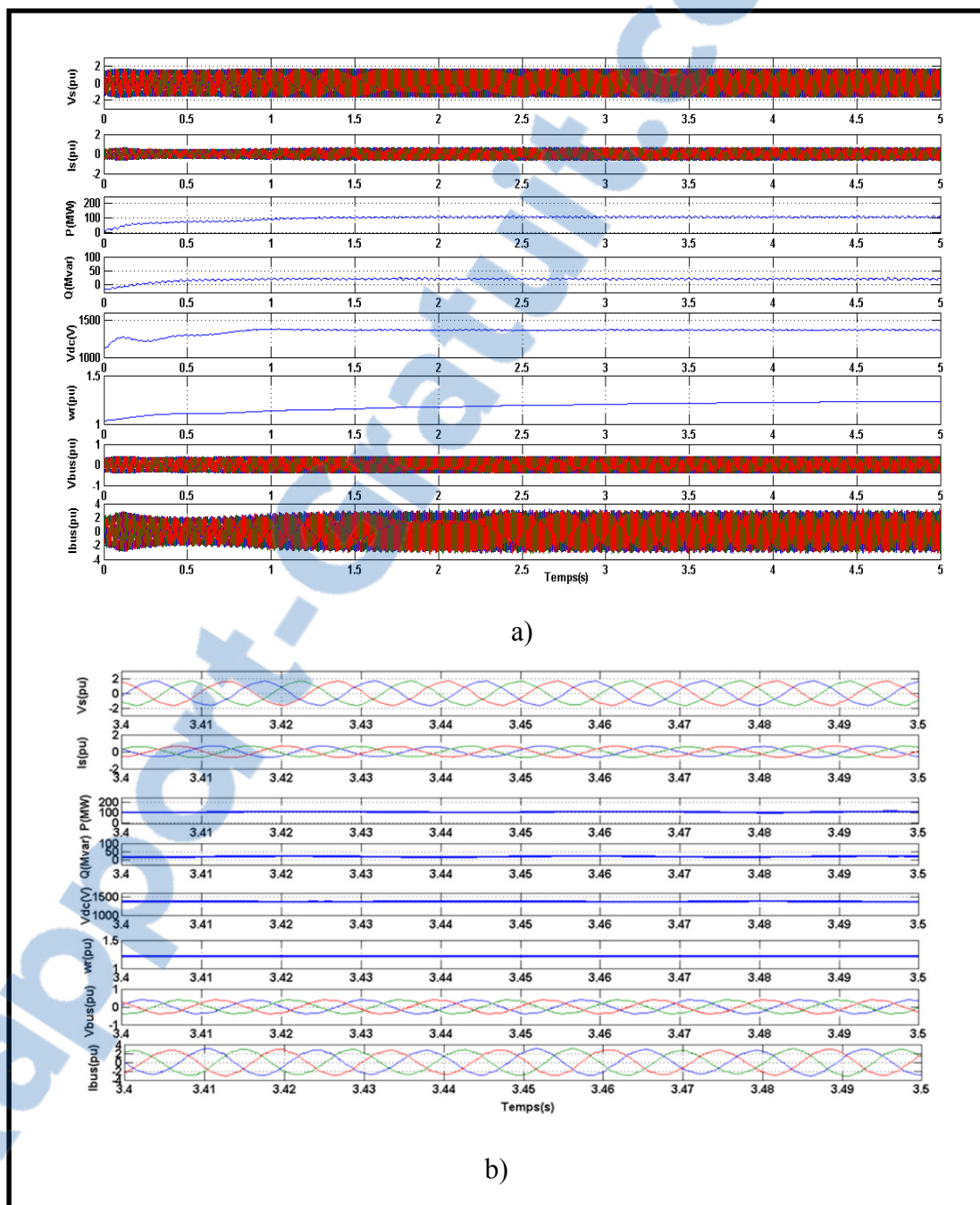
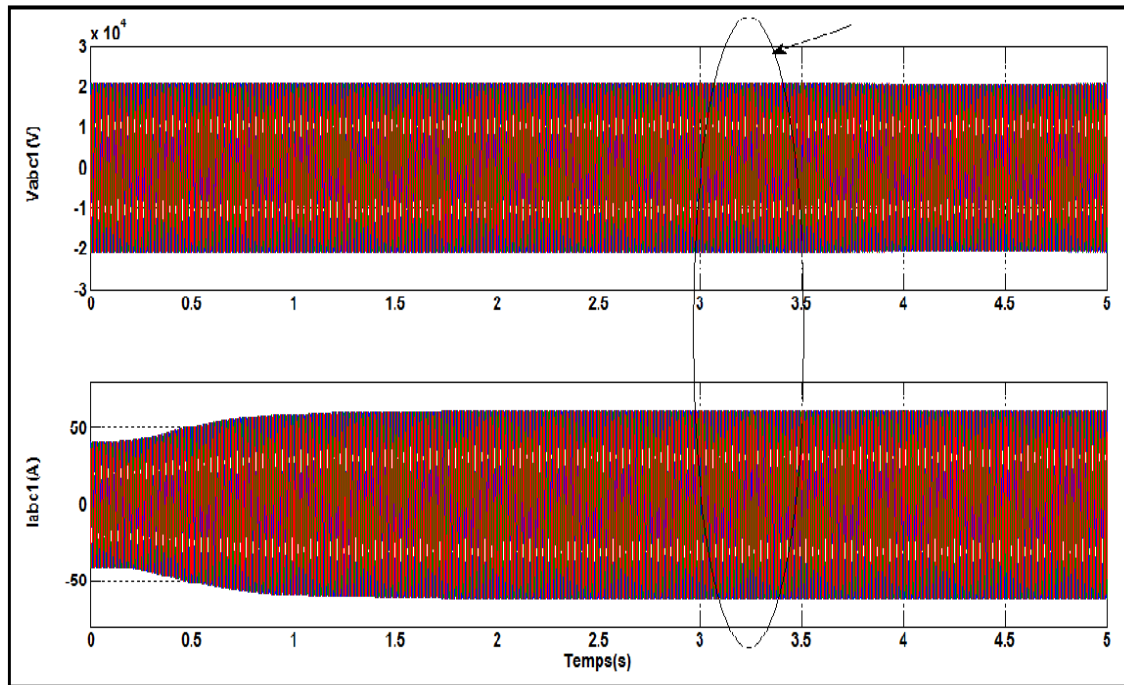
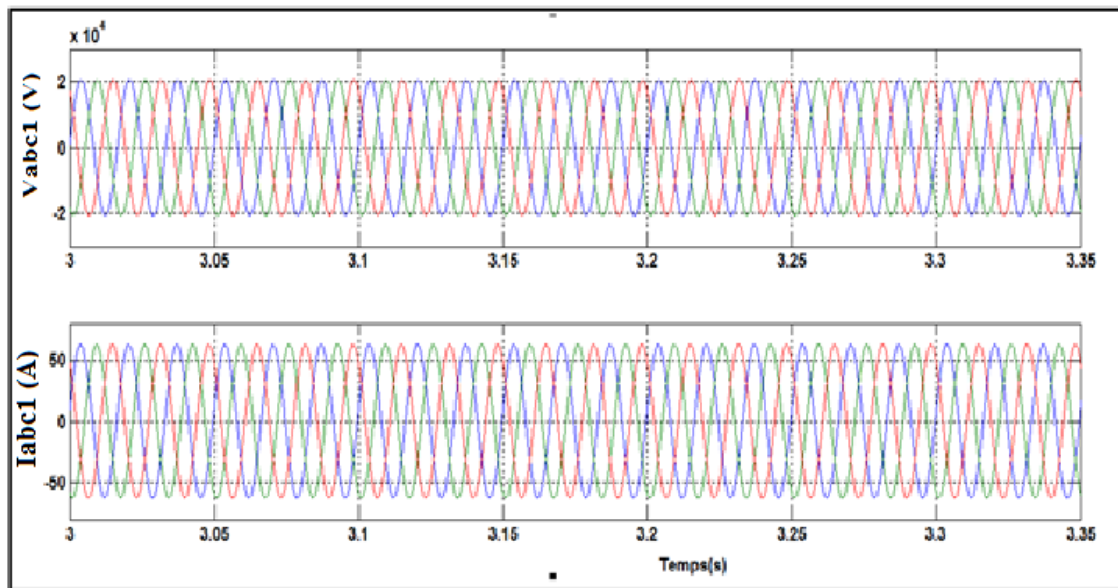


Figure 4.17 Résultats de simulation (a) et zoom (b) de la tension de source, courant de source, puissance active et réactive, la vitesse du rotor, la tension continue(CC), la tension et le courant de réseau



a)



b)

Figure 4.18 Les tensions et courants (coté éoliennes) a) V_{abc} et I_{abc} b) Zoom dans l'intervalle de 0.35s

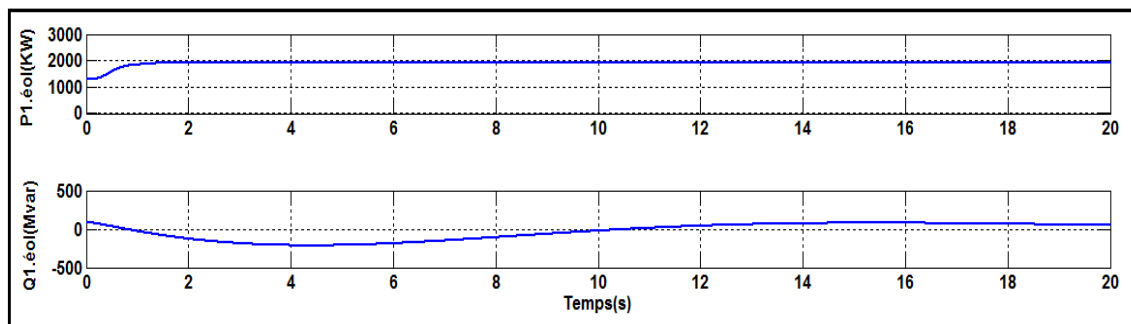


Figure 4.19 Puissance active (2 MW) et réactive de l'éolienne

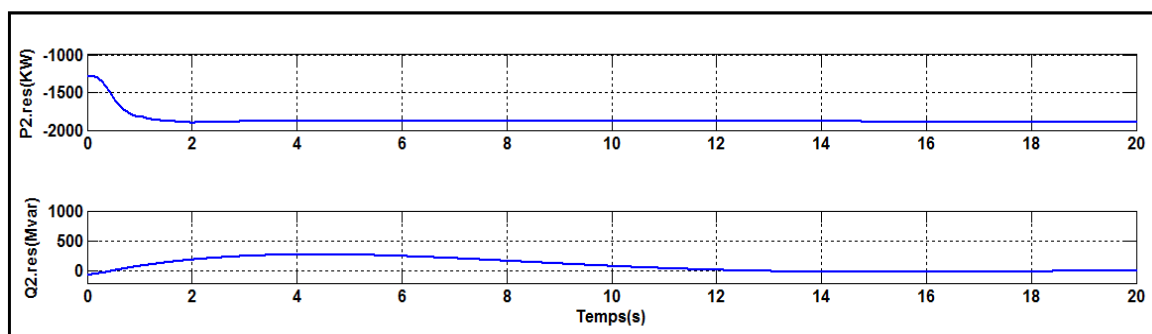


Figure 4.20 La puissance active et réactive (côté réseau)

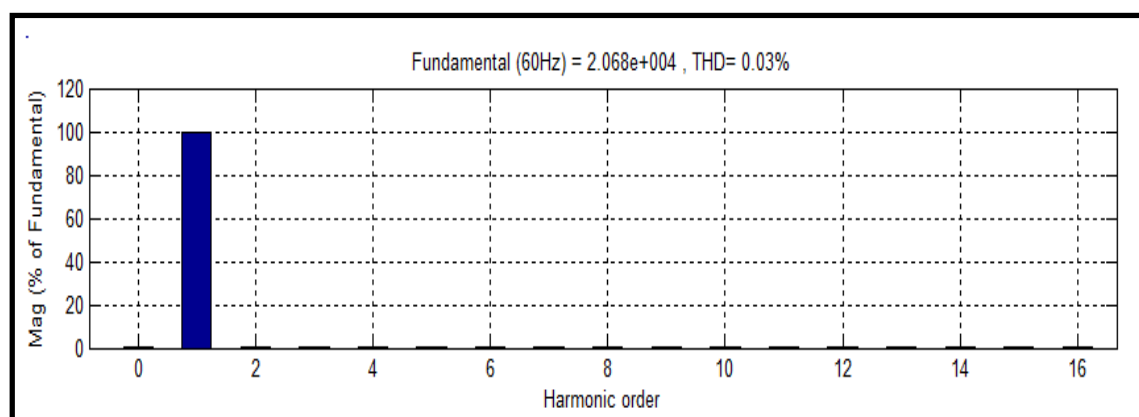


Figure 4.21 Spectre harmonique de la tension de réseau

La figure 4.18, montre l'évolution de la puissance active et réactive de la génératrice. La figure présente l'allure de la vitesse (15 m/s), ce qui explique une bonne régulation de vitesse. La consigne de puissance réactive est maintenue à zéro afin d'assurer un facteur de puissance unitaire.

On remarque que : l'éolienne extrait le maximum d'énergie du vent, la puissance active atteint la référence de 2 MW et à la fin, la tension et le courant sont purement sinusoïdaux et en opposition de phase ce qui correspond à un bon facteur de puissance.

4.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des modèles mathématiques des différents éléments constitués la source d'énergie éolienne y compris le vent et la machine synchrone. Le bloc source a été testé sous l'environnement MATLAB/Simulink. Les résultats obtenus montrent le bon fonctionnement de cette simulation.

Après la validation du système éolien, nous avons utilisé ce modèle dans le prochain chapitre.

CHAPITRE 5

MODÉLISATION ET CONTRÔLE DE VSC-HVDC

5.1 Introduction

L'intégration des convertisseurs au niveau de réseau haute tension à courant continu joue un rôle très important au niveau de l'amélioration du rendement des convertisseurs de puissances, la diminution des harmoniques et la minimisation de la puissance réactive. L'objectif principal de notre travail est de concevoir un convertisseur triphasé qui assure un rendement élevé (Spahic et Balzer, 2007). Le choix du convertisseur tris-phrasé à trois niveaux à point neutre calé a été pondéré, puisqu'il accorde une meilleure utilisation dans le transport d'énergie. Ce choix nécessite une stratégie de contrôle assez avancée du convertisseur à trois niveaux (NPC) basée sur un système de transmission VSC-HVDC.

5.2 Composants de VSC-HVDC offshore

La figure 5.1 (Kong et Zhang, 2011), présente en système complet le VSC-HVDC où la source d'énergie primaire est un parc éolien offshore constitué par plusieurs éoliennes ayant des génératrices synchrones à pôle saillant. Cette partie est déjà présentée dans le chapitre quatre. Le réseau alternatif du parc éolien offshore est connecté au convertisseur à travers un transformateur. Dans le côté transmission CC, les câbles CC et les condensateurs sont présentés avec la liaison au neutre. Chaque système de conversion dans les deux cotés est situé dans un bâtiment, la première station est dans la mer, la deuxième dans le côté terrestre. Dans le côté de réseau alternatif, le filtre, le transformateur et le réseau sont présentés. Dans la figure 5.1, tous les éléments sont affichés sauf le système de refroidissement des convertisseurs et les disjoncteurs de protections.

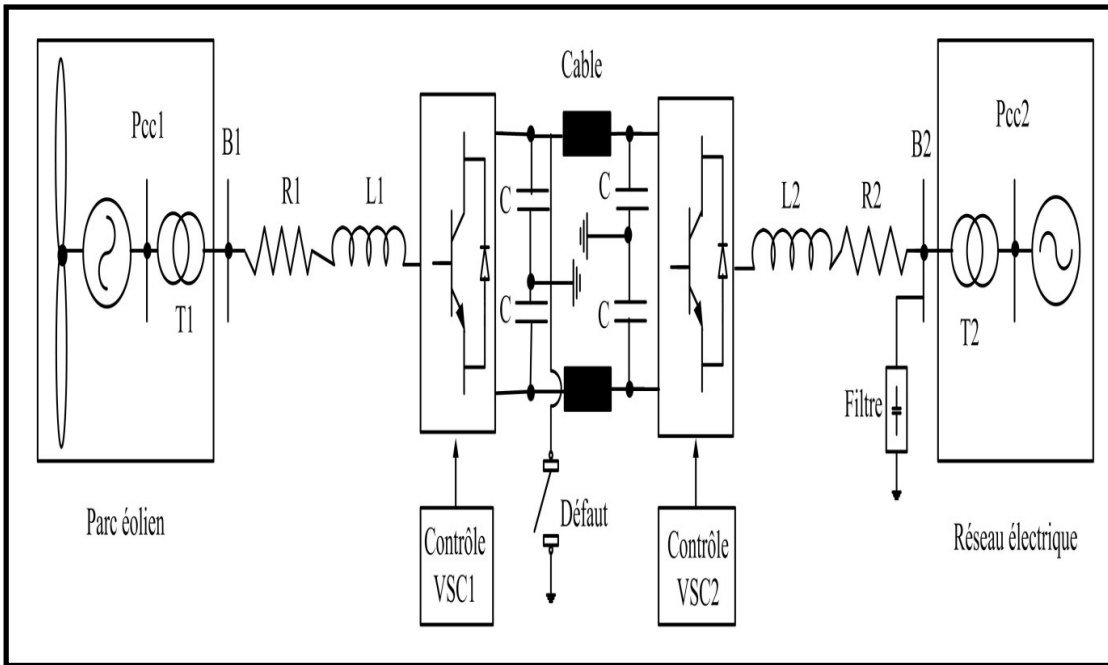


Figure 5.1 Éolienne offshore avec système de transmission VSC-HVDC

5.2.1 Éolienne offshore

Le parc éolien contient 50 éoliennes avec une puissance nominale de sortie de 100 MW et chaque éolienne produit 2 MW. L'éolienne se compose d'un générateur synchrone connecté à un redresseur à diodes. Le système de conversion (VSC), à base d'IGBT coté éolienne, est représenté par des générateurs de source de tension qui est la même chose pour les convertisseurs CC/CC. Ce modèle permet d'utiliser des pas de temps plus grands (50 microsecondes). Cette technologie permet d'extraire le maximum d'énergie du vent pour les faibles vitesses de vent en optimisant la vitesse de la turbine et en minimisant les contraintes mécaniques lors de rafales de vent. Le système de commande du convertisseur CC/CC est utilisé pour garder la vitesse constante ainsi que la puissance réactive d'éolienne régulière à 0 VAR.

5.2.2 Réactance

La réactance est un élément inductif principal avec une faible résistance insérée entre la source primaire et le convertisseur de puissance (redresseur). Leur taille détermine le comportement dynamique du courant alternatif, du côté convertisseur de puissance (redresseur).

5.2.3 Transformateur

Le transformateur est constitué de plusieurs bobines avec un circuit magnétique qui sert à élever ou abaisser le niveau de tension d'une source d'énergie électrique. Dans notre cas le transformateur de puissance utilisé dans les deux stations de transmission abaisseuse cotée réseau et élévateur coté éolien, il interface les bornes alternatives de VSC au réseau alternatif et fournit une isolation électrique et fonctionne ainsi comme un filtre.

5.2.4 Filtre

Le filtre est introduit entre le convertisseur (onduleur) et le réseau, afin de réduire l'ondulation de commutation due à la haute fréquence des interrupteurs IGBT, utilisés dans la conversion d'énergie.

