REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Électrotechnique.
Spécialité : Réseau Électrique.

Thème

Étude Des Régime Permanant et Transitoire D'une Ferme Éolien Offshore Connectée Au Réseau Électrique Terrestre (Onshore) Par Une Liaison HVAC.

Présenté par:

Rachid Mustapha

Et

Djaziri Abderahim

Proposé et Dirigé par :

Mr. Tami Youcef

Année universitaire 2020-2021

Nous dédions ce modeste travail,

- Tout d'abord aux deux familles RACHID et DJAZIRI qui nous ont beaucoup aidés et soutenus.
- A nos amis qui nous ont encouragés sur le chemin de recherche.

Enfin, à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce modeste travail.

Nous tenons à remercier, en tout premier lieu, Dr. TAMI Youcef, Directeur de ce mémoire, nous lui exprimons toute notre gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement qui nous a offert la possibilité de réaliser ce travail et qui nous a permis d'élargir notre spectre de connaissances scientifiques.

- Nous adressons nos remerciements aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt, Dr. KARIM Sebaa, Professeur au département d'électrotechnique à l'université de Médéa.
- Dr. MOULDIA Abdelhafid, Maitre de conférences au département du Génie Électrique à l'université de Médéa.

Merci à nos enseignants et à nos collègues de l'université qui nous ont accompagnés dans notre parcours.

Grand merci aux messieurs le Directeur et les membres du laboratoire de recherche des Systèmes Electronique Avancé (LSEA) de l'université de YAHIA FARES DE MEDEA.

Finalement, nos remerciements vont aussi à l'ensemble de nos camarades et nos amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de notre cursus.

ملخص

من بين مصادر الطاقة المتجددة اكتسبت طاقة الرياح أهمية، وأصبحت بديلا عمليا للمصادر التقليدية. أدت سرعات الرياح العالية والمساحات الكبيرة المتوفرة في البحر أدت إلى زيادة الاهتمام العالمي بمزارع الرياح البحرية.

و مع نمو مزارع الرياح البحرية بشكل أكبر وبعدها عن الأرض، يصبح نقل الكهرباء إلى الشبكة الارضية خاصية مميزة .ومن الخيارات المتاحة هي HVAC و HVDC.

الهدف من هذا العمل هو دراسة الأداء في الحالة المستقرة والسلوك العابر لخاصية النقل البديل : HVAC الذي يسمح بربط مزرعة الرياح البحرية بشبكة الكهرباء الارضية. يتم ايضا تقييم مخططات التعويض عن الطاقة التفاعلية المفرطة الناتجة عن ارتباط HVAC بالإضافة الى مزايا STATCOM لهذه التقنية. يتم استخدام برنامج PSS/E لمحاكاة جميع الحالات.

النتائج التي تم الحصول عليها تظهر فروق ذات دلالة لسيناريوهات التعويض المختلفة. في الحالة المستقرة، يكون لسلوك نظام HVAC مع كل من STATCOM و التعويضات البحرية بعض اوجه التشابه،خاصة في عامل الطاقة وفقدان الطاقة . في الظروف العابرة ،تكون استجابة ارتباط ب HVAC مرضية للغاية ،حيث نلاحظ عودة استقرار في احجام الشبكة (التردد و الجهد والسرعة) بعد تطبيق عيب ثلاثي الاطوار.

الكلمات المفتاحية: HVAC,مزارعة الرياح البحرية ,STATCOM, PSS/E.

Résumé:

Parmi les sources d'énergie renouvelables, l'énergie éolienne a gagné en importance, devenant une alternative viable aux sources conventionnelles. Les vitesses de vent élevées et la vaste zone disponible en mer ont récemment accru l'intérêt mondial pour les parcs éoliens offshore.

À mesure que les parcs éoliens offshore deviennent plus grands et sont placés plus loin de la terre, le transport de l'électricité au réseau terrestre devient une caractéristique clé. Les options disponibles sont HVAC et HVDC.

L'objectif de ce travail est d'étudier les performances en régime permanent et le comportement transitoire de l'option du transport alternatifs : HVAC qui permet le raccordement du parc éolien offshore avec le réseau électrique terrestre (onshore). Les schémas de compensation pour la puissance réactive excessive générée par la liaison HVAC sont également évalués, ainsi que les avantages du STATCOM pour cette technologie. Le logiciel PSS/E est utilisé pour la simulation de tous les cas.

Les résultats obtenus montrent des différences importantes pour les différents scénarios de compensation. En régime permanent, le comportement du système HVAC avec une compensation à la fois STATCOM et offshore présente certaines similitudes,

notamment dans le facteur de puissance et les pertes de puissance. En régime transitoire, la réponse de la liaison HVAC à un défaut du réseau est très satisfaisante, car on a remarqué un retour à la stabilité des grandeurs du réseau (fréquence, tension et vitesse) après application d'un défaut symétrique triphasée.

Mots Clés: HVAC, parc éolien offshore, PSS/E, STATCOM.

Abstract

Among renewable energy sources, wind power has gained importance as a viable alternative to conventional sources. High wind speeds and the vast area available offshore have recently increased global interest in offshore wind farms.

As offshore wind farms become larger and are placed further from land, transmission of electricity to the onshore grid becomes a key feature. The options available are HVAC, HVDC.

The objective of this work is to study the steady state performance and transient behavior of the alternative transmission option: HVAC which allows the connection of the offshore wind farm with the onshore electrical grid. The compensation schemes for the excessive reactive power generated by the HVAC link are also evaluated, as well as the advantages of STATCOM for this technology. The PSS/E software is used for the simulation of all cases.

The results obtained show significant differences for the different compensation scenarios. In steady state, the behavior of the HVAC system with both STATCOM and offshore compensation shows some similarities, especially in the power factor and power losses. In transient regime, the response of the HVAC link to a grid fault is very satisfactory, as a return to stability of the grid quantities (frequency, voltage and speed) after application of a three-phase symmetrical fault was noticed.

Key Words: HVAC, Offshore wind farm, PSS/E, STATCOM

SOMMAIRE

Introduction Générale..... 15

Chapitre I État de l'Art sur l'Eolien Offshore et les liaisons de Transport d'Energie en Offshore

I.1- **Introduction**..... 20

I.2- **Eolien offshore** 20

I.2.2-Généralités sur l'éolienne 20

I.2.2- Parc éolien offshore 21

I.2.3- Technologies mises en œuvre dans l'éolien offshore 22

I.2.3.1-Comparaison des génératrices à vitesse fixe et vitesse variable 23

I.2.3.2-Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable 24

I.2.3.3-Comparaison des différentes génératrices éoliennes et critères de choix d'une génératrice..26

I.2.3.4-Tendances technologiques concernant les génératrices éoliennes 27

I.2.3.5-Fermes éoliennes offshore dans le monde..... 28

I.3 -**Transport de l'Energie de la Centrale Offshore au Réseau Terrestre**..... 30

I.3.1-Transmission d'énergie électrique par la liaison HVAC..... 30

I.3.2-Câbles sous-marins AC..... 32

I.3.3-Compensation de la puissance réactive..... 35

I.3.3.1-Les disposifs FACTS 36

I.3.4-Répartition des Dispositifs de Compensation 37

I.4-**Transmission d'énergie électrique par la liaison HVDC**..... 38

I.4.1-Transmission d'énergie électrique par HVDC-LCC 40

I.4.2-Transmission d'énergie électrique par HVDC-VSC 41

I.5-**Comparaison des liaisons HVAC et HVDC pour l'éolien offshore**..... 42

I.5.1-Câbles HVAC et HVDC 42

I.5.1.1-Comparaison du transit de puissance dans les câbles AC et DC 42

I.5.1.2-Avantages et inconvénients des liaisons HVAC et HVDC 44

I.6- **Conclusions** 45

Chapitre II La Modélisation Par Logiciel PSS/E.

II.1- **Introduction** 48

II.2- **Structure du réseau** 48

II.2.1-Les Lignes 49

II.2.2- Les Lignes de 400 kV..... 50

II.2.3- Les Transformateurs 51

II.2.4- Les Charges et compensateurs shunt 51

II.2.5- Schéma du réseau 51

II.3- **Modèle d'un parc éolien offshore** 53

II.3.1- Les Turbines éoliennes 54

II.3.2- Modèle à régime permanent 54

II.3.3- Modèle à régime transitoire 55

II.3.4- Les Transformateurs élévateurs utilisé 56

II.3.5- Les Câbles de 33 kV..... 57

II.3.6- Conception de l'aménagement des fermes éoliennes offshores 57

II.4-**Le Transport HVAC** 58

II.4.1- Câble Sous-Marin AC..... 58

II.4.2- Les Transformateurs Onshore et Offshore 59

II.5- **STATCOM** 59

II.5.1- Modèle du STATCOM en Régime Permanant 60

II.5.2- Modèle du STATCOM en Régime Transitoire 60

II.6- **Conclusions** 61

Chapitre III Résultats De Simulation En Régime Permanent Et Transitoire.