5.2.5 Condensateurs à CC

Les condensateurs à CC sont des éléments actifs très importants dans le système VSC-HVDC. Ils fournissent la tension CC du côté convertisseur et stockent l'énergie électrique. Leur taille détermine le comportement dynamique du bus CC.

5.2.6 Câble à CC

Les câbles à CC sous-marins sont des éléments principaux pour la transmission VSC-HVDC et font face aux exigences environnementales. Ils sont blindés avec des fils en acier galvanisé

pour supporter les chocs mécaniques et ils possèdent aussi un niveau d'isolement très élevé afin de rester intact du risque d'oxydation par l'eau et par l'humidité. La longueur du câble à CC sous-marin utilisé dans notre travail de recherche est 75 km.

5.3 Topologie proposée

Afin d'atteindre nos objectifs fixés en premier chapitre, la topologie montrée dans la figure 5.2 est celle que nous avons choisie. Elle présente le convertisseur à trois niveaux à point neutre calé (NPC, *Neutral-Point-Clamped*). Cette topologie a eu (n-1) des condensateurs sur le bus à courant continu et produit n niveaux de tension continue présentée selon la figure 5.2 :

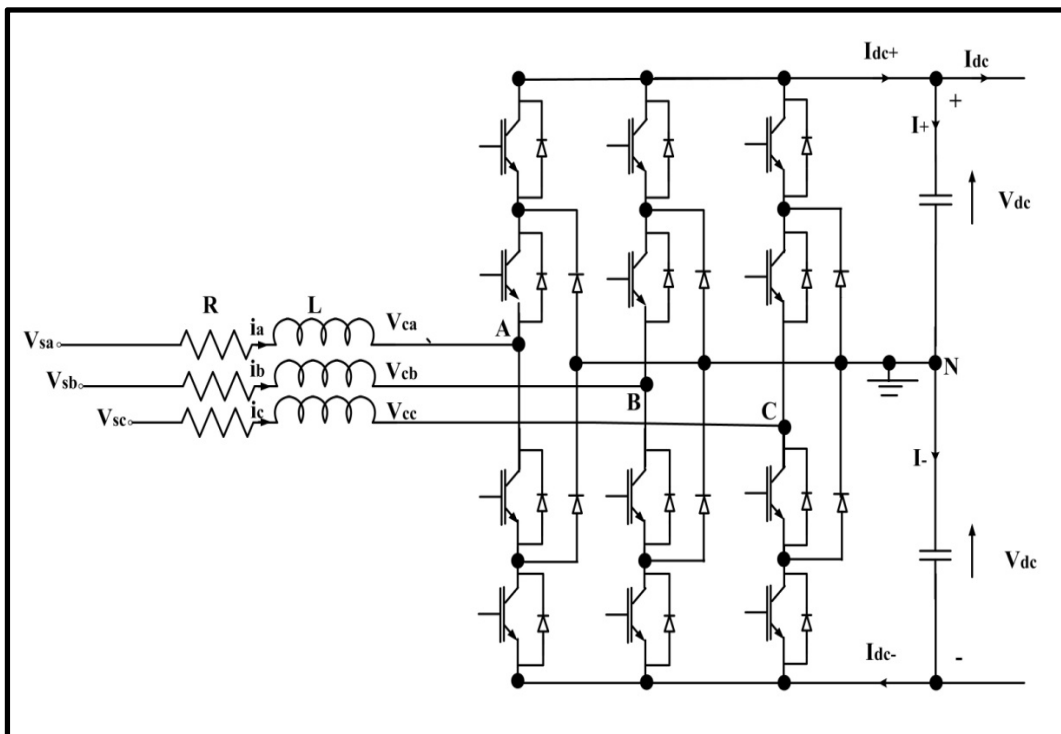


Figure 5.2 Redresseur triphasé à point neutre calé des diodes

5.4 Avantage et principe de fonctionnement du convertisseur PNC (NPC)

L'avantage de ce convertisseur se manifeste dans ses interrupteurs de puissance qui sont mis en série afin de réduire la tension à leurs bornes, ainsi une meilleure performance due à la faible résistance et à une grande vitesse de commutation.

Cette topologie permet aussi de garder la tension de sortie régulée même si on actionne des charges déséquilibrées. Elle peut donc minimiser les fluctuations de tension du bus continu.

5.4.1 Rôle du point neutre

Le principe du point neutre est de connecter le neutre de la source au point milieu capacitif CC. Ce point neutre sera compensé par MLI et le sens du courant sera obtenu par le courant de sortie de chaque phase. Il sert à évacuer le courant libre i_0 (homopolaire).

5.4.2 Technique de modulation MLI (PWM)

Dans notre mémoire, nous utilisons la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) à trois niveaux qui permet de générer un signal de fréquence fixe et un rapport cyclique variable. Le MLI augmente aussi le taux de l'utilité de la tension continue. Cette MLI nécessite deux porteuses triangulaires pour assurer les trois niveaux de tensions $(-\frac{V_{dc}}{2}, 0, +\frac{V_{dc}}{2})$.

Principalement le MLI contrôle la tension de sortie et réduire les harmoniques de tension. Ce principe est montré dans la figure 5.3.

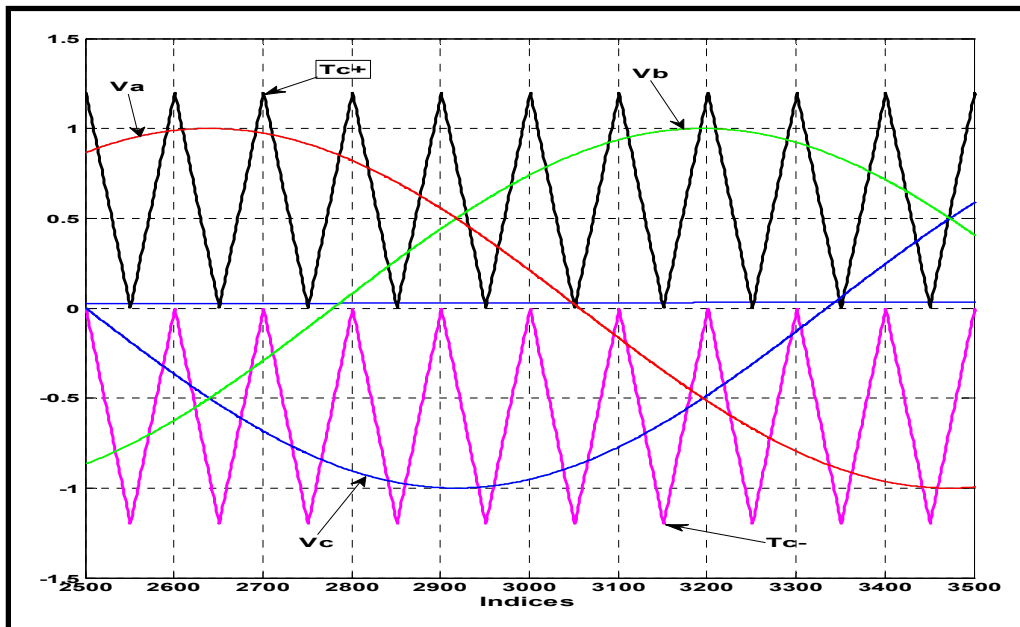


Figure 5.3 Signal de MLI à trois niveaux

5.4.3 Application de MLI sur les convertisseurs

La commande MLI est adoptée pour contrôler les deux convertisseurs et elle assure leur dissymétrie spécifique.

Pour définir les séquences de fonctionnement du convertisseur, on prend comme exemple le schéma simple de redresseur à trois niveaux, donné par la figure 5.4.

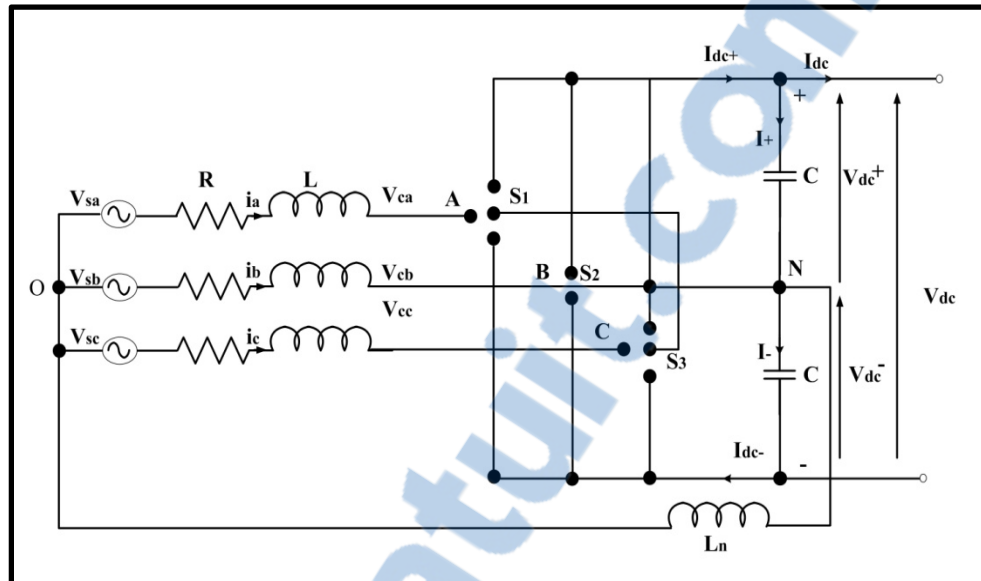


Figure 5.4 Schéma simplifié du redresseur triphasé à trois niveaux

«Si » interrupteurs de bras «i»

En considérant le bras 1, S1

Peut prendre 3 états :

S1=1

D11 et D12 sont passants si $i_a \sup 0$ ou T11 et T12 sont passants si $i_1 \inf 0$

S1=0 D2 et T13 sont passant si $i_a \sup 0$ ou D1 et T12 sont passants si $i_1 \inf 0$

S1=-1 T13 et T14 sont passants si $i_a \sup 0$ ou D13 et D14 sont passants si $i_1 \inf 0$

Cette résultat signifie que :

- 1 indique que les phases A et/ou B et/ou C sont connectés à $+\frac{V_{dc}}{2}$
- 0 indique qu'A et/ou B et/ou C sont connectés à 0
- -1 indique que les phases A et/ou B et/ou C sont connectés à $-\frac{V_{dc}}{2}$

La méthode MLI est la plus adéquate à implanter au redresseur pour que ce dernier puisse avoir des meilleures performances.

5.5 Modélisation du redresseur

Premièrement, on modélise le convertisseur dans le repère (abc) puis nous appliquons sur ce modèle la transformation abc/dq pour des raisons de simplification et de la réduction des équations d'état. Pour cela nous nous basons sur la thèse (Yacoubi,Loubna .2004,68p).

5.5.1 Modélisation du redresseur dans le repère (abc)

Nous avons modélisé le système de la figure 5.2, en réduisant les équations d'états du système. Les équations de tension du système sont retenues par les lois de Kirchhoff suivant :

$$\begin{cases} V_{A0} = v_{sa} - Ri_a - L \frac{di_a}{dt} \\ V_{B0} = v_{sb} - Ri_b - L \frac{di_b}{dt} \\ V_{C0} = v_{sc} - Ri_c - L \frac{di_c}{dt} \end{cases} \quad (5.1)$$

L est l'inductance de ligne et (i_a , i_b , i_c) et (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}) sont respectivement les courants et tensions de ligne.

Aussi on a :

$$\begin{cases} V_{A0} = V_{AN} - V_{ON} \\ V_{B0} = V_{BN} - V_{ON} \\ V_{C0} = V_{CN} - V_{ON} \end{cases} \quad (5.2)$$

Supposons que le système triphasé est équilibré, nous pouvons écrire que :

$$V_{ON} = \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \quad (5.3)$$

En remplaçant l'équation (5.3) en (5.2), nous parvenons à l'équation (5.4).

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{AN} - \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \\ V_{BO} = V_{BN} - \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \\ V_{CO} = V_{CN} - \frac{1}{4}(V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}) \end{cases} \quad (5.4)$$

Dans l'état de commutation des interrupteurs, on utilise les fonctions f_i qui peut prendre les valeurs suivantes (1/2, 0, -1/2).

Donc, les équations (5.4) deviennent :

$$\begin{cases} V_{AO} = V_{dc} (f_1 - \frac{1}{4} \sum_{i=1}^3 f_i) \\ V_{BO} = V_{dc} (f_2 - \frac{1}{4} \sum_{i=1}^3 f_i) \\ V_{CO} = V_{dc} (f_3 - \frac{1}{4} \sum_{i=1}^3 f_i) \end{cases} \quad (5.5)$$

En remplaçant l'équation (5.5) dans l'équation (5.1), on trouve l'équation (5.6).

$$\begin{cases} v_{sa} - R i_a - L \frac{di_a}{dt} = V_{dc} \left(f_1 - \frac{1}{4} \sum_{i=1}^3 f_i \right) \\ v_{sb} - R i_b - L \frac{di_b}{dt} = V_{dc} \left(f_2 - \frac{1}{4} \sum_{i=1}^3 f_i \right) \\ v_{sc} - R i_c - L \frac{di_c}{dt} = V_{dc} \left(f_3 - \frac{1}{4} \sum_{i=1}^3 f_i \right) \end{cases} \quad (5.6)$$

Supposons qu'on a l'équation suivante :

$$\begin{cases} V_{A0} = v_{ca} \\ V_{B0} = v_{cb} \\ V_{C0} = v_{cc} \end{cases} \quad (5.7)$$

Ce qui donne

$$\begin{cases} v_{sa} - R i_a - L \frac{di_a}{dt} = v_{ca} \\ v_{sb} - R i_b - L \frac{di_b}{dt} = v_{cb} \\ v_{sc} - R i_c - L \frac{di_c}{dt} = v_{cc} \end{cases} \quad (5.8)$$

Et d'après les figures (5.2) et (5.4) on peut déduire l'équation (5.9).

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = -R i_a - S_{a+} v - S_{a-} v_2 - v_{sa} \\ L \frac{di_b}{dt} = -R i_b - S_{b+} v - S_{b-} v - u_{sb} \\ L \frac{di_c}{dt} = -R i_c - S_{c+} v - S_{c-} v - v_{sc} \end{cases} \quad (5.9)$$

Les trois équations se sont les équations de redresseur côté alternatif. Par contre, les équations au côté DC sont exprimées comme suit :

$$\begin{cases} C \frac{dv_{dc1}}{dt} = -i_{dc+} + S_{a+} i_a + S_{b+} i_b + S_{c+} i_c \\ C \frac{dv_{dc2}}{dt} = -i_{dc-} + S_{a-} i_a + S_{b-} i_b + S_{c-} i_c \end{cases} \quad (5.10)$$

5.5.2 Modélisation de circuit à CC

Le circuit à courant continu du système VSC-HVDC est composé des condensateurs de puissance et un câble à courant continu. La figure 5.5 (Weixing Lu.2003, 31p), représente les deux côtés continus des stations VSC-HVDC et deux câbles de tension continuent. Le modèle mathématique de circuit est présenté par les équations suivantes.

$$\begin{cases} C \frac{dv_{dc1}}{dt} = -i_{dc1} - i_{dc} \\ C \frac{dv_{dc2}}{dt} = -i_{dc2} - i_{dc} \end{cases} \quad (5.11)$$

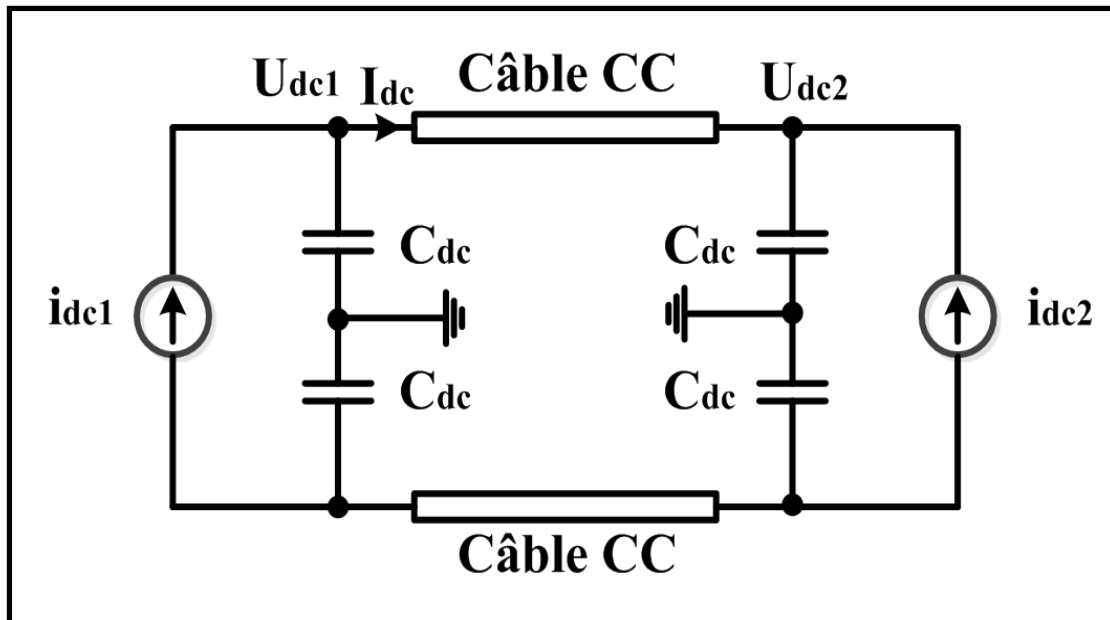


Figure 5.5 Modèle de circuit à courant continu du système VSC-HVDC

5.6 Contrôle du système

Trouver une nouvelle stratégie de contrôle de système VSC-HVDC est une action de recherche dans les dernières années en raison du développement de la génération d'énergie électrique des parcs éoliens. Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature :

Le modèle de contrôle interne, un contrôle stratégique et un contrôle de ligne de VSC-HVDC et CA. L'amélioration de la performance du système VSC -HVDC offshore est un résultat des stratégies de contrôle innovantes, telle que la stratégie utilisée dans notre mémoire pour commander le système, en respectant toutes les normes de l'installation.

5.6.1 Conception du régulateur de courant

Le contrôleur de courant interne est utilisé selon les références synchrones dq, vu que leurs structures sont associées aux régulateurs PI. Ainsi, l'amélioration de performance de ces

régulateurs est basée sur le modèle de couplage croisé. La structure du régulateur de courant interne est inspirée du modèle présenté dans la figure 5.6 (Jianhua et al., 2008).

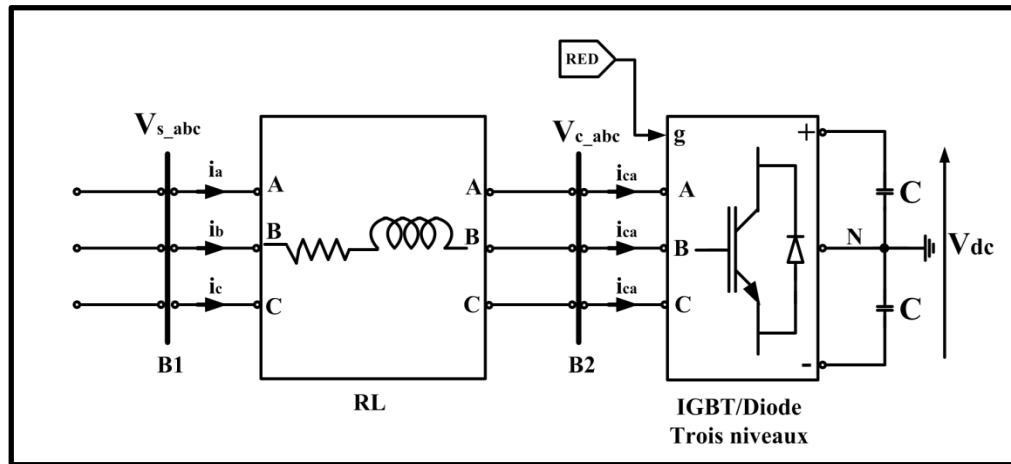


Figure 5.6 Bloc-diagramme du convertisseur

L'équation du système s'écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ca} \\ v_{cb} \\ v_{cc} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Les coordonnées des courants et des tensions qui sont présentées dans le repère abc sont transformés en coordonnées dq0 en utilisant la transformation de Park.

Pour cela on utilise la matrice P de transformation (équation 5.13).

$$P = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}; \quad \theta = \omega t \quad (5.13)$$

Et

$$P^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

Donc, on peut écrire l'équation :

$$\frac{di_{dq0}}{dt} = -\frac{R}{L}i_{dq0} + \frac{1}{L}(v_{sdq0} - v_{cdq0}) - P \frac{dP^{-1}}{dt} I_{dq0} \quad (5.15)$$

Sachant que le système triphasé, symétrique et équilibré alors on trouve l'équation suivante :

$$L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{cd} \\ i_{cq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{cd} \\ i_{cq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{cd} \\ v_{cq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\omega L \\ \omega L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{cd} \\ i_{cq} \end{bmatrix} \quad (5.16)$$

Où,

i_{cd} ; i_{cq} : courants de ligne

v_{sd} ; v_{sq} : tensions de source

v_{cd} ; v_{cq} : tensions cotées convertisseur

Les équations de contrôle découplé :

$$\begin{cases} v_{cd}^* = v_{sd} + \omega L i_{cq} - u_d \\ v_{cq}^* = v_{sq} - \omega L i_{cd} - u_q \end{cases} \quad (5.17)$$

À partir de ces équations, on peut réaliser la commande de découplage. La figure 5.7, montre le schéma bloc du contrôleur de découplage de système VSC-HVDC.

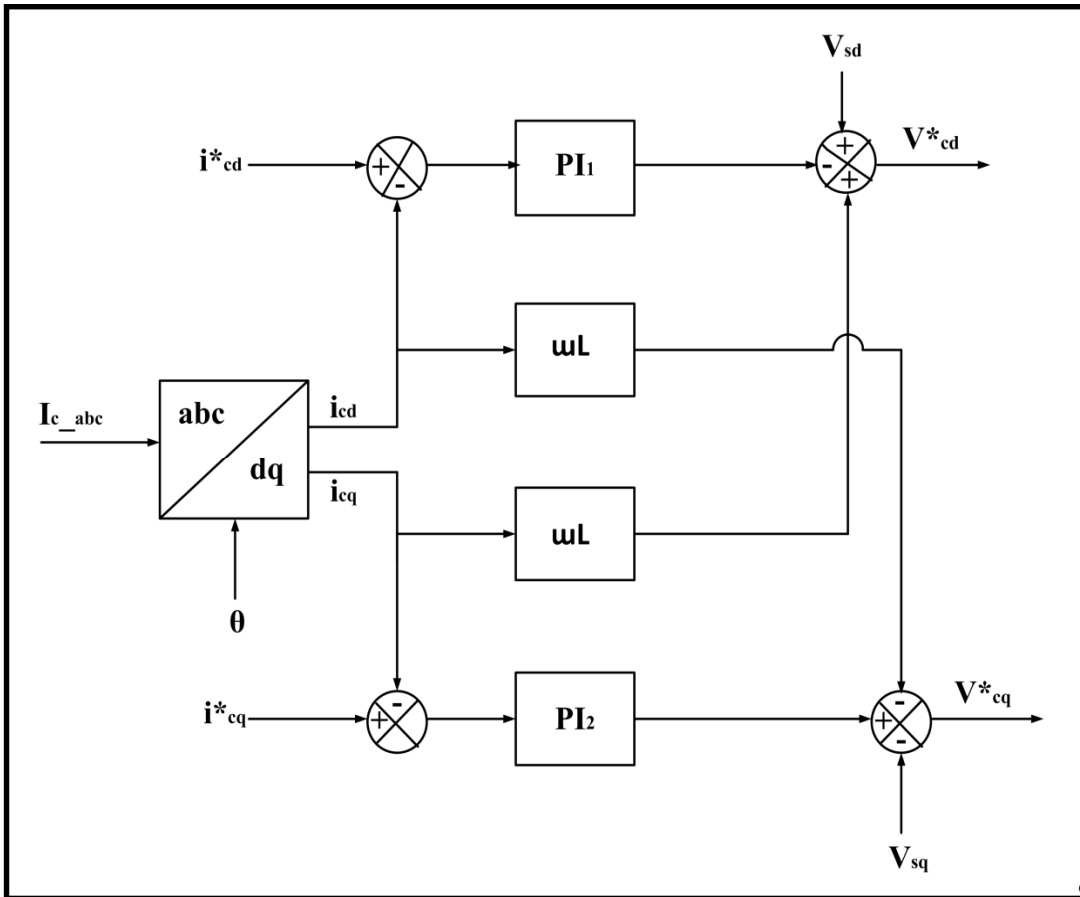


Figure 5.7 La structure du régulateur de courant suivant le plan dq

5.6.2 Régulateur de tension CC

L'objectif du régulateur PI de tension CC est de réguler la tension CC à sa valeur de référence et fournir, à la sortie, la valeur de référence du courant réactif. Le régulateur de tension est exprimé comme suit :

$$i_{dc}^* = \left(K_p + \frac{K_I}{s} \right) (V_{dc}^* - V_{dc}) \quad (5.18)$$

Où, K_p est le gain proportionnel qui assure la stabilité des variables commandées, alors que le gain intégral (K_i) annule l'erreur statique et assure une poursuite parfaite entre les mesures et les références.

Le schéma de régulateur de tension est montré à la figure 5.8.

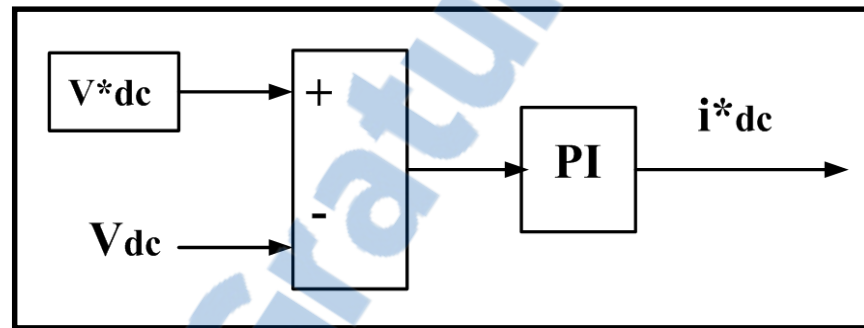


Figure 5.8 Schéma de régulateur de tension continue

5.6.3 Boucle de régulation de la tension CC

La fonction de contrôle du convertisseur coté offshore est de transmettre la puissance active générée par le parc éolien et de maintenir la tension alternative dans le parc éolien. La puissance active peut être modélisée par la référence de la puissance active qui est inspirée de la puissance générée par le parc éolien. La puissance active et réactive sont données par les équations suivantes.

$$\begin{cases} P = v_{cd} i_d + v_{cq} i_q \\ Q = v_{cq} i_d + v_{cd} i_q \end{cases} \quad (5.19)$$

Alors, la régulation par un PI fait maintenir la tension continue à son niveau souhaité. La structure du contrôle et régulation est présentée sur la figure 5.9 (Nguyen, Rudion et Styczynski, 2010).

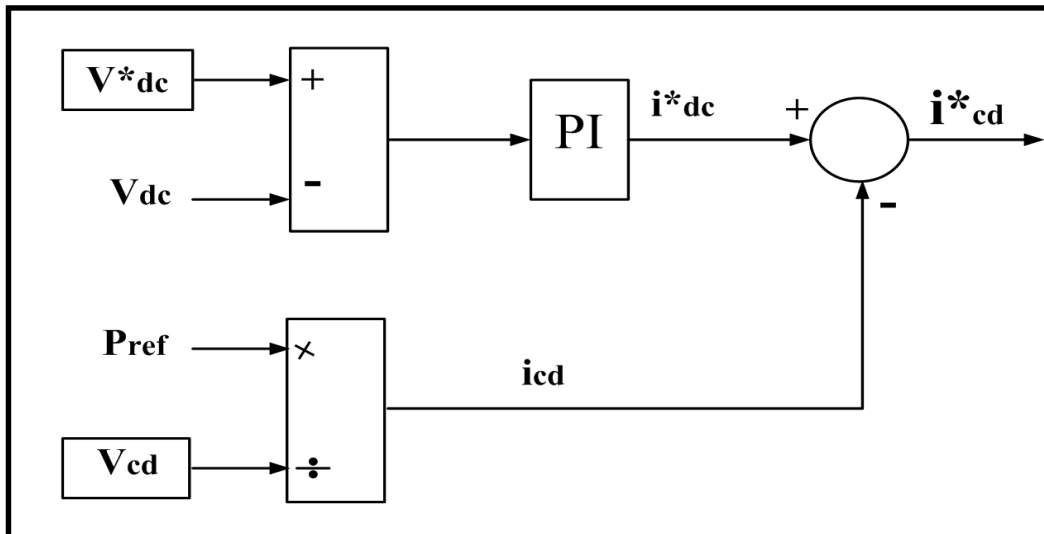


Figure 5.9 Contrôleur PI de la tension continue

5.6.4 Modélisation de filtre LCL

Le filtre de troisième ordre LCL (Yang et al., 2009) peut supprimer les ondulations de fréquences de commutation, le circuit de filtre triphasé LCL peut être modélisé est présenté dans la figure 5.10 (Group WPS, 2010.26P).

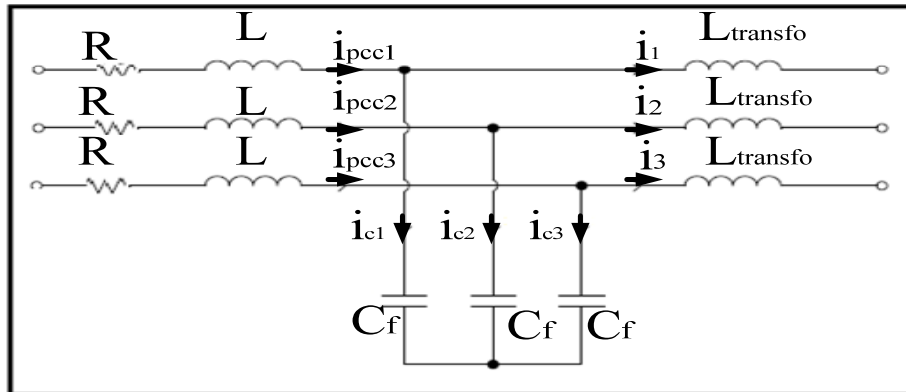


Figure 5.10 Schéma diagramme de filtre

Le modèle mathématique de filtre triphasé est modélisé à l'aide des équations suivantes. Supposons que la résistance R est négligeable.

$$C_f \frac{d v_k}{d t} = i_{c k} \quad (5.20)$$

Avec :

$$i_{c k} = i_{p c c k} - i_k \quad (5.21)$$

Où,

C_f : La capacité de filtre

R : La résistance de ligne

L : L'inductance de ligne

v_k : Tension de phase

i_k : Courant traversant le filtre

$i_{c k}$: Le courant du condensateur

$i_{p c c k}$: Le courant de phase à PCC

D'après le modèle mathématique de la littérature du filtre au-dessus en appliquant la transformation de Park dq on trouve les équations :

$$C_f \frac{d v_{dq}}{d t} = i_{cdq} \quad (5.22)$$

Avec :

$$i_{cdq} = i_{pccdq} - i_{dq} \quad (5.23)$$

Donc, on peut trouver les équations suivantes :

$$\begin{cases} C_f \frac{d v_d}{d t} = i_{cd} + \omega C_f v_q \\ C_f \frac{d v_q}{d t} = i_{cq} + \omega C_f v_d \end{cases} \quad (5.24)$$

$$\begin{cases} i_{cd} = i_{pccd} - i_d \\ i_{cq} = i_{pccq} - i_q \end{cases} \quad (5.25)$$

En représentant la fonction de transfert de ce filtre (Arcuri et al., 2011), par l'équation suivante :

$$G = \frac{1}{L} \frac{s^2 + \omega_0^2}{s^3 + \omega_{Res}^2 s} \quad (5.26)$$

Où, ω_0 et ω_{Res} sont respectivement la fréquence antirésonance et la fréquence de résonance.

Tel que :

$$\omega_{Res} = \sqrt{\frac{L + L_T}{L L_T C_f}} \quad (5.27)$$

5.6.5 Bloc de commande de convertisseur VSC (redresseur)

La figure 5.11, nous présente une structure détaillée de la commande du convertisseur VSC-HVDC (redresseur). Elle peut être décomposée en deux parties : une permet de générer les grandeurs de référence des courants directs i_{cd}^* et l'autre génère le courant de référence en quadrature i_{cq}^* .

La puissance de référence générée par le parc éolien est divisé la tension côté convertisseur pour générer le courant direct. Un contrôleur PI3 permet d'annuler l'erreur entre la référence du courant i_{cd}^* et le courant mesurer i_{cd} .

Pour la régulation du réactif, un contrôleur PI2 permet de générer le signal de référence du courant i_{cq}^* , un deuxième contrôleur permet de générer la tension de référence en quadrature. A la sortie des deux contrôleurs, nous avons respectivement la tension de commande direct V_{cd}^* et en quadrature V_{cq}^* .

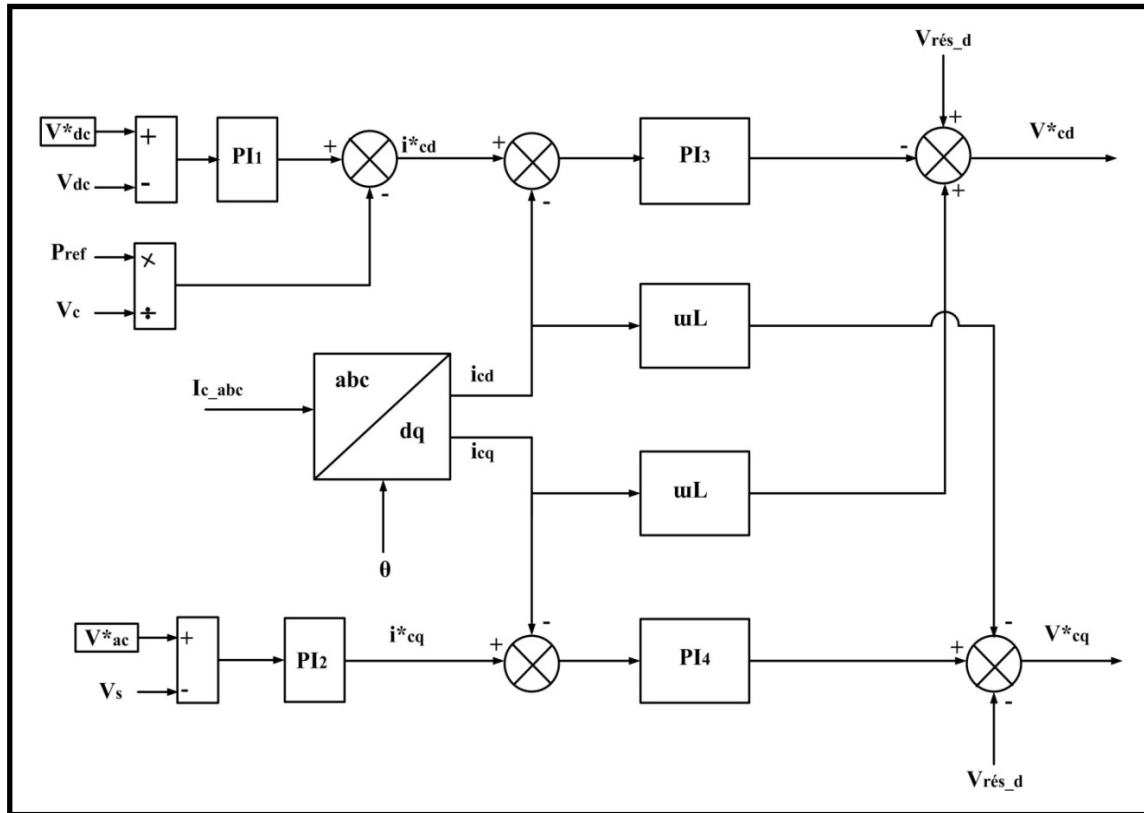


Figure 5.11 Schéma de commande de convertisseur VSC-HVDC (Redresseur)

5.6.6 Bloc de commande de convertisseur VSC (onduleur)

Le convertisseur coté réseau (onduleur) a pour but de maintenir la tension continue aux bornes du convertisseur à une valeur constante.

Le régulateur de tension continu PI permet de générer le courant de référence direct i^*_{cd} . La seconde régulation PI1 permet de générer la tension de référence. À la sortie, on trouve les lois de commande qui sont présentés par les tensions V^*_{cd} et V^*_{cq} selon la figure 5.12.