III.1- **Introduction** 63

III.2- Résultats d'Écoulement de Puissance 63

III.2.1- Compensation en Offshore (Régime Permanent)..... 65

III.2.2- Compensation en Onshore 66

III.2.3- Compensation en Offshore et Onshore 67

III.2.4- Compensation par STATCOM 68

III.2.5- Discussion 70

III.3- Le Comportement en Régime Dynamique..... 71

III.3.1- Résultats du 1^{ére} cas 74

III.3.2- Résultats du 2ème cas 75

III.3.3- Résultats du 3ème cas 76

III.3.4- Résultats du 4ème cas 77

III.3.4- Discussion 78

III.4 -**Conclusions** 80

Conclusions Générale..... 81

Liste des références……..……..……84

Annexe A - Paramètres du réseau test…..……..……... 86

Annexe B - Les Paramètres en régime transitoire ……..…….. 90

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Comparaison de production de CO_2 pour différentes énergies par kWh produit…….....20

Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients des génératrices Asynchrone et Synchrone.....27

Tableau I.3 : Puissances installées par les principaux constructeurs d'éolien offshore en 2012…….28

Tableau I.4 : Différents parcs éoliens offshore dans le monde…….28

Tableau I.5 : Comparaison entre les éoliennes onshore et offshore……..……...29

Tableau I.6 : Courant de charge capacitif pour câbles HVAC XLPE 100 km, 1000 mm^2, (50 Hz)……..…..34

Tableau II.1: Couleurs correspondant pour chaque niveau de tension de la figure II.1……..53

Tableau II.2 : Composants du modèle d'éolienne GE WTG dans PSS/E…….....56

Tableau II.3 : Les paramètres du câble 150 kV……...……...59

Tableau II.4 : Les paramètres des transformateurs onshore et offshore…….69

Tableau III.1: Les Alternatives de compensation de la puissance réactive…….....….....64

Tableau III.2 : Résultats d'écoulement de puissance pour les différentes compensations en HVAC…….....70

Tableau III.3 : Les Cas de défauts analysés……..…73

Tableau A.1 : Réactance et Susceptance des lignes……..86

Tableau A.2 : Paramètres calculés de la ligne 400 kV……..87

Tableau A.3 : Paramètres des transformateurs à deux enroulements……87

Tableau A.4 : Les Puissances des charges…….88

Tableau A.5 : Compensateurs shunt……...88

Tableau A.6 : Paramètres de débit de puissance agrégés des éoliennes……..89

Tableau A.7 : Transformateur paramètre d'une seule éolienne…….....89

Tableau A.8 : Les Paramètres du câble de 33 kV……....…89

Tableau A.9 : Paramètres du câble 33 kV AC utilisés dans le parc éolien modélisé……..90

Tableau A.10 : Paramètres du STATCOM en Régime Permanant……..…….90

Tableau B.1 : Les paramètres du model « CSTCNT » du STATCOM……...……....91

Tableau B.2 : Générateur asynchrone à double alimentation (WT3G1)…….....91

Tableau B.3 : Commande électrique du générateur à induction à double alimentation (WT3E1).....92

Tableau B.4 : Turbine (WT3T1)…….....93

Tableau B.5 : Pitch control (WT3P1)……..…93

Liste des figures

Figure I.1 – Schéma d'une ferme éolienne offshore…….....22
Figure I.2 : Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes.....….....22
Figure I.3 : Génératrice à vitesse fixe…….……..……...23
Figure I.4 : Topologie de génératrice éolienne associée à un pont de diodes, connecté au réseau…….....24
Figure I.5 : Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Synchrone ou Asynchrone…….25
Figure I.6 : Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Asynchrone à Double Alimentation ...25
Figure I.7 : Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Synchrone à Aimants Permanents...…25
Figure I.8 : Projets de parcs éoliens offshore en Europe jusqu'a 2020…….29
Figure I.9 : Liaisons HVAC et HVDC pour une ferme éolienne offshore…….....…..30
Figure I.10 : Schéma d'un parc éolien offshore en HVAC…….....31
Figure I.11 : Câble sous-marin XLPE tripolaire……..…….....32
Figure I.12: Modèle π-équivalent pour un câble sous-marin……..…….....…33
Figure I.13 : Longueurs maximales avec compensation inductive shunt aux deux extrémités……..….....35
Figure I.14 : (a) Schéma de principe d'un SVC(b) un SVC à Radsted au Danemark.21…….....37
Figure I.15 : (a) Diagramme schématique d'un STATCOM ;(b) une installation STATCOM…….....37
Figure I.16 : Charge d'un câble à extrémité ouverte due au courant de charge capacitif pour différents schémas de compensation de puissance réactive…….....38
Figure I.17 : Représentation schématique de la transmission HVDC pour les parcs éoliens offshore……..…….39
Figure I.18 : Schéma du choix optimal entre la liaison HVAC et HVDC……..……..39
Figure I.19 : Schéma du raccordement du parc éolien utilisant la transmission HVDC à base de LCC……...……...40
Figure I.20 : Schéma du raccordement du parc éolien utilisant la transmission HVDC basée sur VSC……..……....41
Figure I.21 : Station offshore de la ferme offshore Robin Rigg, 180 MW…….....45
Figure II.1 : Schéma du réseau test avec liaison de transport HVAC et compensations en deux extrémités……...52
Figure II.2 : Schéma unifilaire d'un parc éolien offshore composé de 48 éoliennes……..…….....53
Figure II.3 : Fichier de données d'écoulement de puissance…….……..…….....55
Figure II.4 : Modèle dynamique GE WTG dans PSS/E……..….....56
Figure II.5 : Modèle d'un parc éolien offshore dans PSS/E34…….……..…….....57
Figure II.6 : Schéma de liaison HVAC avec compensation en deux extrémités du câble dans logiciel PSS/E 34….....58
Figure II.7 : Dispositif STATCOM dans logiciel PSS/E 34……..…….....60
Figure III.1 : Légende des valeurs présentées dans les schémas unifilaires dans logiciel PSS/E 34……...….....64
Figure III.2 : Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore……..….....66
Figure III.3 : Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Onshore…….....….....67
Figure III.4 : Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore et Onshore…….....…68
Figure III.5 : Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation par STATCOM en offshore.....69
Figure III.6 : Schéma unifilaire du réseau utilisé pour les simulations Dynamiques…….....72
Figure III.7 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 1ére cas de défaut….....74
Figure III.8 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 1ére cas de défaut….....…….....74
Figure III.9 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 1ére cas de défaut…..….....….....74

Figure III.10 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 1ére cas de défaut…….74
Figure III.11 : Variation de la Tension des Bus onshore pour le 1ére cas de défaut……..74
Figure III.12 : Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 1ére cas de défaut.....74
Figure III.13 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 2ème cas de défaut…….....75
Figure III.14 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 2ème cas de défaut…….....75
Figure III.15 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 2ème cas de défaut.....75
Figure III.16 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 2ème cas de défaut…….....75
Figure III.17 : Variation de la Tension des Bus onshore pour le 2ème cas de défaut…….....75
Figure III.18 : Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 2ème cas de défaut ….....75
Figure III.19 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 3ème cas de défaut…….....76
Figure III.20 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 3ème cas de défaut…….....76
Figure III.21 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore le 3ème cas de défaut…….....76
Figure III.22 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 3ème cas de défaut.....76
Figure III.23 : Variation de la Tension des Bus onshore pour le 3ème cas de défaut…….....76
Figure III.24: Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 3ème cas de défaut……..…….....76
Figure III.25 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 4ème cas de défaut…….....…77
Figure III.26 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 4ème cas de défaut…….....……77
Figure III.27 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 4ème cas de défaut…….....…….77
Figure III.28 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 4ème cas de défaut…….....77
Figure III.29 : Variation de la Tension des Bus Onshore pour le 4ème cas de défaut…….....77
Figure III.30 : Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 4ème cas de défaut ....…….....77
Figure III.31 : Puissance Réactive injecter / Absorbée par le STATCOM au Bus 20…….....…78

Acronymes

AC	Courant Alternatif ou Alternating Current
AC-DC	Conversion courant alternatif à courant continu
B2B	Connexion back-to-back
CSC	Current Source Converter
CSTCNT	Static Condenser (modeled as FACTS device in power flow)
DC	Courant Continu ou Direct Current
DC-DC	Conversion courant continu à courant continu
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
HVAC	Haute Tension en Courant Alternatif ou High Voltage Alternating Current
HVDC	Haute Tension en Courant Continu ou High Voltage Direct Current
HV	Haute Tension ou High Voltage
HF	Haute-Fréquence
IGBT	Composant semi-conducteur ou Insulated Gate Bipolar Transistor
MV	Moyenne Tension ou Medium Voltage
LV	Basse Tension ou Low Voltage
EWEA	European Wind Energy Association
EEA	European Environment Agency
EU	European Union
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
kWh	Kilowatt hours
GE	General Electric
GW	Gigawatt
MW	Mégawatt
MVA	Mega Volt Ampère
MVAr	Mega Volt Ampère Reactive
kA	Kiloampère
km	Kilometre
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
p.u.	Per Unit
MAS	Machine Asynchrone

MS	Machine Synchrone
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
MACE	Machine Asynchrone à Cage d'Ecureuil
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MLI	Modulation par Largeur d'Impulsion
LCC	Line Commutated Converter
PCC	Point of Common Coupling
PSSE	Power System Simulator Engineering
PSS	Power System Stabilizer
PI	Proportional Integral
PTI	Power Technologies International by Siemens
PFC	Power Factor Compensator
STATCOM	Static synchronous compensator
CSC	Current Source Converter
VSC	Voltage Source Converter
SVC	Static Var Compensator
XLPE	Cross Linked Polyethylene
OIP	Oil Impregnated Paper
WTG	Wind Turbine Generator

Symboles

B	Susceptance (S)
V	La tension (v)
I_c	Courant de Charge Capacitif
C	La capacité (F)
R_{km}	La résistance de la ligne (Ω/km)
X_{km}	La réactance de la ligne (Ω/km)
B_{km}	La susceptance de ligne (S/km)
d	La longueur de la ligne (km)
S_b	La puissance apparente (MVA)
V_b	La tension de base (kV)

Z_b	L'impédance de base (Ω)
V_c	La tension de la source (v)
X	La réactance (ohm)
V_{dc}	Tension de source continue (kV)
P_{GEN}	Puissance Active Générée par le parc éolien (MW)
P_{CC}	Puissance Active au PCC (MW)
P_{loss}	Pertes de Puissance du réseau (%)

Introduction Générale

L'extension industrielle durant les dernières décennies a conduit à des besoins considérables croissants en énergies électriques, malgré la production actuelle importante. Néanmoins, elles sont couteuses et à risques, telles que l'incidence nucléaire (centrale nucléaire), la pollution atmosphérique (centrale thermique). Alors que les sources renouvelables sont propres mais présentent aussi plusieurs problèmes à savoir, le problème de stabilité, de la continuité et leurs rendements énergétiques.

L'Homme utilisait l'énergie éolienne pour la transformer en énergie mécanique depuis longtemps. Cette énergie était utilisée pour avancer les bateaux, pomper de l'eau et moudre le grain. La première conversion en énergie électrique fut utilisée en 1887 par Charles F. BRUSH qui supposa que l'électricité produite par l'éolien est une énergie finale propre par excellence [1].

Aujourd'hui plus que jamais, l'environnement et l'empreinte de toutes sortes d'activités humaines suscitent de vives inquiétudes. L'Europe s'est fixé comme objectifs de réduire de 20% sa consommation d'énergie primaire et ses émissions de gaz à effet de serre et d'avoir 20% de son énergie primaire provenant de sources d'électricité renouvelables en 2020 [4]. Dans le même temps, le besoin en énergie électrique augmente avec le temps, car il s'agit d'un élément clé des sociétés modernes et, dans les pays en développement, l'un des outils les plus importants pour promouvoir le bien-être et le développement.

Le livre blanc communautaire en matière d'énergie a émis le souhait d'un passage à 655 *TWh*) renouvelables en 2010 sur un total envisage de 2850 *TWh*) soit une part de 23%. Sur ces 655 *TWh*), l'éolien devrait contribuer à la hauteur de 80 *TWh*) avec une puissance installée de 40 *GW* .Mais la tendance est largement dépassée et il est probable que la puissance éolienne européenne aura atteint environ 90 *GW* en 2010 (140 *GW* au niveau mondial) [2]. L'accord de Kyoto (en decembre1997) avait conclu que les pays industrialisés s'engagent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2010 [3]. Toutefois, l'énergie éolienne prend difficilement son importance sur le continent africain en raison de nombreuses barrières législatives, réglementaires, financières,

économiques, techniques et d'ordre informationnel qui entravent toujours son plein développement [4].

Les parcs éoliens offshores font l'objet de discussions depuis des décennies. Ils ont été conçus pour la première fois dans les années 70 et les premiers parcs éoliens offshores à petite échelle ont été construits entre 1991 et 1997 en Suède, au Danemark et aux Pays-Bas. Mais ce n'est qu'au XXIe siècle qu'apparaissent les premiers projets commerciaux, le plus connu étant Horns Rev au Danemark qui consiste en 2 parcs éoliens de 80 MW.

L'installation d'éoliennes en mer s'avère être un bon choix, non seulement parce que les vitesses du vent sont plus élevées et ont des turbulences réduites, mais aussi parce que la plupart des sites adaptés à l'installation d'éoliennes à terre sont déjà proches de leur capacité ou limités en raison de préoccupations environnementales. Les parcs éoliens offshore ont tendance à avoir des capacités plus élevées en raison à la fois du développement de la technologie des turbines offshore et de l'espace disponible sans restriction.

L'impact des parcs éoliens offshore n'est plus négligeable et faire face aux exigences du réseau peut être une tâche d'ingénierie difficile.

Par conséquent, le réseau de transport doit être capable de transporter de plus grandes quantités d'énergie sur de longues distances. Afin de respecter les codes réseau exigeants, les parcs éoliens doivent rester connectés le plus longtemps possible, notamment en cas de défaillance du réseau terrestre. Dans ces conditions, le rôle du réseau de transport est aussi crucial que le parc éolien lui-même.

Les objectifs de ce travail sont les suivants:

- Etude et modélisation des parcs éoliens de type offshore.
- Analyse de la liaison HVAC entre le parc éolien offshore et le réseau terrestre.
- Etude de l'intégration des parcs éoliens offshore avec le réseau électrique en régime permanant et transitoire.

La connexion entre les parcs éoliens offshore et le réseau électrique terrestre peut se faire avec les technologies HVAC (High Voltage Alternating Current) ou HVDC (High Voltage Direct Current). Le but de la présente étude est d'étudier l'interconnexion HVAC pour l'analyse en régime permanent et dynamique. Le logiciel Siemens PSS/E sera utilisé pour toutes les simulations du réseau électriques.

pour ce fait, ce mémoire s'étale sur trois chapitres répartis comme suit :

Le premier chapitre présente l'impact de l'insertion des éoliennes sur le réseau électrique. En montrant les différentes technologies de l'énergie éoliennes, nous tentons d'analyser dans un premier lieu, l'éolien offshore et ses tendances générales. Dans un second lieu, nous intéressons aussi aux moyens de transport de l´énergie des fermes éoliennes offshores au continent par des liaisons de fortes puissances et hautes tensions. Ces lignes peuvent être en courant alternatif : **HVAC** (High Voltage Alternating Current) ou en continu : **HVDC** (High Voltage Direct Current).
En montrant les différentes liaisons entre HVAC et HVDC, nous pouvons déterminer sous quelles conditions choisir chaque technologie.

Le deuxième chapitre explique comment les paramètres du logiciel PSS/E ont été calculés, à la fois pour l'analyse en régime permanent et l'analyse transitoire, et quels ont été les modèles utilisés dans les simulations. Il commence par présenter les paramètres du réseau utilisé dans les simulations puis il explique comment la liaison HVAC, les dispositifs électroniques de puissance pour la compensation de la puissance réactive (STATCOM) ont été modélisés.

Le troisième chapitre présente les résultats de simulation d'écoulement de puissance du parc éolien offshore. Pour la transmission HVAC, certaines alternatives pour la compensation de puissance réactive sont passées en revue et les avantages possibles du dispositif STATCOM sont également étudiés. Une analyse comparative des alternatives de compensation d'énergie réactive générée par le câble sous-marin AC, en régime permanent est également réalisée.

Aussi ce chapitre présente les résultats obtenus pour la simulation en régime transitoire (dynamique) du parc éolien offshore connecté au réseau terrestre. Le comportement dynamique de la liaison HVAC à différents gravité de défauts sur le réseau terrestre (onshore) et l'influence du STATCOM sur le comportement dynamique de la liaison sont analysés.

Finalement, les principales conclusions de ce travail sont présentées, ainsi qu'une référence à des études futures qui peuvent offrir d'importantes contributions futures au thème de ce mémoire.

I.1- Introduction :

Vu l'intérêt de l'utilisation de l'électricité d'origine éolienne et son intégration dans le nouveau marché mondial de la production d'énergie électrique, des mécanismes de développement à l'échelle planétaire sont mis en place pour une extraction optimale de cette énergie et son transport. Dans ce chapitre est présentée une revue générale de la bibliographie portant sur les éoliens offshores et le transport d'énergie produite par le système éolien à grande échelle (parc éolien). Les centrales de production d'énergie renouvelable à base de parcs éoliens offshore sont habituellement loin des points de consommation, ce qui nécessite le transport de cette énergie produite qui engendre des pertes qui doivent être prises en considération.