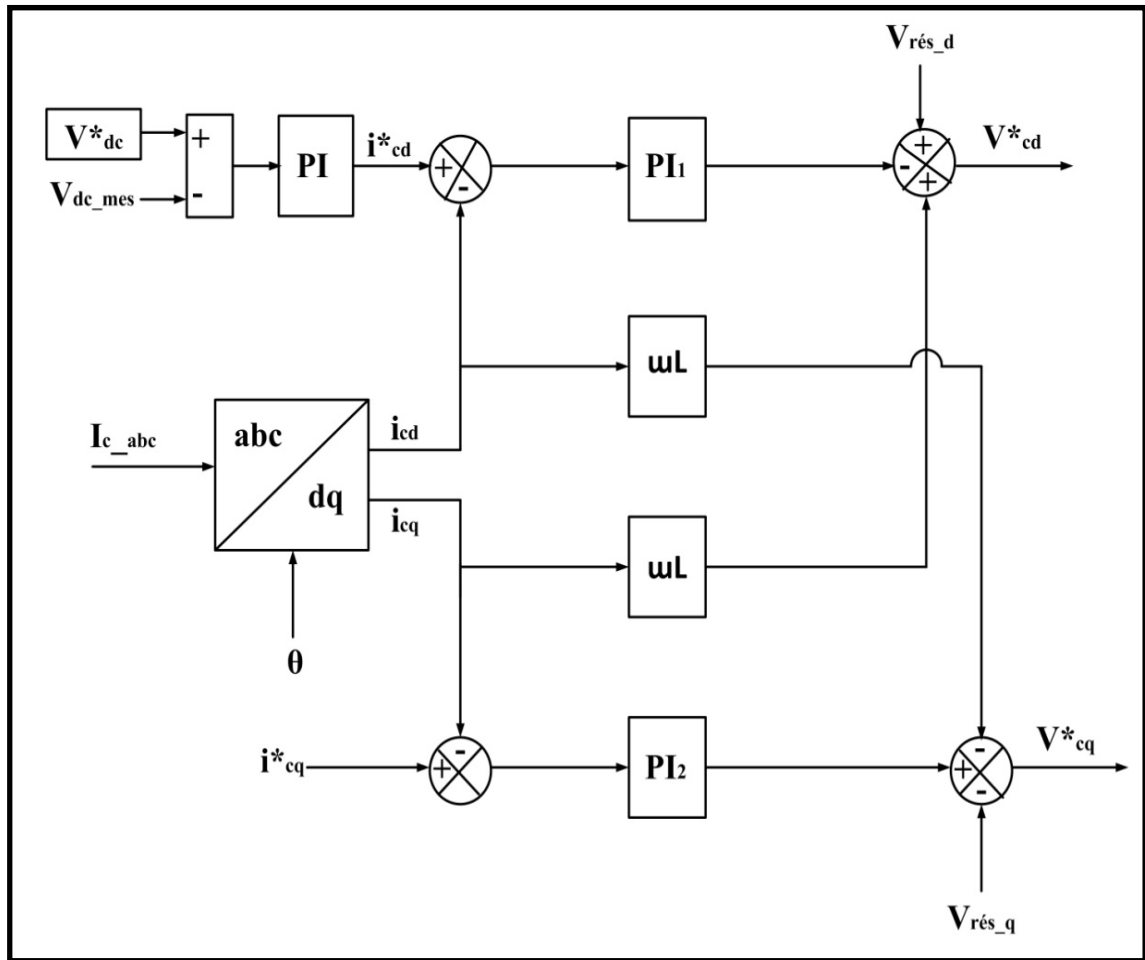


Figure 5.12 Schéma de commande de convertisseur VSC-HVDC (Onduleur)

5.7 Transmission Multi-terminal CC

Le système VSC-HVDC (CCMT) étudié dans notre mémoire (figure 5.43), est composé de deux parcs éoliens reliés entre eux par une liaison continue-continue (Bresesti et al., 2007), c'est une topologie parmi plusieurs autres, pour le raccordement de système CCHT aux parcs éoliens qui ont été proposés dans les dernières années, cette liaison fait accroître la flexibilité et la fiabilité des systèmes de transmission vers le réseau. Les caractéristiques de tension et l'écoulement de puissance du système multi-terminal sont présentés à la fin de ce chapitre.

5.8 Simulation et analyse

Cette partie se concentre sur l'évaluation de la robustesse et la performance de système VSC-HVDC, au cours de son état d'équilibre et son état dynamique, ainsi la variation et l'écoulement de puissance en utilisant la simulation par le logiciel MATLAB/Simulink.

Le tableau et la figure 5.1, présentent les paramètres et le modèle complet, le parc éolien de 100 MW composés de 50 éoliennes chacune de 2 MW et le système VSC-HVDC à trois niveaux point neutres calés à base d'IGBT pour la transmission, qui est synchronisée, afin de maintenir la fréquence constante. Le tableau 5.1 présente les paramètres du système VSC-HVDC offshore qui est simulé avec un pas de temps de 2 ms en observant la réponse globale du système au démarrage et les changements majeurs au cours de défauts.

Tableau 5.1 Paramètres du système VSC-HVDC

Paramètres du système VSC-HVDC	
Tension nominale CA	100 kV
Résistance côté convertisseur	0.05 Ω
Inductance côté convertisseur	0.0265 H
Tension continue	200 kV
Capacité CC	65 μ F
Puissance nominale	100 MW
Fréquence de commutation	1260 Hz
Fréquence nominale	60 Hz
Résistance de bus continu	0.0139 Ω /Km
Inductance de bus continu	0.159 mH/Km
Capacité de bus continu	0.231 μ F/Km

5.8.1 Réponse dynamique et en régime permanent

Les formes d'ondes montrées dans la figure 5.13, représentent la tension V_s (pu), le courant i_s (pu), la puissance active (MW) et réactive (Mvar), la tension V_{dc} (V), la vitesse ω_r (pu), la tension (pu) et le courant (pu) coté réseau.

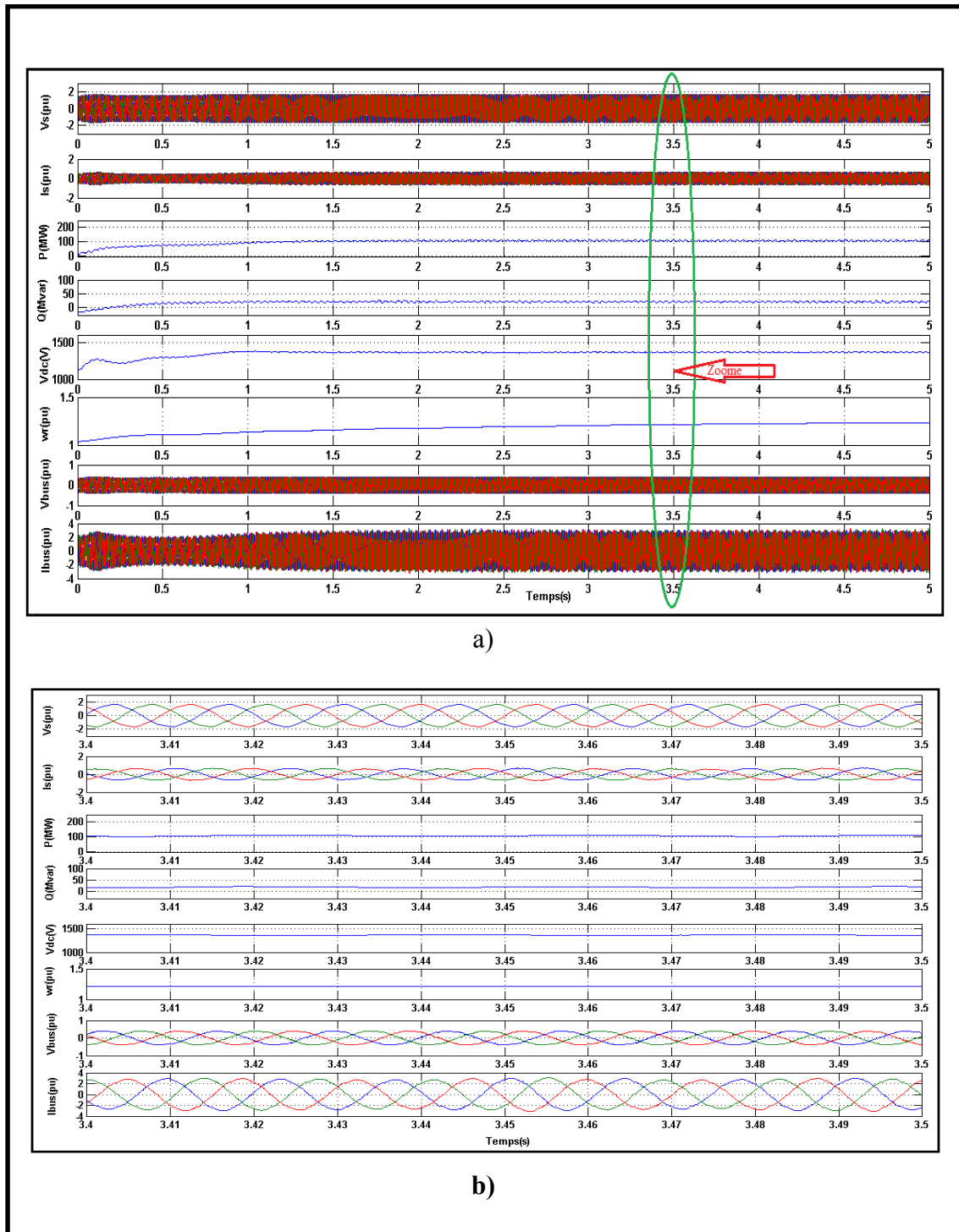


Figure 5.13 Résultats de simulation (a) du parc éolien et zoom (b) de (tension de source, courant de source, puissance active et réactive, tension CC, la vitesse de générateur et la tension et courant du côté réseau)

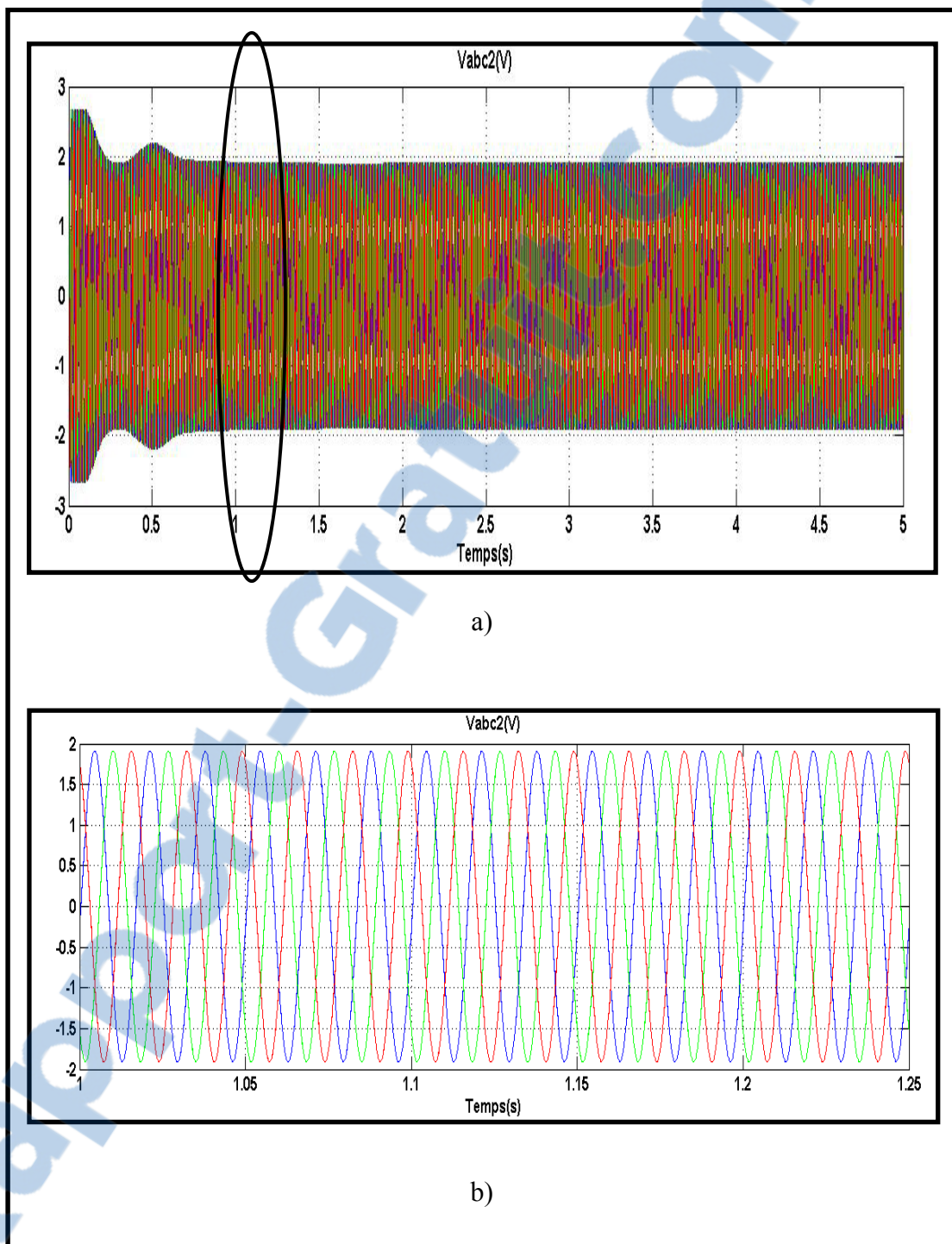


Figure 5.14 Tension de sortie du parc éolien V_{abc2} (a) et zoom de la tension V_{abc2} dans l'intervalle de 0.25 s

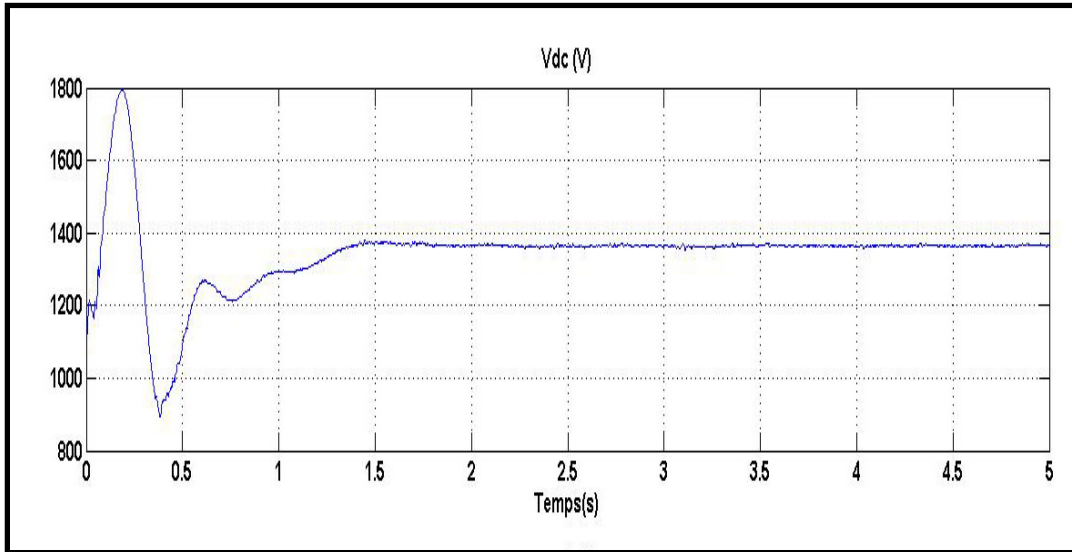


Figure 5.15 Tension continue (côté redresseur)

Les résultats de simulations dans la figure 5.13, démontrent que le parc éolien fournit l'énergie demandée de 100 MW, une tension continue bien régulée 1100V continue et des signaux de tension et courant sinusoïdaux, en opposition de phase comme la montre la figure 5.14.

5.8.2 Défaut au système de transmission à courant continu

En appliquant un défaut de court-circuit à l'instant $t = 2s$ à $2.1s$ au niveau de la ligne de transmission continue, nous constatons les résultats suivants :

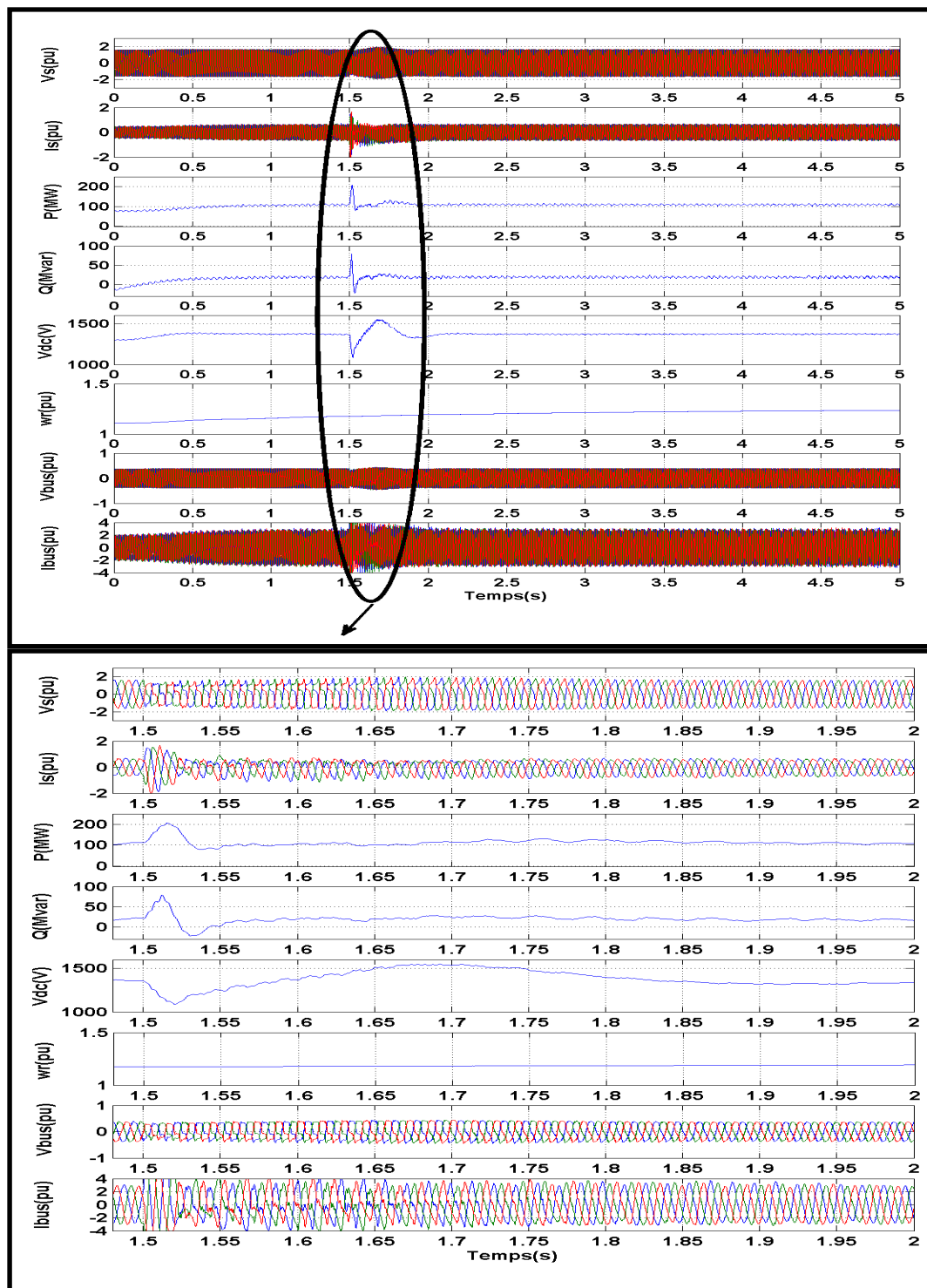


Figure 5.16 Résultats de simulation avec défaut (côté éolienne)