Ce chapitre a donc pour but d'analyser dans une première partie l'éolien offshore : les tendances générales, le fonctionnement d'une éolienne en vue de sa modélisation et les défis des futurs pour cette énergie renouvelable.

Une deuxième partie s'intéresse aussi sur les moyens de transport de l´énergie de la ferme éoliennes offshore au continent par des liaisons de fortes puissances et hautes tensions. Ces lignes peuvent être en courant alternatif : **HVAC** (High Voltage Alternating Current) ou en continu : **HVDC** (High Voltage Direct Current).

Ainsi les différentes possibilités de réaliser une liaison HVAC sont d´entaillées avec une comparaison permettant de définir les topologies les plus intéressantes pour la connexion d'un parc éolien offshore au réseau terrestre.
Finalement, une comparaison globale entre les liaisons HVAC et HVDC est réalisée afin de déterminer sous quelles conditions choisir chaque technologie.

I.2 - Éolien Offshore :

I.2.1 Généralités sur l'éolienne :

Depuis quelques années, la production électrique éolienne est en plein développement industriel. Elle présente en effet de nombreux atouts, c'est tout d'abord une énergie renouvelable non polluante qui contribue à une meilleure qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre. C'est aussi une énergie qui utilise les ressources nationales et concourt donc à l'indépendance énergétique et à la sécurité des approvisionnements.

Des difficultés existent malgré tout, la gestion technique de la production sur le réseau électrique, certains impacts environnementaux (avifaune, paysage, bruit) et l'aménagement du territoire.

L'éolien en mer (dit aussi offshore) offre des perspectives prometteuses avec l'amélioration des technologies. L'éolien en mer a sa place dans la diversification des sources d'énergies mondial, comme c'est déjà le cas dans plusieurs pays du monde comme le Royaume-Uni ou le Danemark.

L'organisation *EWEA* (European Wind Energy Association) [1] souhaite que la puissance éolienne installée en mer en 2020 soit de 40 GW. Ces arguments sont tant économiques que techniques. L'éolien est une source peu polluante en termes de CO_2 ,le tableau I.1 compare les émissions de différentes sources de production pour 1 kWh d'énergie produit. Ainsi, une éolienne émet en moyenne 5 grammes de CO_2 par kWh produit contre 40 grammes pour l'énergie solaire et le nucléaire. L'énergie hydrolienne produit 14 g.CO_2/kWh, ce qui la place dans les énergies les moins polluantes.

40 GW d'éolien offshore permettraient d'éviter 77 Mt de CO_2 émis dans l'atmosphère par an [1] comparé à un mix énergétique plus polluant : nucléaire, charbon, fuel, gaz et hydro-électrique, cela représente les émissions moyennes émises par une personne qui aurait pris l'avion sur $2{,}75.10^{11}$ km soit 23 milliards d'aller-retour Paris/New-York en avion (140 g.CO_2/km en avion).

Tableau I.1 : Comparaison de production de CO_2 pour différentes énergies par kWh produit. [1].

Energies	**g.CO_2/kWh**
Charbon	905
Fuel	900
Gaz	900
Nucléaire	40
Panneaux Photovoltaïques	40
Hydro-électrique	20
Hydrolien	14
Eolien	5

Actuellement, les parcs éoliens offshore sont principalement situés à moins de 20 km des côtes et les profondeurs des mers sont inférieures à 20 m. Cependant des projets se développent à des distances de plus en plus grandes (jusqu'à 60 km) et à des profondeurs qui nécessitent

l'utilisation de structures flottantes. Les principaux parcs éoliens actuels sont situés en EU (Grande-Bretagne et Allemagne) mais la Chine et Les États-Unis s'intéressent fortement au développement de l'éolien offshore.

Les éoliennes connectées à un réseau se doivent respecter le code du réseau local : le grid code. Pour cela plusieurs règles sont définies par le gestionnaire de réseau sur les différents paramètres entrant en jeu pour l'interconnexion de deux réseaux. Par exemple la ferme éolienne doit pouvoir rester connectée au réseau si la fréquence varie entre 49,9 et 50,1 Hz voire 49 et 50,3 Hz pour certains pays. De même d'autres critères concernent le contrôle de la puissance active et réactive, le démarrage et l'arrêt des fermes, la qualité de la tension AC, les protections des fermes (défauts)... [1].

I.2.2- Parc éolien offshore :

Le parc éolien ou ferme éolienne est un site équipé de plusieurs éoliennes reliées au réseau électrique AC principal. Toutes les éoliennes peuvent être connectées entre elles, soient en séries, en parallèles ou séries-parallèles.
Elles peuvent être installées sur terre (parc **onshore**) ou sur mer (parc **offshore**) .

Une éolienne ou la turbine, appelée aussi aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entrainer l'arbre de son rotor, celle-ci est alors convertie en énergie mécanique, elle-même transformée en énergie électrique à travers une génératrice accouplée à l'axe du rotor de l'éolienne. Elles seront dans ce cas-là couplées par l'intermédiaire d'un multiplicateur. Ensuite, cette énergie est transférée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissances au réseau électrique ou aux sites isolés ou pour le stockage.

La figure I.1 présente l'architecture typique d'une ferme éolienne offshore comprenant :

- Les éoliennes pouvant produire jusqu'à 6 MW par unité pour les plus importantes,
- Des connexions entre les différentes éoliennes formant le réseau de distribution,
- Une plate-forme offshore permettant de convertir l'énergie, mais sa présence n'est pas obligatoire.
- Un câble de transport d'énergie de la plate-forme offshore au continent.
- Un poste de transformation de l'énergie sur le continent pour connecter la ferme au réseau électrique.

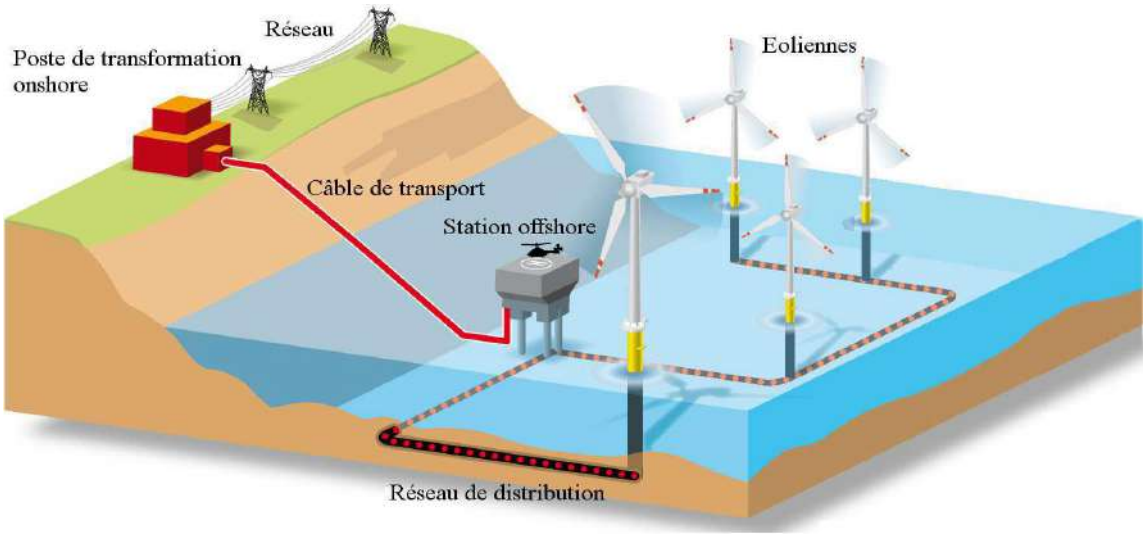


Figure I.1 – Schéma d'une ferme éolienne offshore. [25]

I.2.3- Technologies mises en œuvre dans l'éolien offshore :

L'évolution de la technologie de conversion de l'énergie éolienne a conduit au développement de différents types de configurations d'éoliennes qui font usage d'une variété de générateurs électriques. Une classification des générateurs électriques les plus courants dans les grands systèmes de conversion de l'énergie éolienne est présentée à la figure. I 2. [9]

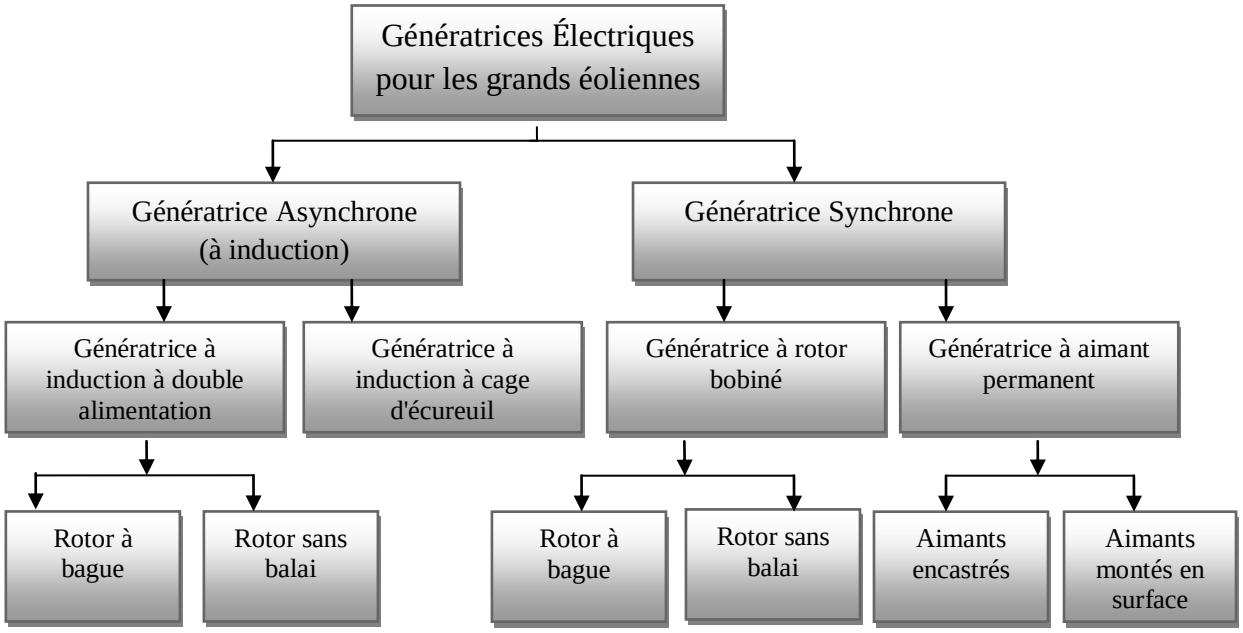


Figure I.2 - Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes [9].

I2.3.1 Comparaison des génératrices à vitesse fixe et vitesse variable :

Deux types de génératrices sont réalisables pour une éolienne : soit à vitesse fixe soit à vitesse variable. Les premières éoliennes de fortes puissances utilisaient une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique représentée figure I.3 [1]. Un multiplicateur est placé entre la turbine et la génératrice et sa vitesse est maintenue approximativement constante par le système mécanique d'orientation des pales (contrôle pitch).

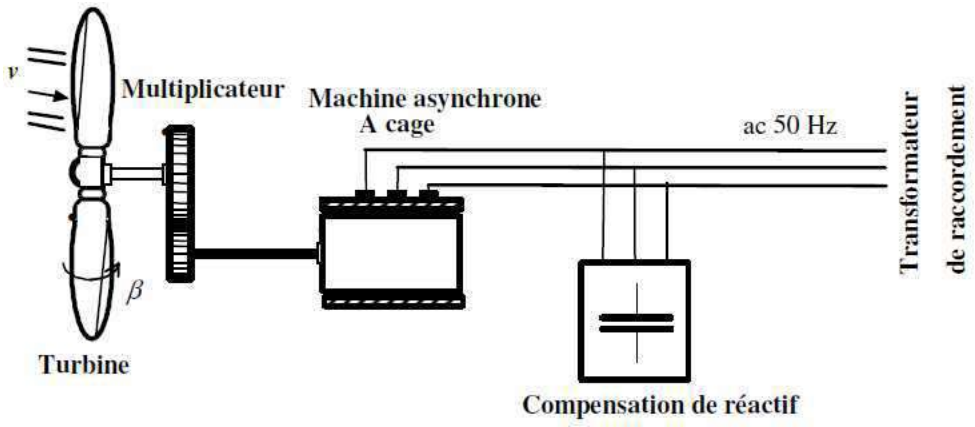


Figure I.3 – Génératrice à vitesse fixe.

Les génératrices à vitesse variable ne sont pas directement connectées au réseau mais par le biais d'un ou plusieurs convertisseurs de puissance permettant le contrôle de la génératrice.

Les éoliennes à vitesse variable ont l'avantage de pouvoir maximiser la puissance en faisant varier la vitesse de la turbine à des vitesses de vent assez faibles. Elles nécessitent un système d'orientation des pales simplifié, car la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique de la génératrice permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales. Celui-ci interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe. La vitesse variable requière donc l'utilisation d'un convertisseur à interrupteurs commandés [1].

Un redresseur passif à diode peut être utilisé à la place du pont actif en sortie de génératrice comme représenté sur la figure I.4. L'ajout d'un hacheur derrière le pont de diodes permet de contrôler la tension DC et donc la puissance en sortie de la génératrice. Cette structure est utilisée pour l'éolien de petite puissance [1]. Cependant ce type d'association ne permet pas de contrôler le facteur de puissance de la machine et le courant est alors plus grand d'environ 20 % que dans la topologie classique avec pont redresseur actif pour une puissance identique. De même sans le

hacheur, la tension de la génératrice étant variable, la tension DC l'est aussi et il faut que la tension DC soit supérieure à la tension AC du côté réseau, ce qui augmente les pertes. Dans les deux cas la topologie est moins intéressante que l'association de deux convertisseurs entièrement commandés.

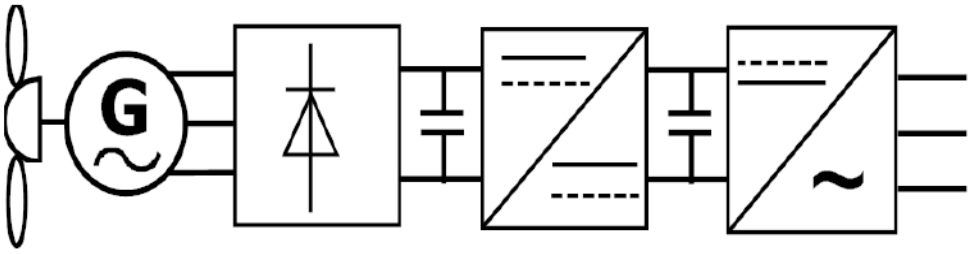


Figure I .4 – Topologie de génératrice éolienne associée à un pont de diodes, un hacheur et un onduleur actif connecté au réseau [1].

I.2.3.2 Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable : [1]

Trois types de topologies sont identifiables pour des éoliennes à vitesses variables utilisées dans l'éolien offshore : la Machine Asynchrone ou Synchrone (MA ou MAS) avec ces convertisseurs dimensionnés pour la pleine puissance avec multiplicateur (figure I.5), la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) (figure I.6) et la Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) sans réducteur. Cette dernière peut être à grands nombres de paires de pôles permettant de supprimer le multiplicateur (figure I.7).

Le stator de la MADA est connecté à tension et fréquence fixe au réseau alors que le rotor est commandé à travers un convertisseur de fréquence connecté au réseau. La puissance électrique maximale qui transite par le rotor ne représente qu'un quart de la puissance mécanique totale. Les machines utilisées sont nécessairement à rotor bobiné et elles nécessitent un rotor sensiblement plus complexe que les machines à cage d'écureuil ainsi qu'un système triphasé de bagues et balais pour connecter les enroulements rotoriques au convertisseur : les problèmes d'usure sont alors importants. De plus le multiplicateur de la MADA est un système cher, lourd et induisant des couts significatifs de maintenance en particulier pour les projets offshores situés en milieu salin.

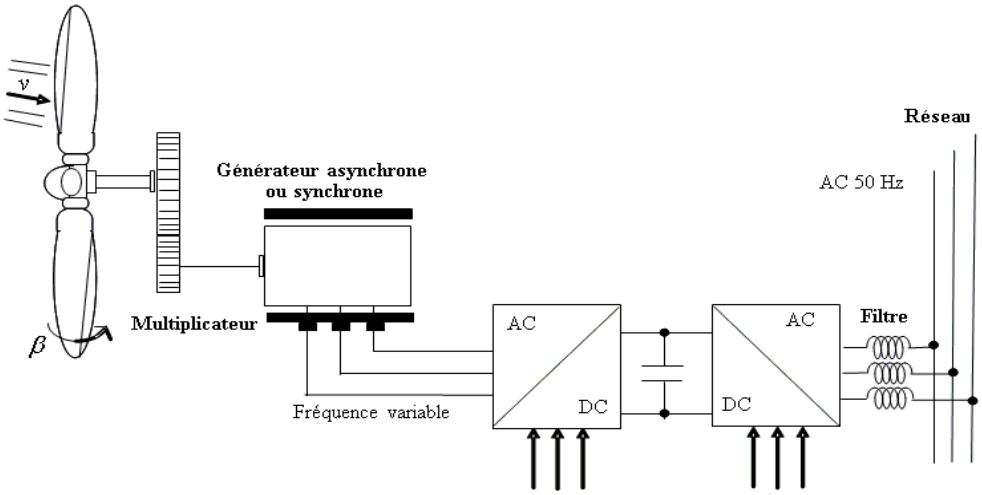


Figure I.5 – Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Synchrone (MA) ou Asynchrone (MAS) et multiplicateur [1].