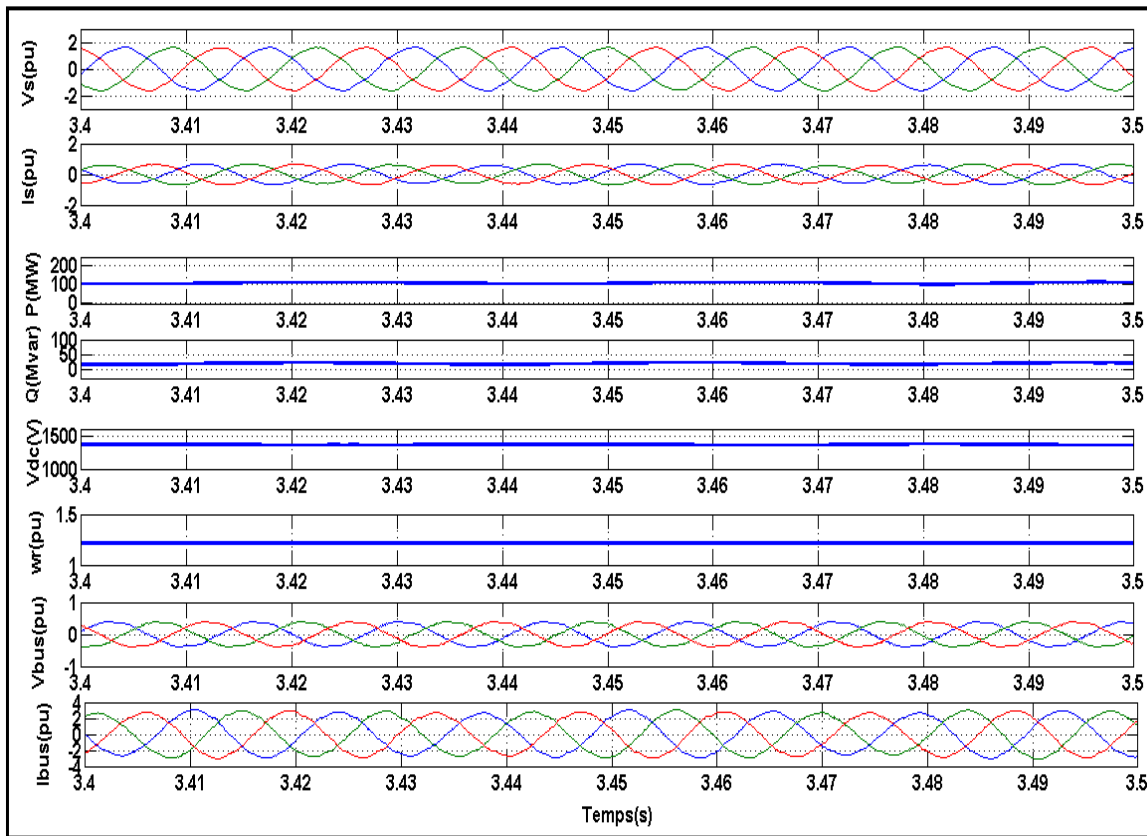
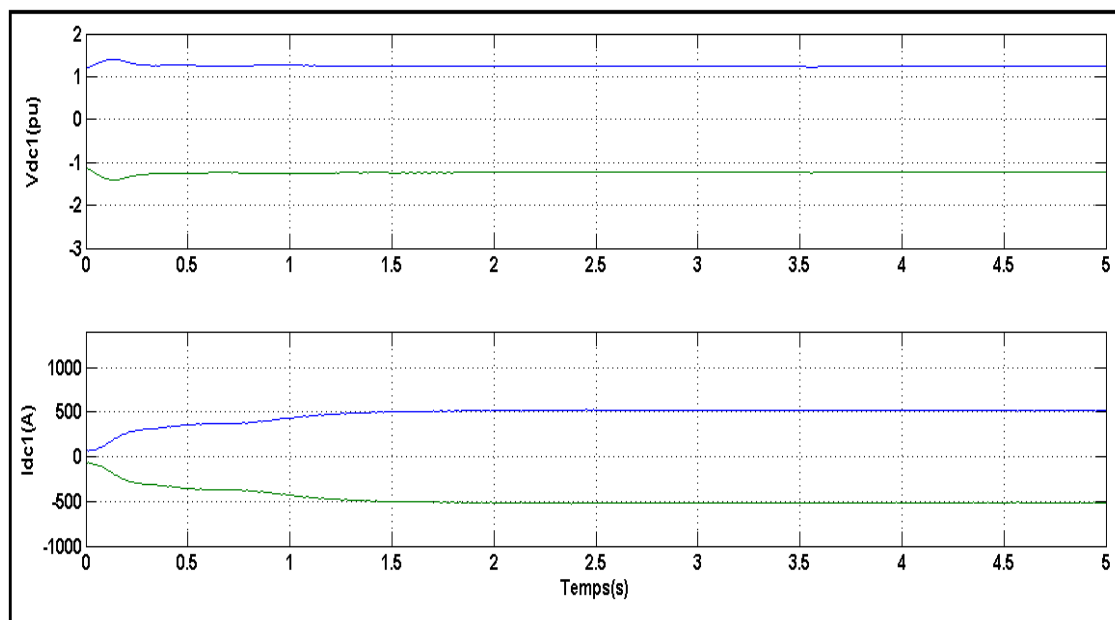
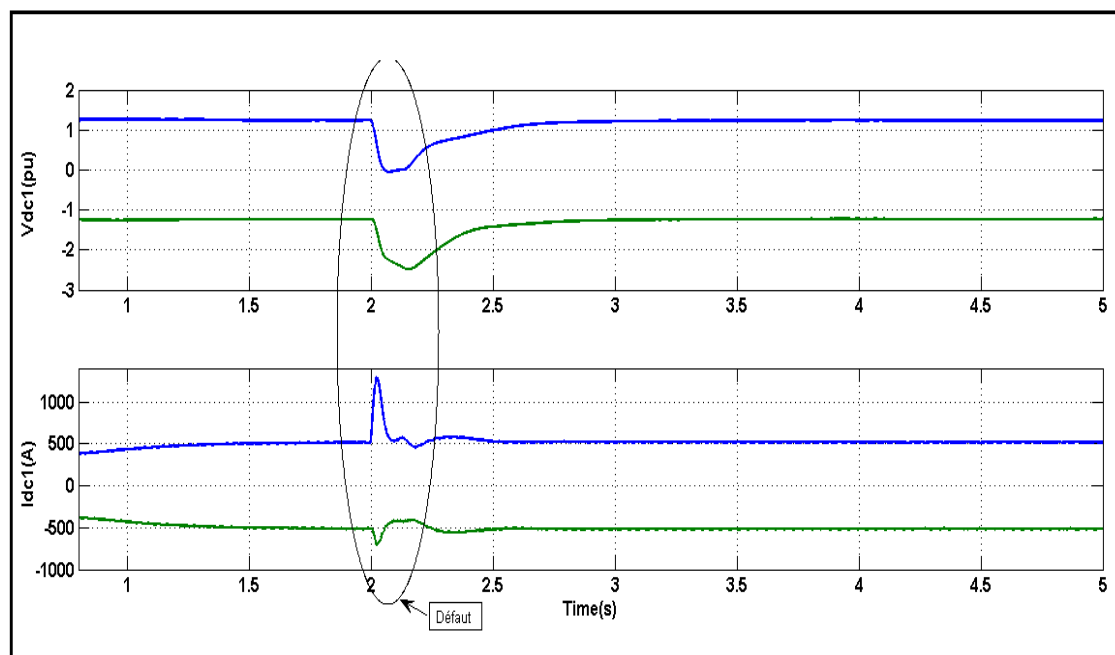


Figure 5.17 Zoom après le défaut côté parc éolien

Figure 5.18 V_{dc1} et V_{dc2} côté redresseur avant le défautFigure 5.19 V_{dc1} et V_{dc2} côté redresseur après le défaut

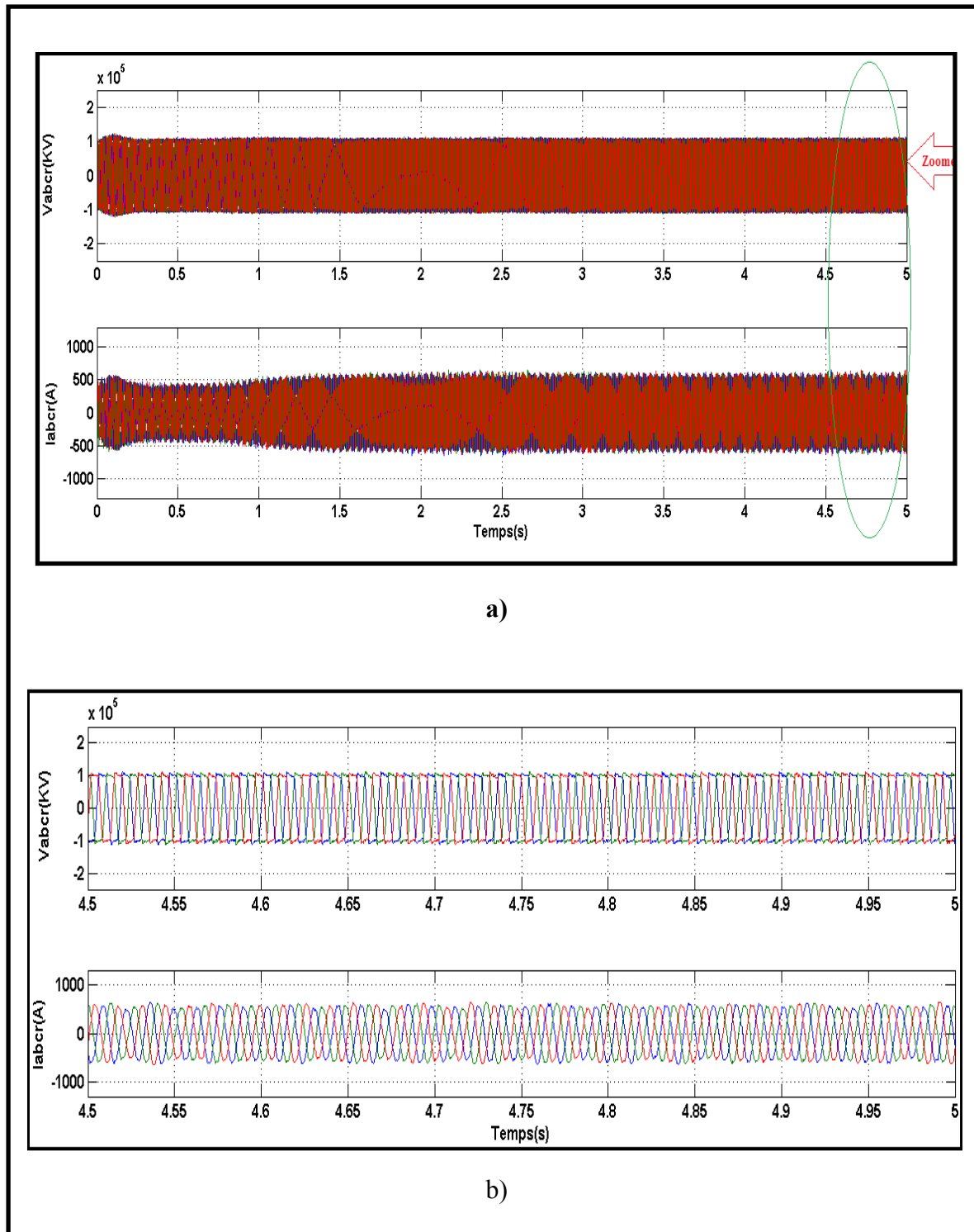


Figure 5.20 Les tensions (V_{abcr}) et les courants (I_{abcr}) côté redresseur
 a) avant le défaut b) zoom dans l'intervalle de 0.5s

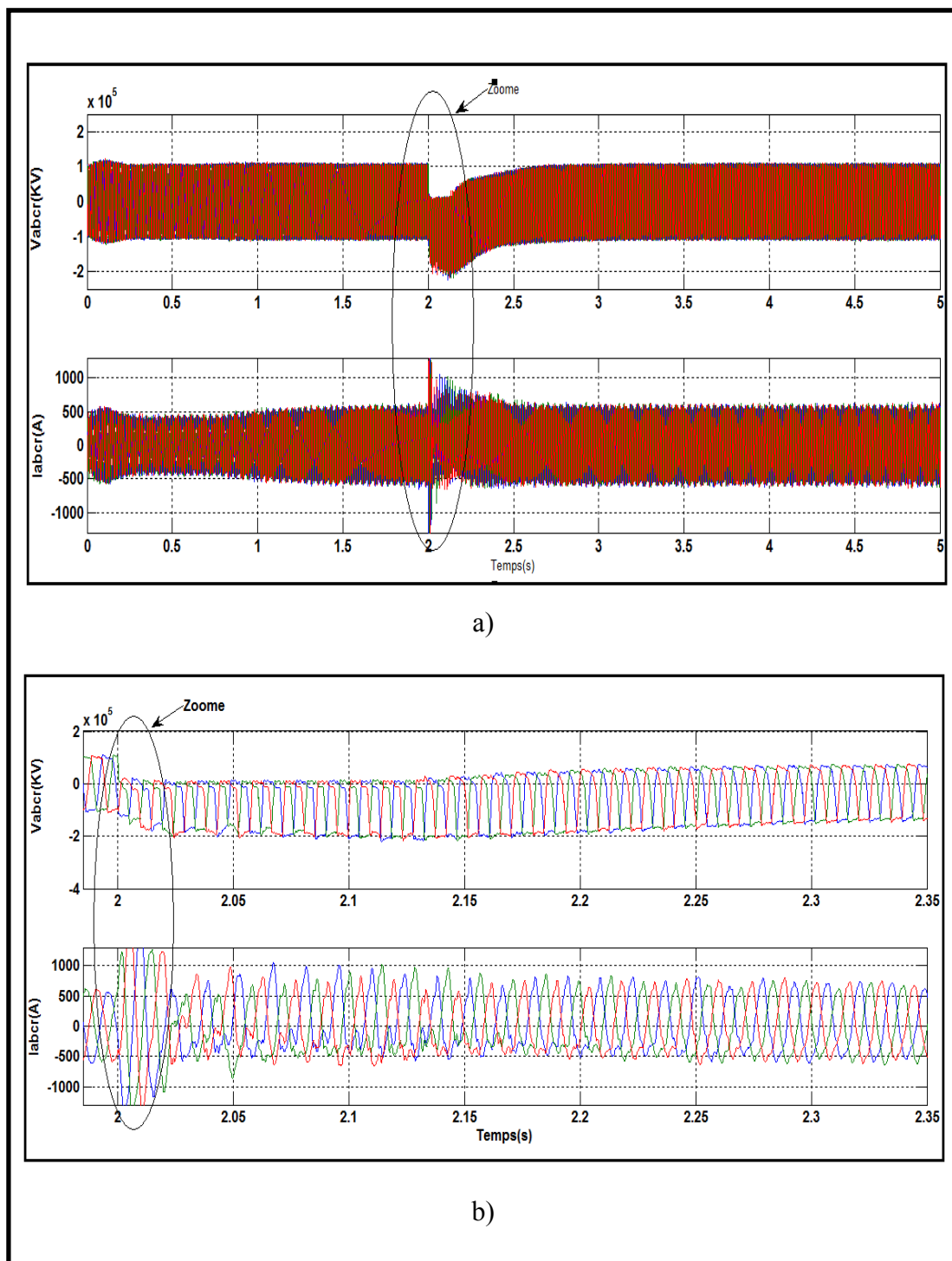


Figure 5.21 Les tensions (V_{abcr}) et courants coté redresseur
 a) après le défaut b) zoom dans l'intervalle de 0.35s