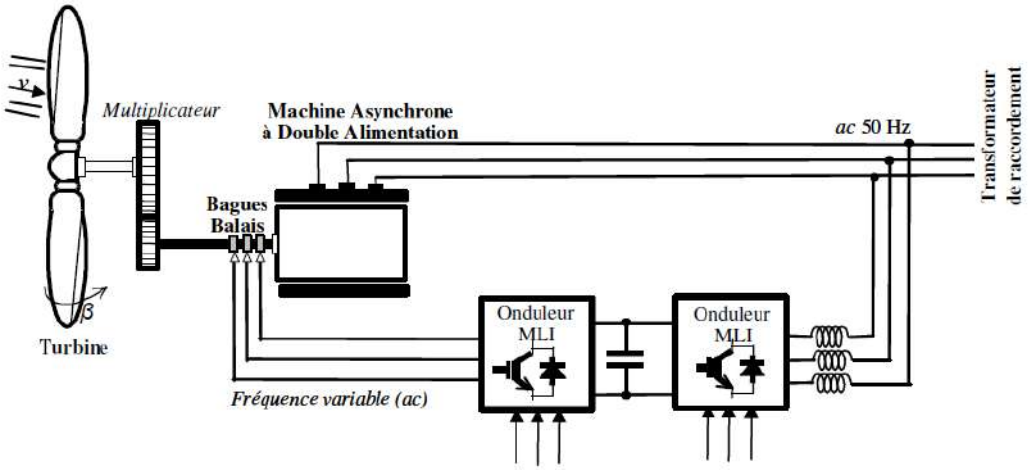


Figure I .6 – Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) [1].

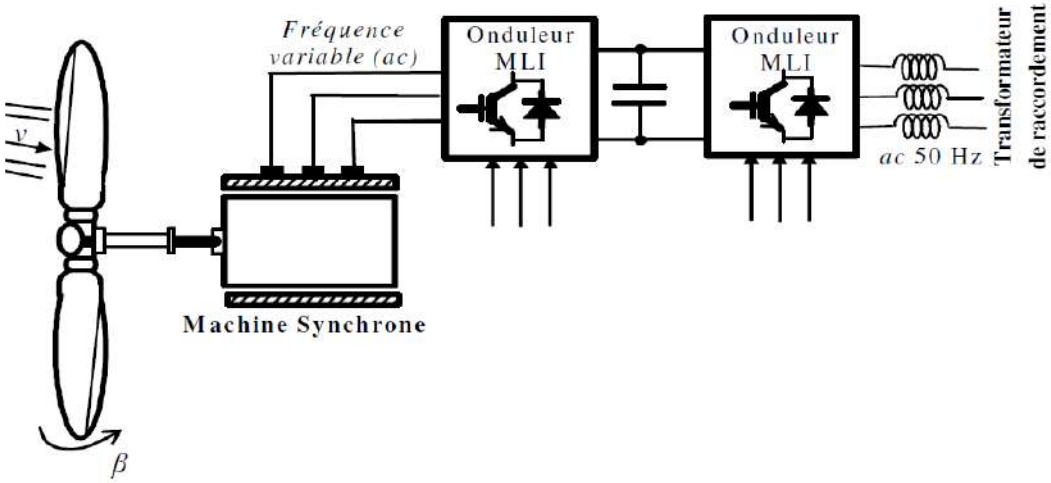


Figure I.7 – Topologie de génératrice éolienne à vitesse variable avec Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) sans multiplicateur [1].

Les constructeurs éoliens ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles (figure I.7) et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur connecté à une MS avec un nombre de paires de pôles peu élevé (figure I.5). Si, de plus, la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau, des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue du contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le contrôle du pitch à une fonction de sécurité par grand vent [1]. La performance en terme de couple massique de ces génératrices est plus importante que pour les MADA.

I.2.3.3 Comparaison des différentes génératrices éoliennes et critères de choix d'une génératrice :

En règle générale, l'utilisation des aimants permet d'obtenir les meilleurs rendements. Les pertes les plus élevées se situent au niveau des multiplicateurs, puis des convertisseurs de puissances. La comparaison au niveau des couts donne la technologie hybride (aimants permanents et multiplicateur) comme étant la moins chère [1]. Cependant le cout de la génératrice ne représente que 10 à 15 % du cout total de l'éolienne. Les machines synchrones à attaque directe permettent d'obtenir une meilleure fiabilité que les MADA du fait de la suppression de la boite de vitesse diminuant les couts de maintenance. La plage de variation est plus élevée pour les MSAP que pour les MADA qui peuvent travailler à vitesses faibles. Les génératrices à aimant permanent permettent d'obtenir un gain en puissance massique de 17 % comparé aux machines asynchrones selon [1] et un gain de 25 % comparé au MS à rotor bobiné en comparant à vitesses identiques. Cependant, dans le cas éolien, les nacelles des MADA sont moins lourdes à puissances identiques que les MSAP.
Un autre inconvénient de la MSAP est le convertisseur dimensionné pour 100 % de la puissance contre 30 % pour les MADA.

Le tableau I.2 illustre les avantages et les inconvénients des génératrices asynchrone (À rotor bobiné ou à bagues et À cage d'écureuil) et des génératrices synchrone (Génératrice à aimants permanents).

Tableau I.2 – Les avantages et les inconvénients des génératrices Asynchrone et Synchrone [9].

	Avantages	Inconvénients
Génératrices asynchrones (À rotor bobiné ou à bagues et À cage d'écureuil)	1. Système simple et utilisé depuis longtemps. 2. Économiquement plus intéressant.	1. Pertes d'énergie dues au multiplicateur. 2. Vibrations plus importantes. 3. Bruit plus important. 4. Usure des pièces plus importante (maintenance plus importante). 5. Fuite d'huile du multiplicateur. 6. Risque d'incendie plus élevé. 7. L'énergie électrique produite est de moindre qualité et entraîne des perturbations sur le réseau.
Génératrices synchrones (Génératrice à aimants permanents)	1. Gain important en poids (pas de multiplicateur). 2. Réduction du nombre de pièces en rotation : (moins de bruit, réduction de la charge, augmentation de la durée de vie de la machine, diminution de la maintenance). 3. Coûts de maintenance. Relativement faibles. 4. Les aimants étaient beaucoup moins chers que les bobinages de cuivre. 5. Bon rendement.	1. Nécessite une conversion électrique afin de garder une fréquence constante (Courant alternatif→Courant continu→Courant alternatif). 2. La construction de la génératrice requière des aimants permanents particulièrement gourmands en terres rares (lanthanides).

I.2.3.4 Tendances technologiques concernant les génératrices éoliennes :

Les principaux constructeurs d'éoliennes offshore sont en 2012 : Siemens, Vestas, RE power, BARD Engineering, General Electric Energy et AREVA. Les constructeurs préfèrent des génératrices de fortes puissances pour l'éolien offshore pour augmenter la puissance massique des éoliennes. L'esthétique et le niveau sonore peuvent être délaissés, tandis que la corrosion et la fiabilité sont des facteurs clés pour l'offshore. Le tableau I.3 présente les constructeurs principaux dans le marché de l'éolien offshore et le type de génératrices qu'ils utilisent.MACE [1]. Fait référence à une Machine Asynchrone à Cage d'Ecureuil avec les convertisseurs dimensionnés pour la pleine puissance.

Le total des puissances installées en 2012 est de 4,9 GW et d'après ce tableau, les génératrices les plus utilisées sont les MACE et les MADA.[1]

Tableau I.3 – Puissances installées par les principaux constructeurs d'éolien offshore en 2012.

Constructeurs	AREVA	General Electric	REpower	Bard Engineering	Vestas	Siemens
P [MW]	30	36	220	400	1410	2610
Eoliennes	5 MW : MSAP	3,6 MW : MSAP	5 MW : MADA	5 MW : MADA	3 MW : MSAP 2 MW : MADA	3,6 MW: MACE 2,3 MW: MACE

I.2.3.5 Fermes éoliennes offshore dans le monde :

Le tableau I.4 présente les principales fermes offshores existantes à travers le monde [1].

GB se réfère à la Grande-Bretagne

Tableau I.4 – Différents parcs éoliens offshore dans le monde.

Nom	Pays	Puissance [MW]	Eoliennes	Connexions		Distance [km]	Année
				Distribution	HV		
Greater Gabbard	GB	504	140 x 3.6 MW Siemens	33 kV AC	132 kV HVAC	45	2008
BARD offshore 1 (E.ON 1)	Allemagne	400	80 x 5 MW BARD	33 kV AC	150 kV HVDC	200	2009
Walney 1 et 2	GB	367	102 x 3.6 MW Siemens	33 kV AC	132 kV HVAC	44	2012
Sheringham Shoal	GB	317	88 x 3.6 MW Siemens	33 kV AC	132 kV HVAC	23	2012
Thanet	GB	300	100 x 3 MW Vestas	33 kV AC	132 kV HVAC	12	2010
Horns Rev II	Danemark	209	91 x 2.3 MW Siemens	33 kV AC	150 kV HVAC	42	2010

Seul un parc éolien est connecté avec une liaison HVDC : le parc BARD (VSC ± 150 kV) à 200 km de distance du point de connexion au réseau. Tous les autres parcs sont connectés avec une liaison HVAC.