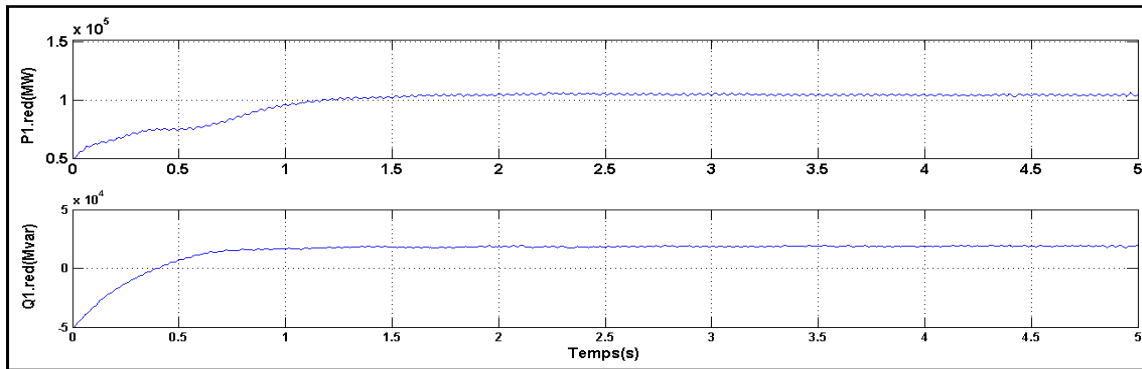


Figure 5.22 P1 et Q1 du côté redresseur avant le défaut

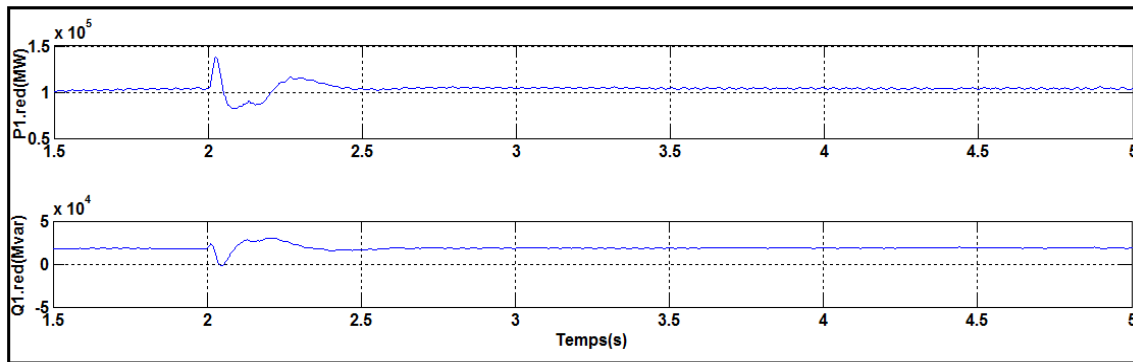


Figure 5.23 P1 et Q1 côté redresseur après le défaut

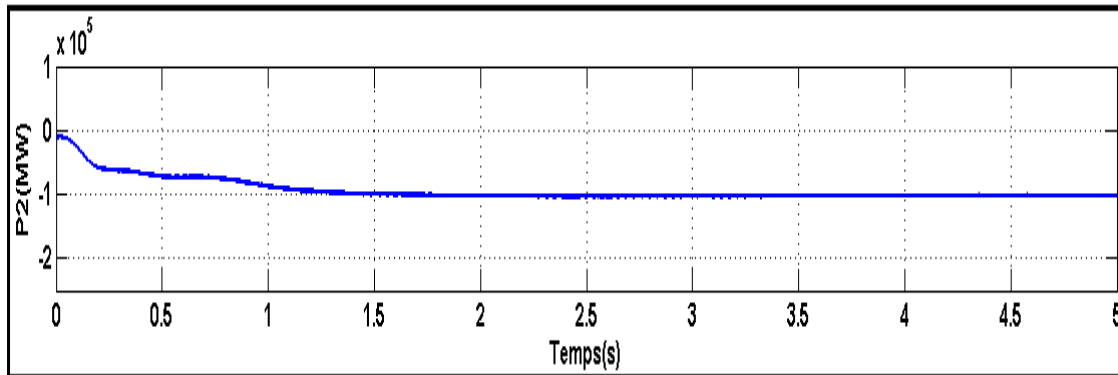


Figure 5.24 P2 coté d'onduleur avant le défaut

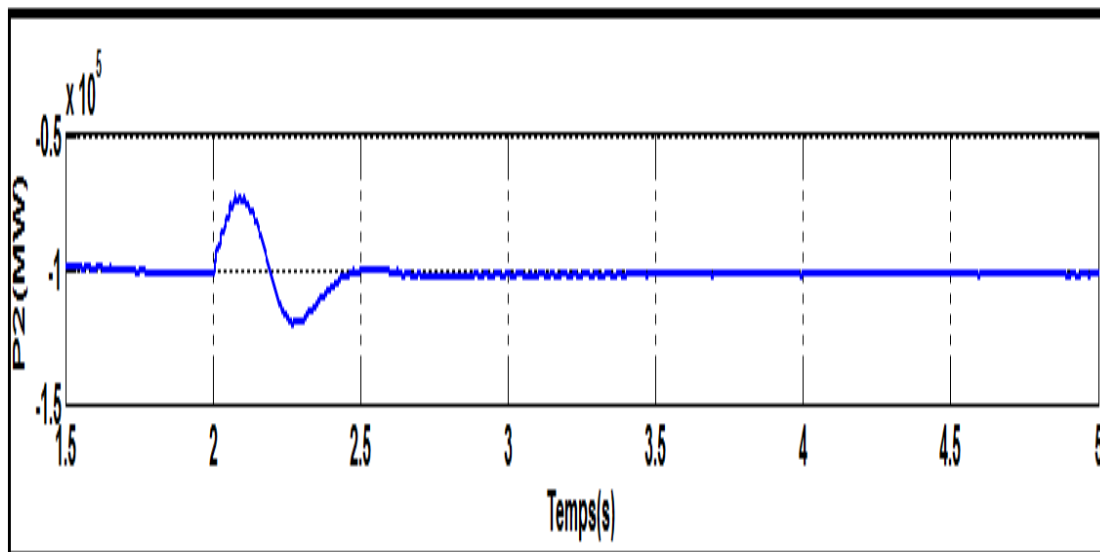


Figure 5.25 P2 coté d'onduleur après le défaut

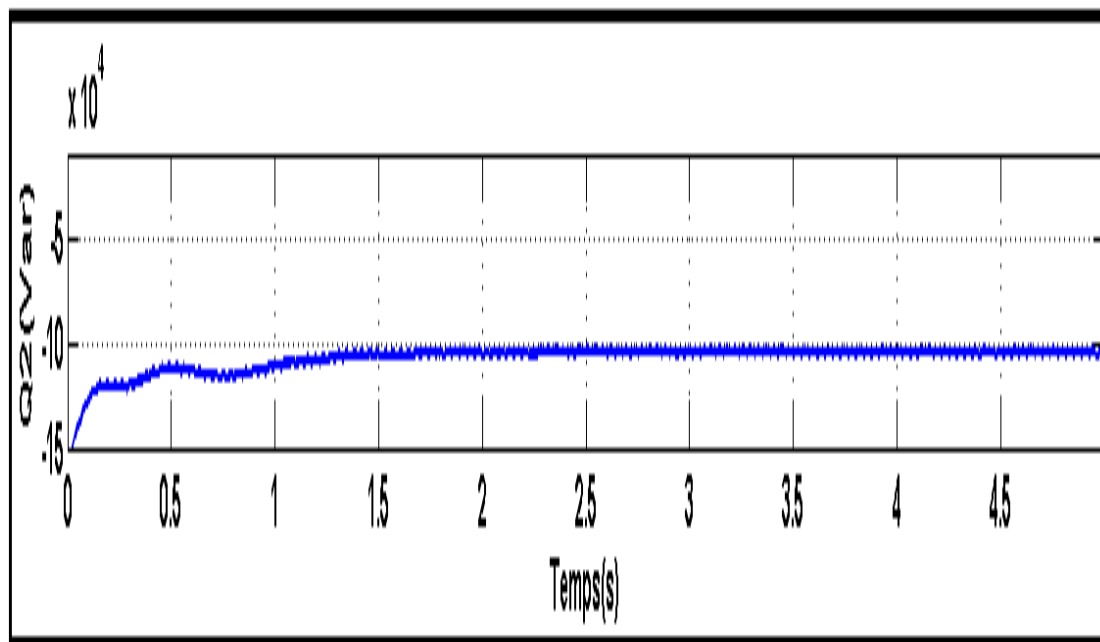
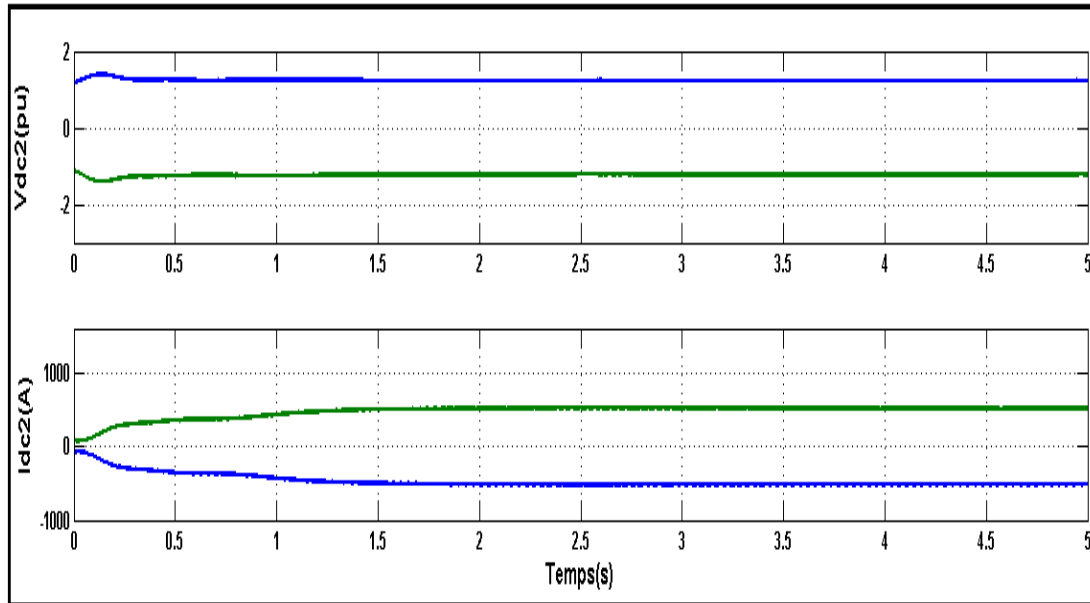
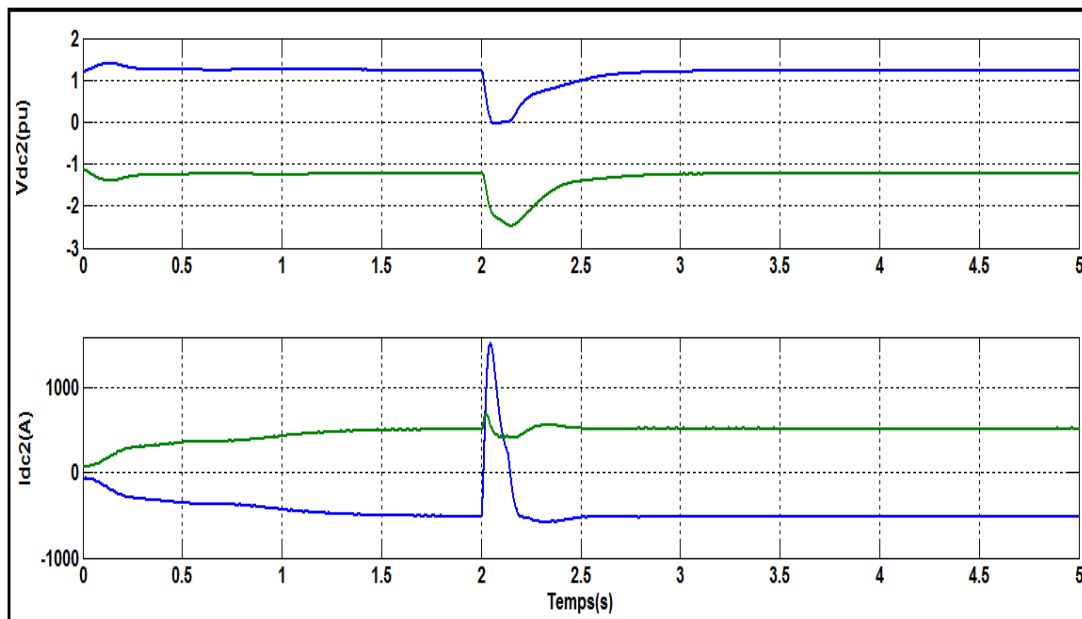


Figure 5.26 Q2 coté d'onduleur

Figure 5.27 V_{dc2} et I_{dc2} coté d'onduleur avant le défautFigure 5.28 V_{dc2} et I_{dc2} après le défaut

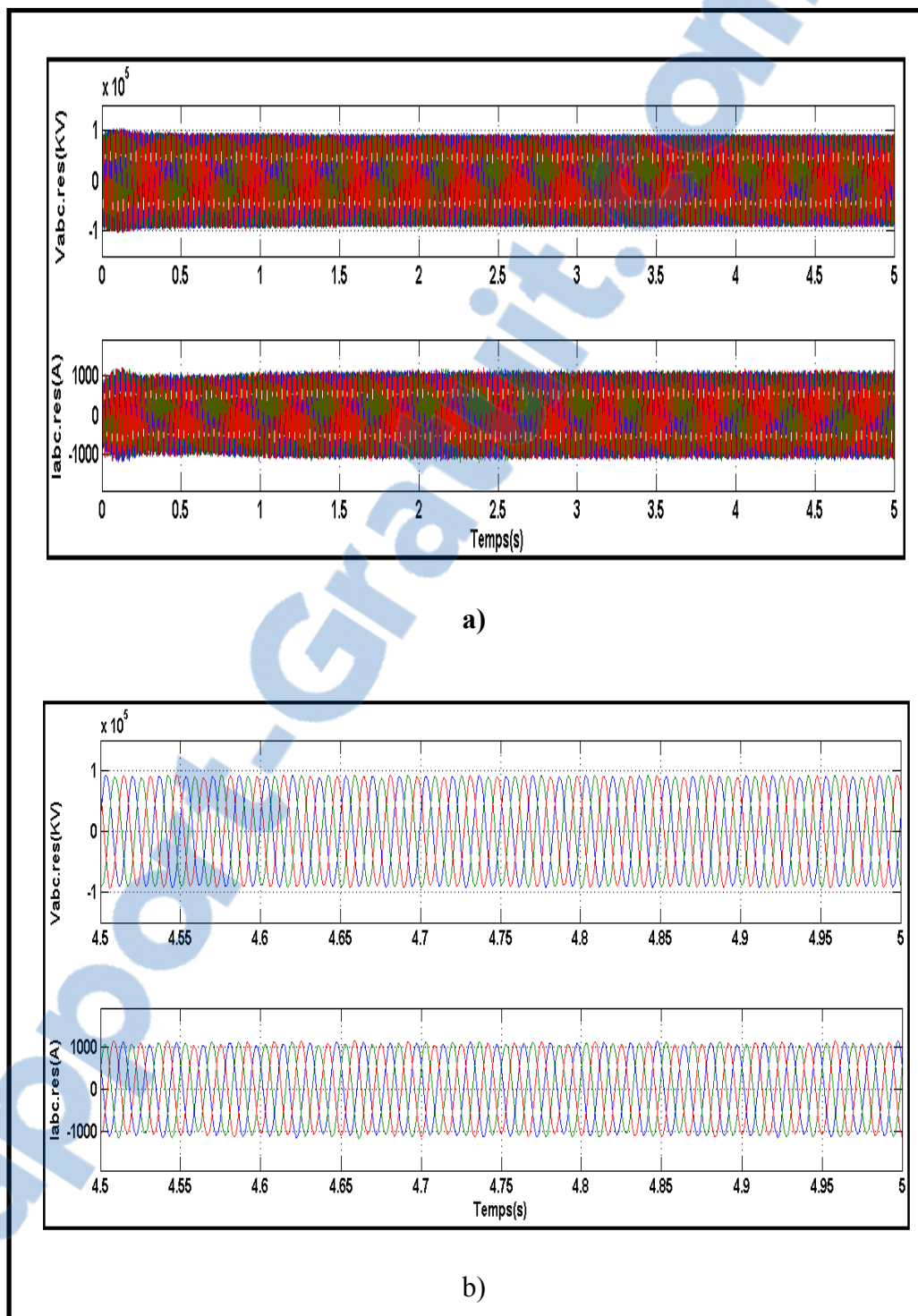


Figure 5.29 Les tensions (V_{abc}) et les courants (I_{abc}) côté réseau
a) avant le défaut b) zoom dans l'intervalle de 1s

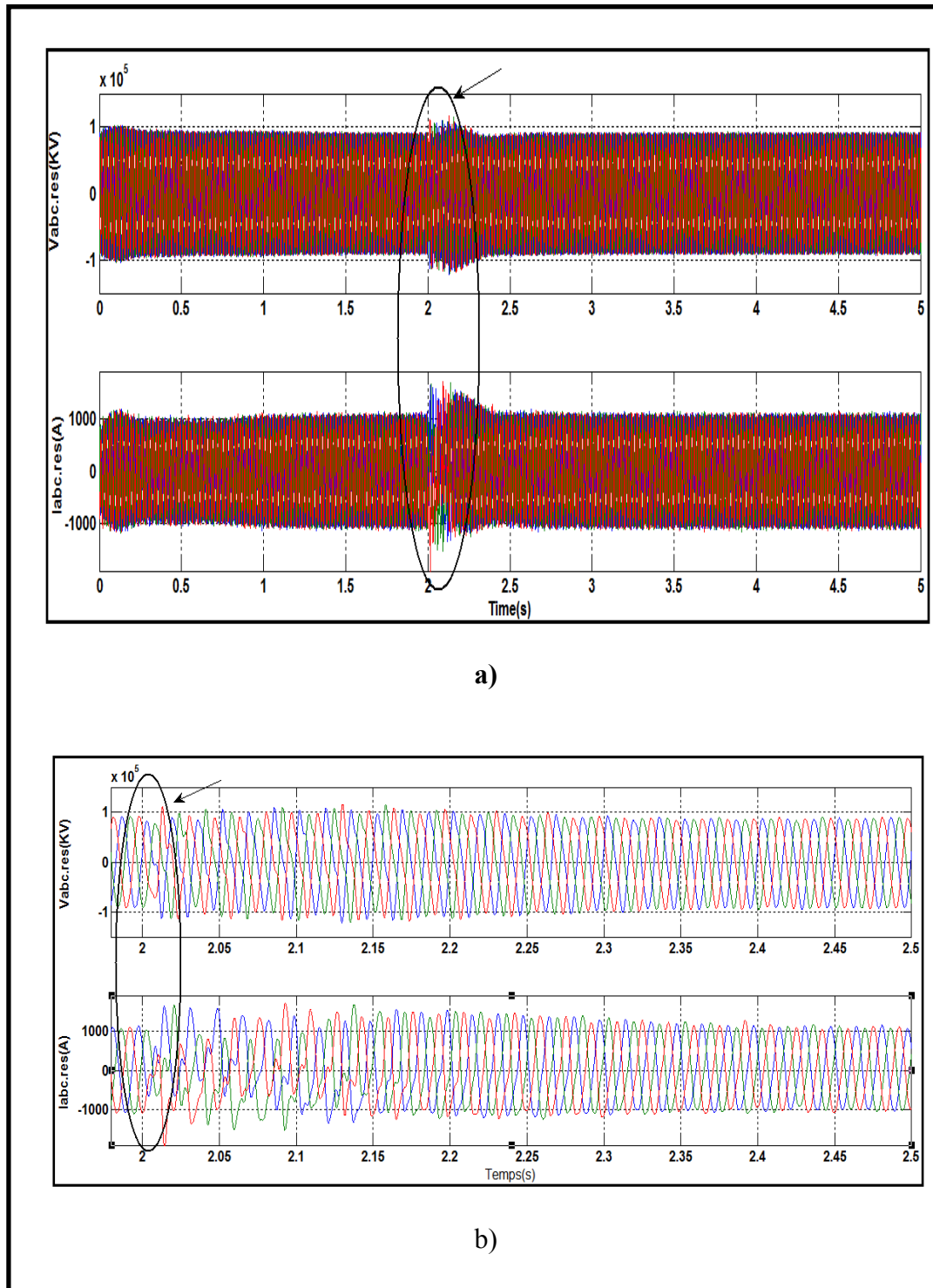


Figure 5.30 Les tensions ($V_{abc.res}$) et les courants ($I_{abc.res}$) côté réseau
 a) avec le défaut b) zoom dans l'intervalle de 0.5s

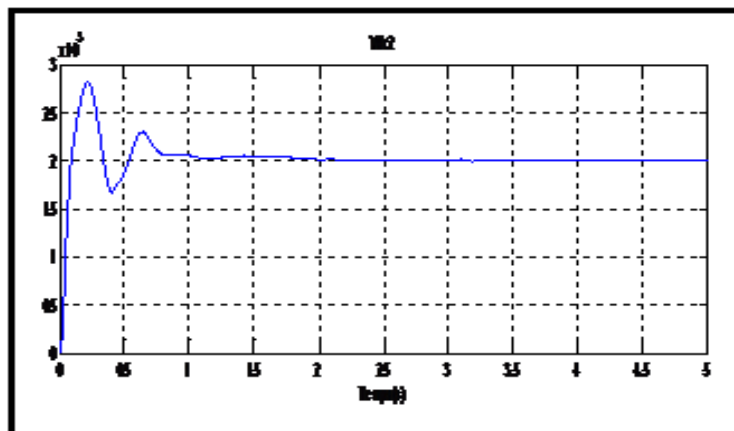


Figure 5.31 Vdc1 (V)

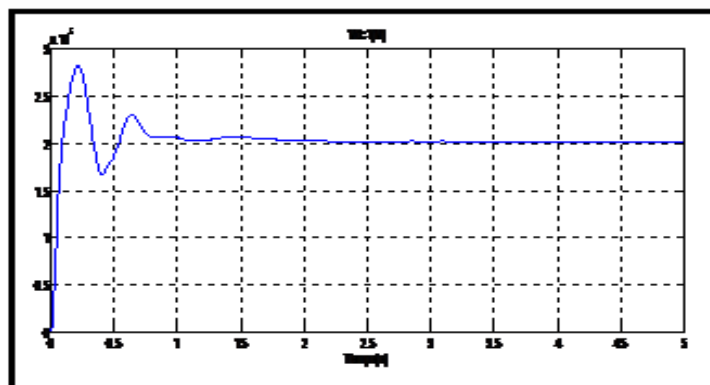


Figure 5.32 Vdc2 (V)