Des projets de parcs éoliens foisonnent à travers l'Europe en 2012. La figure I.8 montre les prévisions de l'EWEA pour 2020 avec plus de 40 GW d'éolien installés. Les pays ayant le plus de production éolienne offshore seront l'Allemagne et la Grande-Bretagne avec des projets allant jusqu'à 1 GW [1]. L'Europe n'est pas le seul continent à s'intéresser à l'éolien offshore car la Chine et le Japon ont déjà commencé à installer des parcs éoliens offshore.

La tendance générale est à la création de parcs de plus en plus grands, et donc de plus en plus éloignés des cotes pour des raisons écologiques principalement : le paysage ne doit pas être modifié par ces installations éoliennes. Des raisons économiques sont aussi retenues, comme la production de masse ou l'énergie plus abondante au large des côtes, ou le vent souffle plus fort.

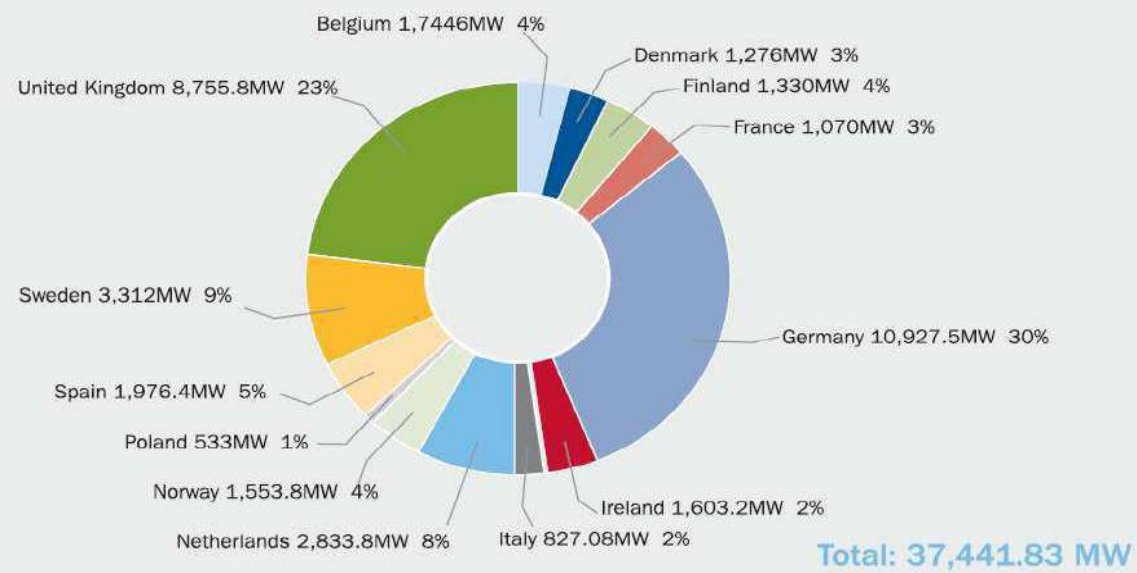


Figure I.8 – Projets des parcs éoliens offshores en Europe jusqu'a 2020 [1].

Un résumé de comparaison sur les éoliens à terre (onshore) et éoliens offshore est donné dans le Tableau I.5 [1]. Les ressources éoliennes, les coûts de l'installation/d'entretien, et la production d'énergie sont les facteurs critiques pour être pris en considération dans le développement de parcs éoliens offshore.

Tableau I.5 - Comparaison entre les éoliennes onshore et offshore.

	Description	**Onshore**	**Offshore**
Ressources	• Vitesse du vent • Limite de la surface	• Normale • Oui	• Très forte • Non
Puissance de transmission	• HVDC/HVAC	• Dépend de l'emplacement	• Exigé
Impact environnemental	• Impact visuel/bruits	• Pour des résidents proche de l'installation	• Non
Fonctionnement	• Accessible • Corrosion • Coût • Coût de la maintenance • Production de l'énergie	• Facile • Faible • Faible • Faible • Bon	• Difficile • Haute • Haute • Haute • Meilleure

I.3 -Transport de l'Energie de la Centrale Offshore au Réseau Terrest :

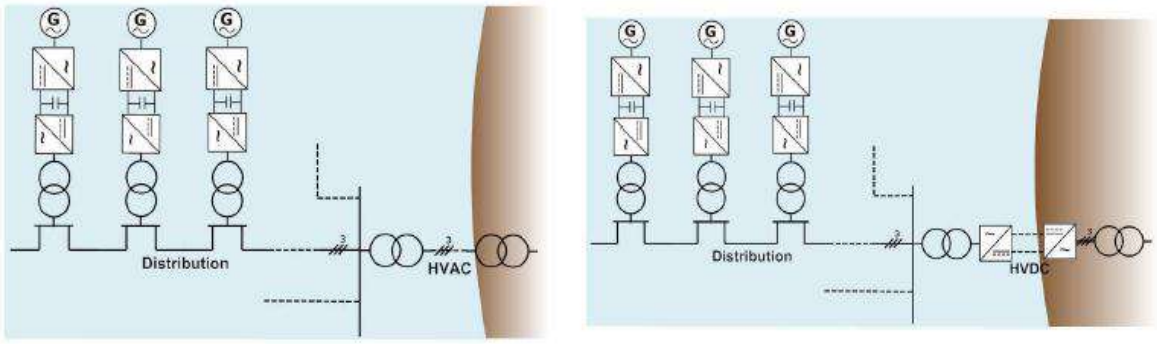
La technologie de parc éolien offshore a beaucoup bénéficié en grande partie des progrès technologiques récents que le parc éolien onshore. Du fait que la mer étant plane, les vents atteignent moins d'obstacles, le parc éolien offshore est par conséquent plus soutenu, et moins turbulent que sur son installation sur terre.

À puissance égale, une éolienne offshore peut produire jusqu'à 2 fois plus d'électricité qu'une éolienne terrestre.

L'exploitation de cette énergie renouvelable offshore nécessite une liaison électrique à haute tension entre le parc éolien offshore et la station de conversion d'énergie onshore (terrestre), et cela, peut être réalisé avec deux différentes technologies de transport:

1. Transport à courant alternatif à haute tension (HVAC).
2. Transport à courant continu à haute tension (HVDC).

La figure I.9 présente les deux topologies pour une ferme éolienne offshore.



(a) Connexion HVAC (b) Connexion HVDC

Figure I.9 -Liaisons HVAC et HVDC pour une ferme éolienne offshore. [1]

I.3.1 Transmission d'énergie électrique par la liaison HVAC :

Les systèmes de haute tension à courant alternatif (HVAC) sont les moyens les plus utilisés depuis le début de XX siècle pour transporter l'énergie électrique partout dans le monde.
La figure I.10 illustre le schéma d'une ferme éolienne offshore connecté par une liaison HVAC.

Qui est composé de :

1. Trois câbles sous-marins (à isolation en papier imprégné d'huile OIP) et/ou (à isolation en polyéthylène réticulé XLPE). L'isolation XLPE peut prendre en charge

plus de températures, 90ºC dans le conducteur en état d'équilibre, et 250°C dans 3 secondes en cas de court-circuit [4].

2. Station offshore (transformateurs et compensation réactive).
3. Station onshore (transformateurs et compensation réactive).
4. Bus-AC (point de dérivation de la puissance générée par le parc éolien).

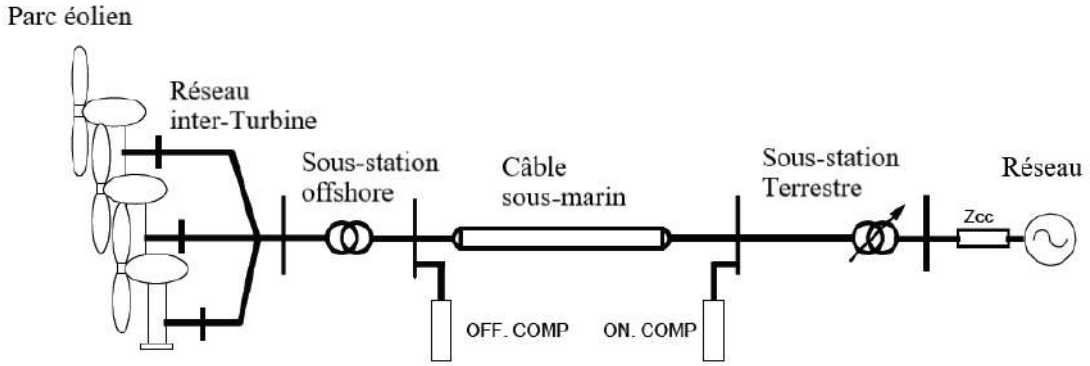


Figure I.10 - Schéma d'un parc éolien offshore en HVAC [2].