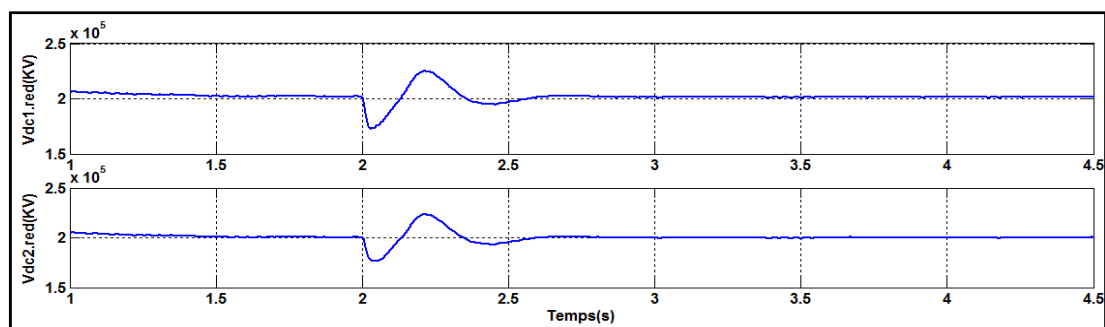


Figure 5.33 Vdc1 et Vdc2 avec défaut

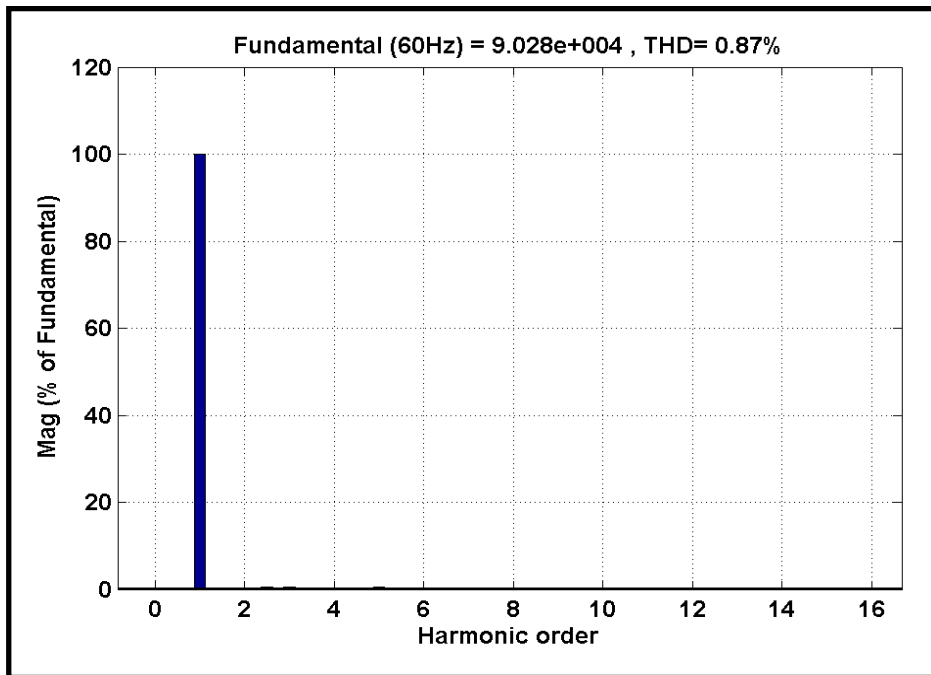


Figure 5.34 Spectre harmonique de la tension du réseau

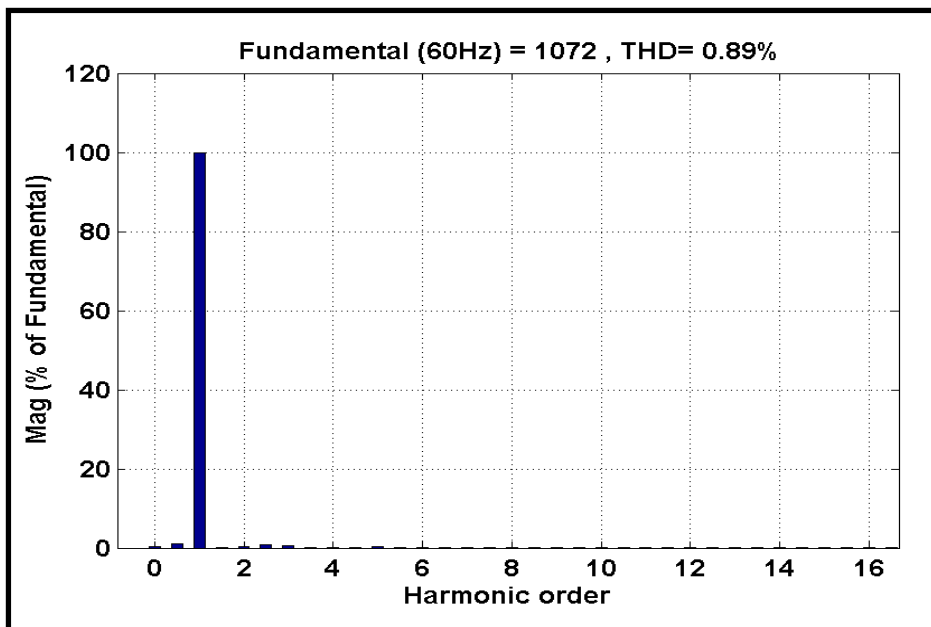


Figure 5.35 Spectre harmonique du courant de réseau

Les résultats des simulations présentées dans les figures montrent que le système atteint l'état stationnaire rapidement et les condensateurs à courant continu s'influencent sur la réponse dynamique et l'ondulation de tension sur le bus CC.

Pendant le défaut crée au niveau de la ligne de transmission entre $t=2s$ à $2.1s$ la tension de bus continu est rendu instable dans cette courte période, mais elle se stabilise après disposition du défaut. Les deux tensions V_{dc1} et V_{dc2} sont tout à fait égales, ce qui met en évidence la performance et l'efficacité de la régulation. Nous remarquons que le défaut se propage dans les deux côtés du système VSC-HVDC et notons son influence aussi sur le parc éolien sauf que la tension de la source éolienne n'est pas touchée.

Le courant continu de retour a eu une augmentation et un pic supérieurs à 2 fois celui du fonctionnement normal.

5.8.3 Simulation et interprétation de système multi-terminal

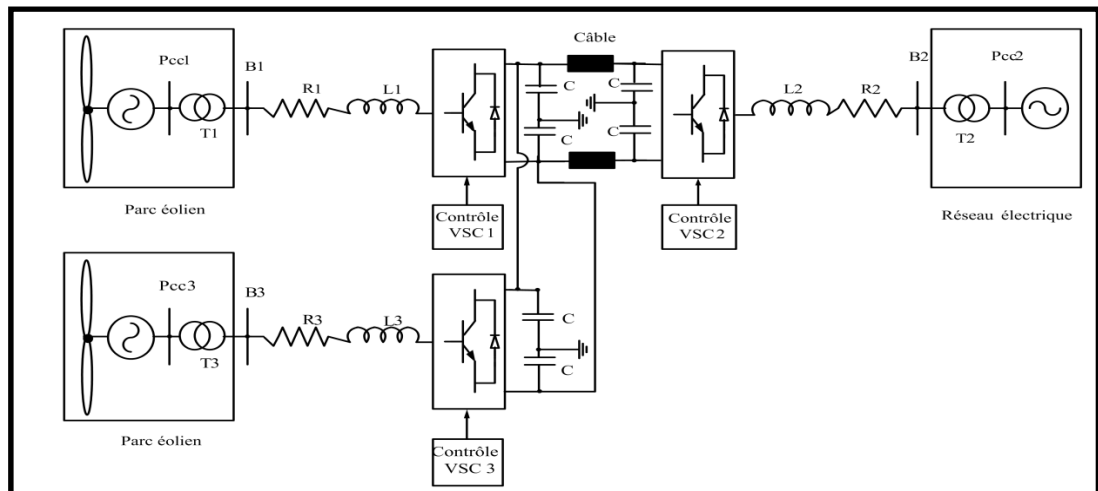


Figure 5.36 Schéma de multi-terminal VSC-HVDC offshore

Dans cette partie, nous avons étudié le fonctionnement du système VSC-CCMT, pour la connexion de parcs éoliens offshore, avec le réseau électrique, sachant que les convertisseurs connectés à des parcs éoliens fonctionnent comme des redresseurs et les convertisseurs connectés au réseau terrestre fonctionnent comme des onduleurs. La topologie entre plusieurs terminaux est étudiée par Keliang Zhou (Keliang et al., 2008) qui développe une stratégie de contrôle qui améliore la qualité et stabilité du réseau. Dans notre mémoire, nous avons utilisé la topologie (figure 5.36), qui représente le système VSC-HVDC multi-terminal, composé de deux parcs éoliens reliés entre eux par la liaison CC pour augmenter la fiabilité et la flexibilité du système de transmission (Shu et al., 2009).

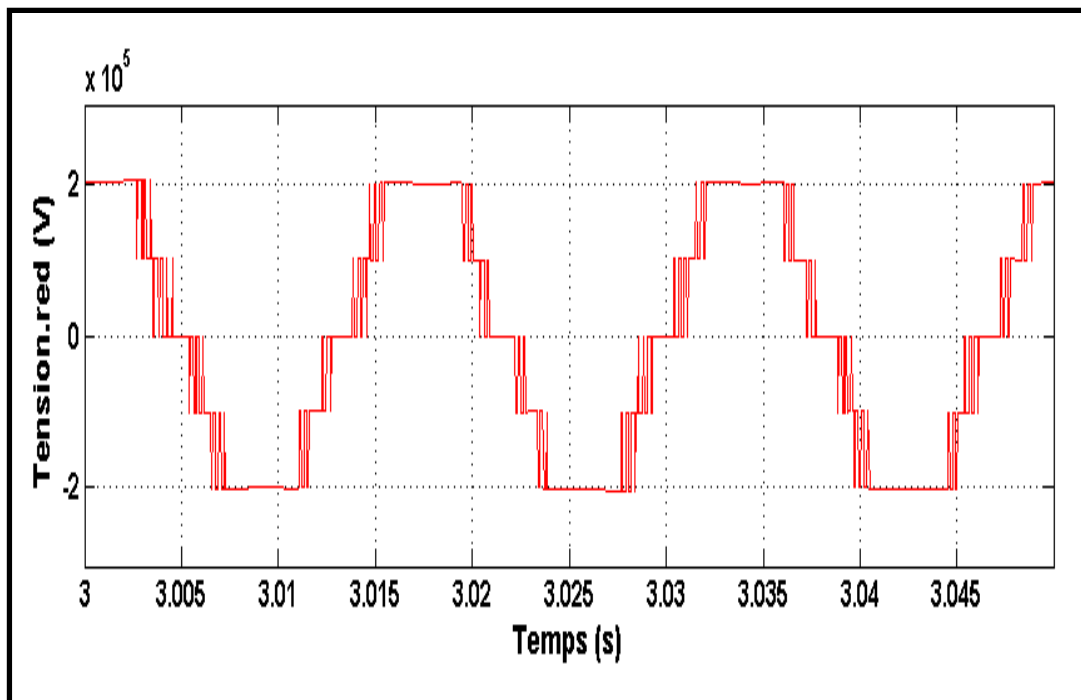


Figure 5.37 Tension côté redresseur entre phase

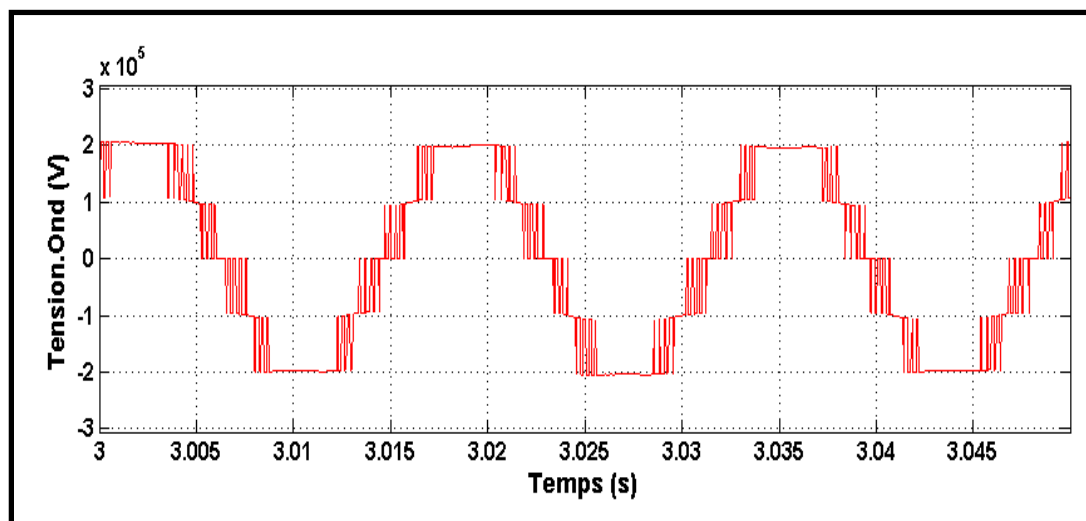


Figure 5.38 Tension côté d'onduleur entre phase

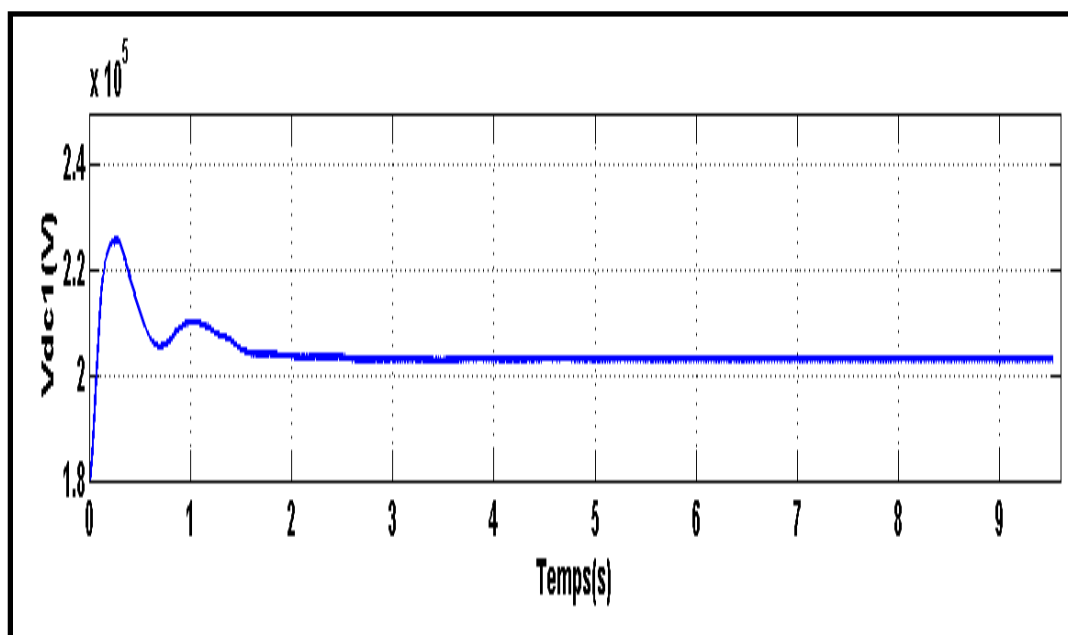


Figure 5.39 Tension continue côté redresseur

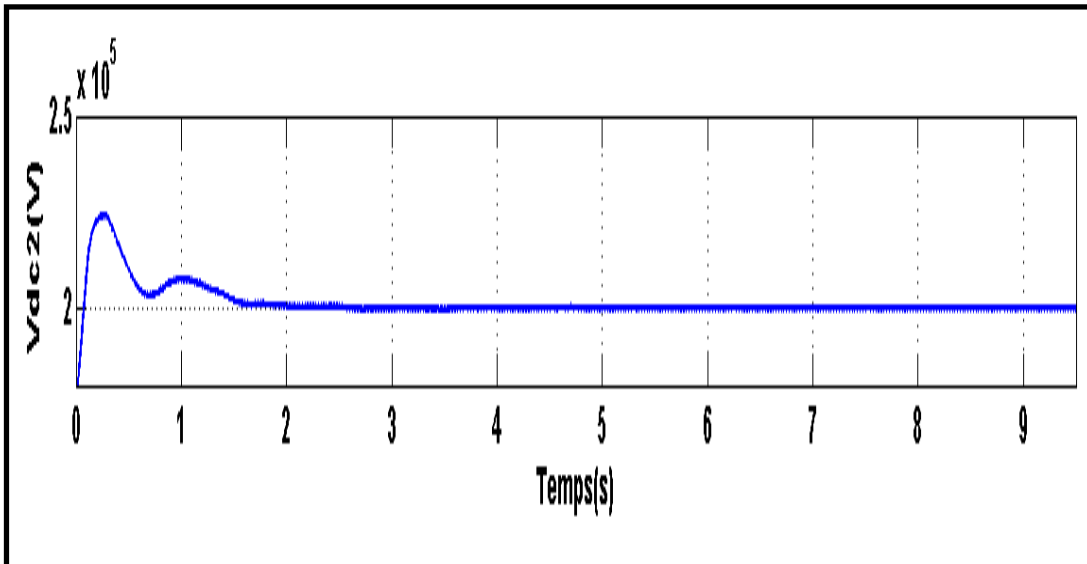


Figure 5.40 Tension continue côté d'onduleur

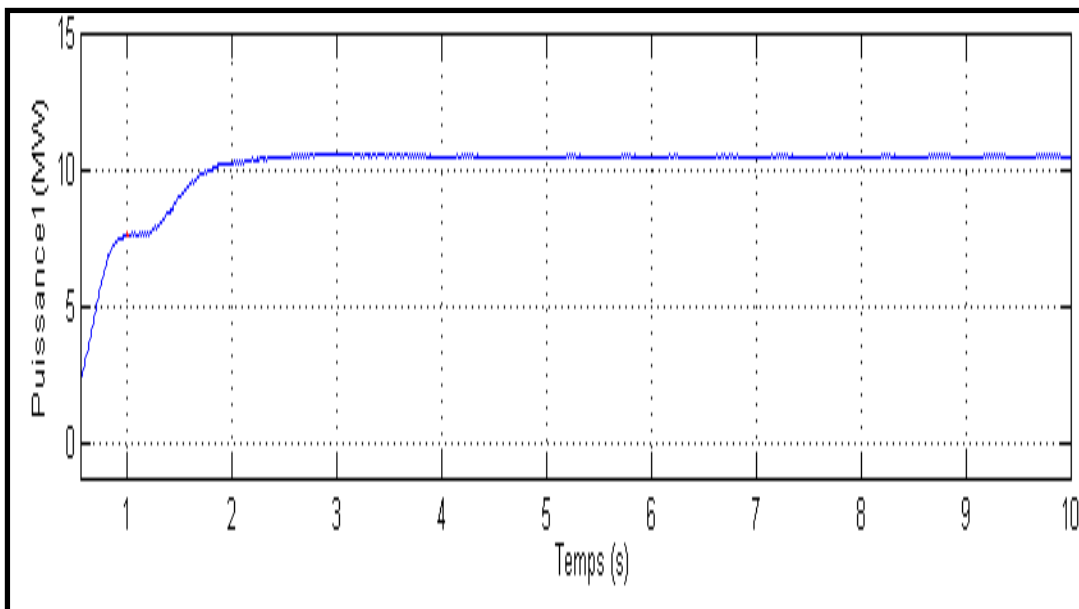


Figure 5.41 Puissance active générée par le parc éolien

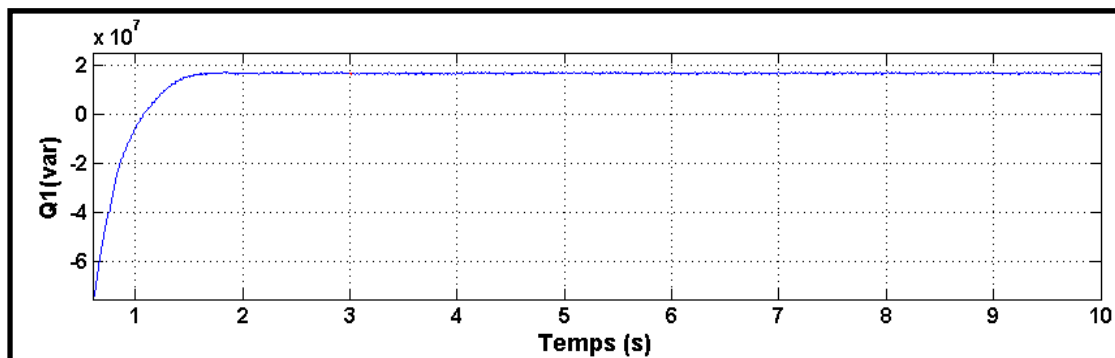


Figure 5.42 Puissance réactive côté d'éolienne

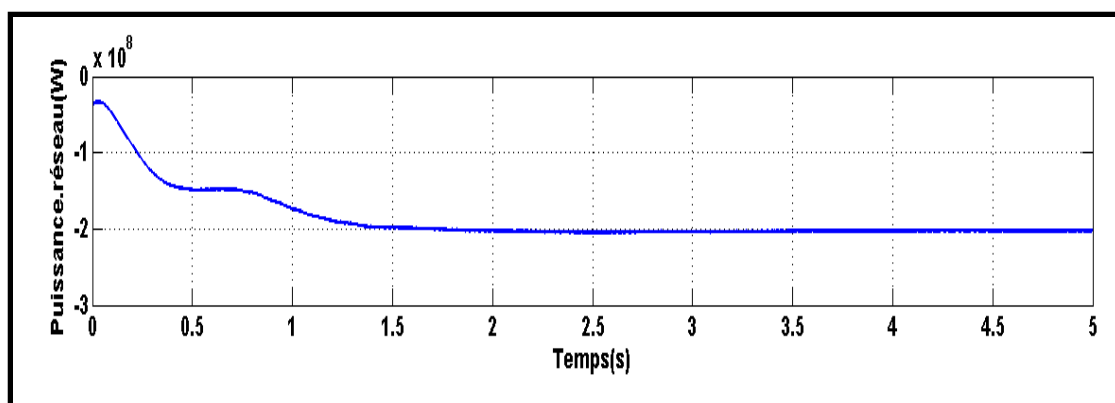


Figure 5.43 Puissance active côté réseau

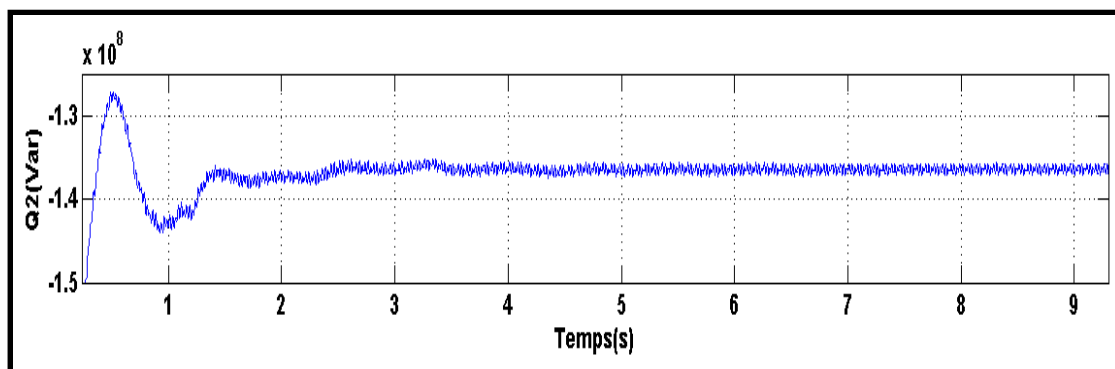


Figure 5.44 Puissance réactive coté réseau

Le système multi-terminal de VSC-HVDC de la figure 5.36, est développé dans MATLAB/Simulink, pour démontrer la validité du régime proposé, la stabilité du système ainsi que la qualité de l'alimentation.

D'après la simulation, les figures (5.37-5.38) montrent les trois niveaux de système VSC-HVDC. Les résultats de simulation montrent qu'il y a une bonne tendance de la tension V_{dc} à s'aligner avec la référence, suivant les figures (5.39, 5.40). Ainsi, les tensions cotées continues de redresseur et onduleur sont bien alignées à 200 KV et le système atteint le régime permanent à l'instant $t=1.6s$, avec un bon écoulement de puissance.

5.9 Conclusion

Ce chapitre présente une vue globale du système VSC-HVDC offshore et ses performances, le fonctionnement dans l'état dynamique et permanent, ainsi que son comportement au cours du défaut dans le système de transmission à CC.

Les résultats des simulations obtenus montrent le bon fonctionnement de notre système ainsi la robustesse de notre contrôleur adapté. Les formes d'ondes des grandeurs électriques, entre autres, la tension, le courant, la puissance active et réactive, le courant et la tension continue, sont présentées et analysées au cours de l'apparition de défaut et d'analyse du comportement de la transmission du système VSC-HVDC offshore.

Les résultats de simulation prouvent que notre commande de contrôle de puissance proposée rend le système, VSC-HVDC, efficace avec une meilleure qualité, tels que les faibles taux d'harmoniques et un facteur de puissance élevé.

CONCLUSION GENERALE

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

Dans notre mémoire, nous avons utilisé le système VSC-HVDC offshore à base d'IGBT à trois niveaux point neutre calé (NPC) et MLI (PWM), ce qui rend le contrôle des grandeurs de sortie du convertisseur plus facile. Cette flexibilité, de contrôle, permet d'avoir un certain nombre d'avantages du système VSC-HVDC offshore. Afin d'utiliser pleinement la capacité des VSC-HVDC, le contrôle de la puissance et de la tension de bus continu a été utilisé en augmentant la performance et le rendement du système. L'utilisation de synchronisation entre le parc éolien et le système de transmission VSC-HVDC rend le système efficace et améliore les signaux au cours de la transmission.

Les principales contributions de ce mémoire sont les suivantes :

- développement d'un modèle détaillé du système VSC-HVDC à trois niveaux avec utilisation des autres systèmes de modulation;
- conception et mise en œuvre du système de transmission VSC-HVDC connecté aux deux réseaux, l'un infini et l'autre privé, afin de comprendre leur comportement fonctionnel dans l'état dynamique, transitoire et de défaut.

Les résultats des simulations du système VSC-HVDC avec une stratégie de contrôle simple et efficace montrent le bon fonctionnement du système, durant toutes les phases opérationnelles. Nous constatons ainsi que :

- le système à une réponse rapide;
- les puissances actives et réactives dans les deux côtés du système peuvent être contrôlées indépendamment;

- la tension continue varie brusquement et elle dépend de la quantité de débit de la puissance active;
- pendant le défaut, une certaine oscillation apparaît sur les tensions et sur les courants, mais le système se stabilise rapidement après la disparition du défaut;
- l'application de défaut, de pôle positif de la liaison CC, montre que les condensateurs CC jouent un rôle important pendant le défaut sur le système de la transmission et la capacité de fournir les tensions nécessaires pour la stabilisation du système.

En fin pour les futurs travaux, on suggère :

- d'adopter un dispositif de contrôle commandé à distance en temps réel pour améliorer le système et éviter les imprévues en cas de défauts;
- d'utiliser le multi-terminal du système VSC-HVDC;
- alimenter le système VSC-HVDC par les parcs éoliens et solaires;
- utiliser la topologie de cinq niveaux et la comparer avec celle de trois niveaux.

ANNEXE I

PARAMETRES DE LA GÉNÉRATRICE ET DE LA TURBINE ÉOLIENNE

Tableau -A I-1 Paramètres du générateur synchrone

Les paramètres du générateur synchrone	
Puissance nominale	2 MW
Tension nominale	730 V
Fréquence nominale	60 Hz
Résistance R_s	0.006 pu
Constante d'inertie $H(s)$	0.62
Facteur de friction F	0.01 pu
Nombre pair de pôles P	1
Masse volumique de l'air	1.225 Kg.m^{-3}

Tableau -A I-2 Paramètres des réactances de la machine synchrone en pu

Paramètres des réactances de la machine en pu	
X_d	1.305
X_d'	0.296
X_d''	0.252
X_q	0.474
X_q''	0.243
X_l	0.18

ANNEXE II

PARAMÈTRES DE SYSTÈME VSC-HVDC OFFSHORE

Tableau -A II -1 Paramètres de système VSC-HVDC

Paramètres de système	Valeur
La puissance nominale	100 MW
La tension primaire de T1	25 KV
La tension secondaire de T1	100 KV
La tension primaire de T2	80 KV
La tension secondaire de T2	100 KV
La fréquence	60 Hz
Tension DC	±100 KV
Longueur de câble DC	75 km
L'impédance de câble DC	0.159 mH/Km
La résistance de câble DC	0.0139 Ω/Km
La capacité de câble DC	0.231μF/Km

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Al Jowder, F., et B. T. Ooi. 2003. « VSC-HVDC station with SSSC characteristics ». In *Power Electronics Specialist Conference, 2003. PESC '03. 2003 IEEE 34th Annual (15-19 June 2003)*. Vol. 4, p. 1785-1791 vol.4.
- Alepuz, S., A. Calle, S. Busquets-Monge, J. Bordonau, S. Kouro et Wu Bin. 2010. « Control scheme for low voltage ride-through compliance in back-to-back NPC converter based wind power systems ». In *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on (4-7 July 2010)*. p. 2357-2362.
- Arcuri, S., M. Liserre, D. Ricchiuto, T. Kerekes et F. Blaabjerg. 2011. « Stability analysis of grid inverter LCL-filter resonance in wind or photovoltaic parks ». In *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (7-10 Nov. 2011)*. p. 2499-2504.
- Bakken, B. H., et H. H. Faanes. 1997. « Technical and economic aspects of using a long submarine HVDC connection for frequency control ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, n° 3, p. 1252-1258.
- Bo, Zhang, A. Q. Huang, You Budong, Li Zhaoji, Fang Jian et Luo Xiaorong. 2002. « Comparative study of 1800 V and 2400 V MCT and IGBT ». In *Communications, Circuits and Systems and West Sino Expositions, IEEE 2002 International Conference on (29 June-1 July 2002)*. Vol. 2, p. 1736-1739 vol.2.
- Bresesti, P., W. L. Kling, R. L. Hendriks et R. Vailati. 2007. « HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, n° 1, p. 37-43.
- Cheng, Huang-fu, Tang Guang-fu, Ruan Jiang-jun et Wang Yan. 2008. « An electromagnetic transient model and control strategy for the voltage source converter based HVDC transmission ». In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on (6-9 April 2008)*. p. 2032-2036.
- Chinthavali, M., L. M. Tolbert et B. Ozpineci. 2004. « SiC GTO thyristor model for HVDC interface ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE (6-10 June 2004)*. p. 680-685 Vol.1.
- Chongru, Liu, Z. Q. Bo et A. Klimek. 2008. « Research on losses of power systems affected by HVDC control strategy ». In *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International (1-4 Sept. 2008)*. p. 1-4.

- Corsi, S., A. Danelli et M. Pozzi. 2002. « Emergency-stability controls through HVDC links ». In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE (25-25 July 2002)*. Vol. 2, p. 774-779 vol.2.
- Duan, Qichang, Liang Zhang et Li Zhang. 2010. « A fault detection and tolerant scheme for back-to-back converters in DFIG-based wind power generation systems ». In *Advanced Computer Theory and Engineering (ICACTE), 2010 3rd International Conference on (20-22 Aug. 2010)*. Vol. 3, p. V3-95-V3-99.
- Feltes, C., et I. Erlich. 2007. « Variable Frequency Operation of DFIG based Wind Farms connected to the Grid through VSC-HVDC Link ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE (24-28 June 2007)*. p. 1-7.
- Flourentzou, N., et V. G. Agelidis. 2007. « Harmonic performance of multiple sets of solutions of SHE-PWM for a 2-level VSC topology with fluctuating DC-link voltage ». In *Power Engineering Conference, 2007. AUPEC 2007. Australasian Universities (9-12 Dec. 2007)*. p. 1-8.
- Flourentzou, N., V. G. Agelidis et G. D. Demetriades. 2009. « VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, n° 3, p. 592-602.
- Fujimori, A., T. Tanaka, H. Takashima, T. Imajo, R. Hata, T. Tanabe, S. Yoshida et T. Kakihana. 1996. « Development of 500 kV DC PPLP-insulated oil-filled submarine cable ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, n° 1, p. 43-50.
- Gencoglu, C., O. B. Tor et O. Tanidir. 2011. « Technical feasibility analysis of the proposed 2×350 MW HVDC substation between Georgia and Turkey ». In *North American Power Symposium (NAPS), 2011 (4-6 Aug. 2011)*. p. 1-4.
- Giddani, O. A., G. P. Adam, O. Anaya-Lara et K. L. Lo. 2009. « Grid integration of a large offshore wind farm using VSC-HVDC in parallel with an AC submarine cable ». In *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International (1-4 Sept. 2009)*. p. 1-5.
- Haque, M. E., K. M. Muttaqi et M. Negnevitsky. 2008. « Control of a stand alone variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator ». In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE (20-24 July 2008)*. p. 1-9.
- Hirachi, K., A. Kajiyama, T. Mii et M. Nakaoka. 1996. « Cost-effective bidirectional chopper-based battery link UPS with common input-output bus line and its control scheme ». In *Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1996., Proceedings of the 1996 IEEE IECON 22nd International Conference on (5-10 Aug 1996)*. Vol. 3, p. 1681-1686 vol.3.

- Hosseini, S. H., et M. Sadeghi. 2011. « Reduced Diode Clamped Multilevel Converter with a modified control method ». In *Electrical and Electronics Engineering (ELECO), 2011 7th International Conference on* (1-4 Dec. 2011). p. I-302-I-306.
- Huang, Z., B. T. Ooi, L. A. Dessaint et F. D. Galiana. 2003. « Exploiting voltage support of voltage-source HVDC ». *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, n° 2, p. 252-256.
- Jianhua, Zhang, Li Sheng, Shang Jingfu, Zhao Weiwei et Li Chunye. 2008. « Multi-target controller of three-level NPC based VSC-HVDC transmission system and Its RTDS simulation ». In *Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on* (24-27 Nov. 2008). p. 793-797.
- Jie, Yang, Zheng Jianchao, Tang Guangfu et He Zhiyuan. 2010. « Characteristics and Recovery Performance of VSC-HVDC DC Transmission Line Fault ». In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific* (28-31 March 2010). p. 1-4.
- Jin, Yang, J. E. Fletcher et J. O'Reilly. 2010. « Multi-terminal DC wind farm collection and transmission system internal fault analysis ». In *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on* (4-7 July 2010). p. 2437-2442.
- Keliang, Zhou, Fu Xiaofan, Cheng Ming, Zhu Xiaodong, Wang Wei et Wang Tong. 2008. « Topologies and control of VSC-HVDC systems for grid connection of large-scale offshore wind farms ». In *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on* (17-20 Oct. 2008). p. 2357-2361.
- Kikuchi, A., R. Yamada, K. Tsuchiya, T. Nakamoto, E. Barzi, D. Turrioni, K. i Sasaki, Xu Qingjin, A. Terashima, H. Takigawa, A. Yamamoto, K. Nakagawa, T. Takeuchi, M. Lamm et A. V. Zlobin. 2010. « Strand and Cable Development for a High Field $\langle \text{formula formulatype="inline"} \rangle \langle \text{img src="/images/tex/814.gif" alt="{\rm Nb}_3{\rm Al} \rangle \langle /text \rangle$ Common Coil Magnet ». *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on*, vol. 20, n° 3, p. 1428-1431.
- Kong, D. C., et X. P. Zhang. 2011. « Transient stability analysis and optimal coordinated control of multi-terminal VSC-HVDC based offshore wind farms ». In *Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on* (6-8 Sept. 2011). p. 1-6.
- Kyung Suk, Oh. 2000. « Accurate transient simulation of transmission lines with the skin effect ». *Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 3, p. 389-396.
- Lee, B., S. G. Kang, S. Seo, V. Ajjarapu et H. Song. 2010. « Generation re-dispatch algorithm against voltage collapse in Jeju island system with a frequency control by

- high-voltage direct current ». *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 4, n° 5, p. 609-619.
- Lefebvre, S., W. K. Wong, J. Reeve, M. Baker et D. Chapman. 1991. « Considerations for modeling MTDC systems in transient stability programs ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 6, n° 1, p. 397-404.
- Liew, S. N., et G. Strbac. 2002. « Maximising penetration of wind generation in existing distribution networks ». *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 149, n° 3, p. 256-262.
- Long, W. F., J. Reeve, J. R. McNichol, R. E. Harrison, D. E. Fletcher et J. P. Bowles. 1985. « Consideration for Implementing Multiterminal DC Systems ». *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, n° 9, p. 2521-2530.
- Meynard, T. A., et H. Foch. 1992. « Multi-level conversion: high voltage choppers and voltage-source inverters ». In *Power Electronics Specialists Conference, 1992. PESC '92 Record., 23rd Annual IEEE (29 Jun-3 Jul 1992)*. p. 397-403 vol.1.
- Nguyen, M. C., K. Rudion et Z. A. Styczynski. 2010. « Improvement of stability assessment of VSCHVDC transmission systems ». In *Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on (20-22 Sept. 2010)*. p. 1-7.
- Oudin, J. M., et R. A. Tellier. 1966. « Submarine dc cables ». *Spectrum, IEEE*, vol. 3, n° 7, p. 75-82.
- Shu, Zhou, Liang Jun, J. B. Ekanayake et N. Jenkins. 2009. « Control of multi-terminal VSC-HVDC transmission system for offshore wind power generation ». In *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International (1-4 Sept. 2009)*. p. 1-5.
- Spahic, E., et G. Balzer. 2007. « Impact of the VSC HVDC Connection of Large Offshore Wind Farms on Power System Stability and Control ». In *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne (1-5 July 2007)*. p. 207-212.
- Thomas, J. L., S. Poullain et A. Benchaib. 2001. « Analysis of a robust DC-bus voltage control system for a VSC transmission scheme ». In *AC-DC Power Transmission, 2001. Seventh International Conference on (Conf. Publ. No. 485) (28-30 Nov. 2001)*. p. 119-124.
- Thongam, J. S., P. Bouchard, R. Beguenane, I. Fofana et M. Ouhrouche. 2010. « Sensorless control of PMSG in variable speed wind energy conversion systems ». In *Power Electronics Conference (IPEC), 2010 International (21-24 June 2010)*. p. 2254-2259.

- Weimers, L. 1998. « HVDC Light: A New Technology for a Better Environment ». *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 18, n° 8, p. 19-20.
- Xiaoguang, Wei, et Tang Guangfu. 2006. « Analysis and Control VSC-HVDC under Unbalanced AC Conditions ». In *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on (22-26 Oct. 2006)*. p. 1-5.
- Xiaomin, Kou, K. A. Corzine et Y. L. Familiant. 2002. « Full binary combination schema for floating voltage source multilevel inverters ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 17, n° 6, p. 891-897.
- Xie, Lei, Da Xie et Yanchi Zhang. 2009. « Three-level inverter based on direct power control connecting offshore wind farm ». In *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on (6-7 April 2009)*. p. 1-6.
- Yang, S. Y., X. Zhang, C. W. Zhang et Z. Xie. 2009. « Study on active damping methods for voltage source converter with LCL input filter ». In *Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPEMC '09. IEEE 6th International (17-20 May 2009)*. p. 975-979.
- Yi, Wang, Zhu Xiaorong, Xu Lie et Li Heming. 2010. « Contribution of VSC-HVDC connected wind farms to grid frequency regulation and power damping ». In *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (7-10 Nov. 2010)*. p. 397-402.
- Zhang, S., K. J. Tseng et T. D. Nguyen. 2008. « WRIG based wind conversion system excited by matrix converter with current control strategy ». In *Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on (24-27 Nov. 2008)*. p. 203-208.