La tension utilisée dans le système de collecte du parc éolien est généralement la moyenne tension, comprise entre 33 et 36 kV. Pour les parcs éoliens relativement petits, avec de courtes distances jusqu'au réseau électrique à terre, le transformateur offshore peut ne pas être nécessaire, de sorte que la liaison se fait à la même tension que celle utilisée dans le parc éolien. Les avantages et les inconvénients de HVAC [9] sont:

- Les avantages :
    1. Quelques pertes d'énergie pour les petites distances;
    2. N'a pas besoin de groupes électrogènes auxiliaires.

- Les inconvénients :
    1. Les câbles sous-marins génèrent des quantités importantes de puissance réactive et que cette puissance doit être consommée dans les extrémités du câble;
    2. En raison de l'inconvénient précédent et aussi en raison des pertes diélectriques, il n'est pas possible d'utiliser la transmission de HVAC sur de longues distances sous-marines.
    3. Pour le transport de grandes quantités de puissance d'émission, il est nécessaire d'utiliser plusieurs câbles en parallèle.

4. Avec l'augmentation de la taille du parc éolien et de la distance entre le parc éolien et la station de conversion d'énergie offshore, les pertes de charge augmentent de manière significative.

I.3.2. Câbles sous-marins AC :

Le câble sous-marin utilisé dans le réseau de transport est l'un des composants les plus importants du système, car le coût du câble représente une part importante du coût total de l'investissement dans le parc éolien offshore. La pose du câble est un processus complexe réalisé avec des navires de pose spéciaux, afin de garantir le bon fonctionnement du système. Les conditions potentiellement sévères en mer et d'autres dangers, tels que la pêche, exigent également une attention particulière sur la résistance mécanique du câble. Techniquement, différents types de câbles ont des caractéristiques différentes qui influencent le transport et peuvent même limiter la distance maximale du transport.

Un câble sous-marin a généralement la structure suivante (figure I.11) [9] :

- Noyau de conducteur : généralement en cuivre ou en aluminium.
- Isolation électrique : soit en diélectrique solide (câbles XLPE) soit en papier imprégné d'huile (OIP).
- Blindage : une couche conductrice de papier ou de polymère.
- Gaine : couche métallique servant à mettre le câble à la terre et également à le protéger de l'eau.
- Armure : une armature métallique extérieure, pour augmenter la résistance mécanique.
- Fibre optique : pour les communications.

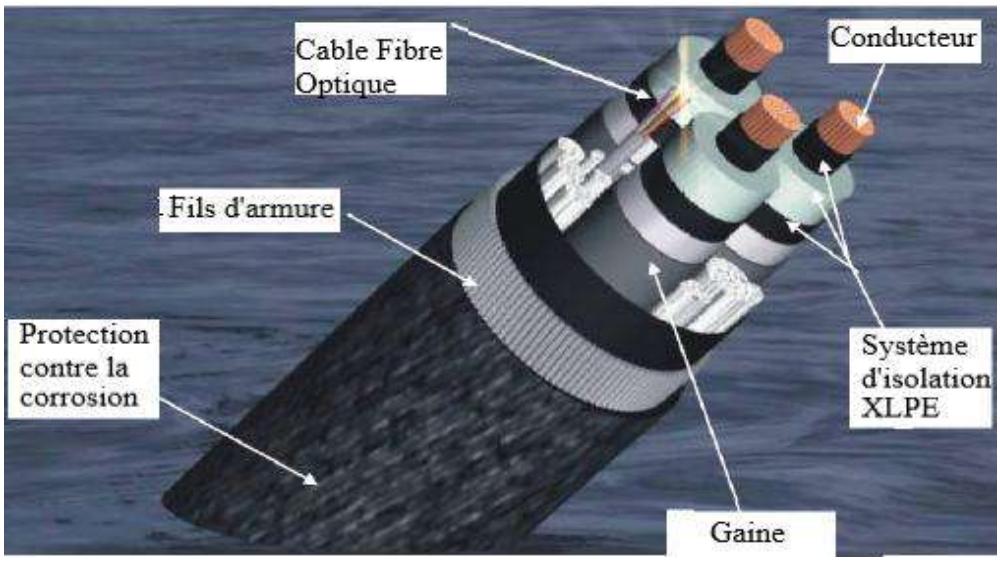


Figure I.11 : Câble sous-marin XLPE tripolaire.

La liaison peut être réalisée soit avec trois câbles unipolaires, soit avec un câble tripolaire (plus d'un câble peut être utilisé selon la puissance transporté). Ce dernier est le type le plus courant, car il représente des coûts de câble et d'installation inférieurs et des champs électromagnétiques et perte de courant induit inférieurs, par rapport aux câbles séparés.

Les câbles en polyéthylène réticulé (XLPE) sont actuellement l'alternative la plus économique et la plus moderne. L'isolation est constituée de diélectrique solide (également appelé diélectrique extrudé ou isolant polymère) et présente plusieurs avantages par rapport aux options remplies de fluide : une résistance mécanique plus élevée, un poids inférieur et, par conséquent, un processus d'installation plus facile [6]. De plus, les câbles XLPE ont des pertes diélectriques faibles que les câbles remplis de fluide.

Le problème majeur concernant le raccordement des parcs éoliens avec des câbles sous-marins AC est le fait que les câbles génèrent des quantités importantes de puissance réactive. Cette puissance réactive est produite par la capacité shunt élevée des câbles (nettement supérieure à celle des lignes aériennes). Dans le système AC, le câble doit transporter le courant de charge et le courant réactif générés par la capacité du câble, ce qui réduit la puissance nominale du câble.

Étant donné que le câble est modélisé par un modèle π-équivalent, le câble sous-marin peut être représenté par le schéma illustré à la figure I.12. Les courants de charge capacitifs à chaque extrémité sont représentés par I_{c1} et I_{c2}.

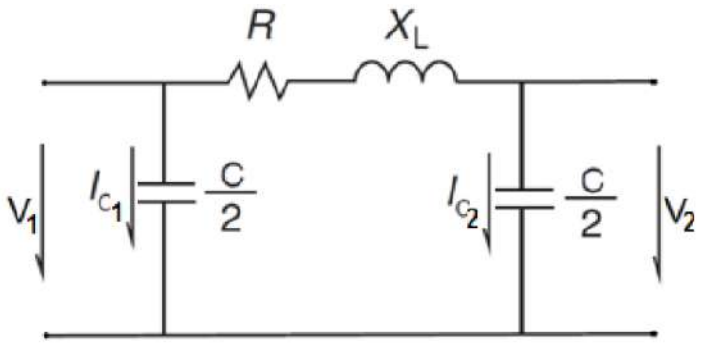


Figure I.12 – Modèle π-équivalent pour un câble sous-marin.

En négligeant la chute de tension aux bornes de la résistance et la réactance du câble, on peut considérer que $V_1 = V_2 = V$. Ainsi, le courant de charge capacitif total affectant le câble est la somme de I_{c1} et I_{c2} (comme représenté sur la figure I.12) est représenté par I_c, ce qui est donné par l'équation (I.1):

$$I_c = w \times C \times V \qquad (I.1)$$

Dans l'équation :

- ω est la fréquence angulaire (rad/s).
- C est la capacité (F).
- V est la tension entre les bornes (V).

D'après l'équation (I.1), il est clair que, lorsque la tension aux bornes du câble est augmentée pour minimiser les pertes, les courants de charge capacitifs augmentent également, ce qui aggrave la situation (voir Tableau I.6). Plus la tension alternative est élevée, plus la longueur du câble est courte.

Tableau I.6 - Courant de charge capacitif pour câbles HVAC XLPE 100 km, 1000 mm^2,(50 Hz) [6].

Tension alternative (kV)	Courant de charge capacitif (A)
66	410
132	600
220	720
400	1130

La puissance réactive générée par la capacité shunt est alors donné par l'équation (I.2) :

$$Q_c = - \ w \times C \times V^2 \qquad (I.2)$$

Le signe négatif signifie que la capacité fournit de la puissance réactive au réseau. D'après l'équation (I.2), on peut voir que la puissance réactive générée par le câble est fonction de la capacité et la tension, étant particulièrement dépendante de la tension (puisqu'elle est au carré).

Une comparaison de la capacité de transport de différents câbles exploités à certains niveaux de tension (132, 150, 230 et 400 kV) est présentée à la figure I.13. Les distances maximales pour un réseau alternatifs de câbles sous-marins varient en fonction de la tension nominale de la liaison et la puissance maximale transporter diminue avec la longueur du câble.

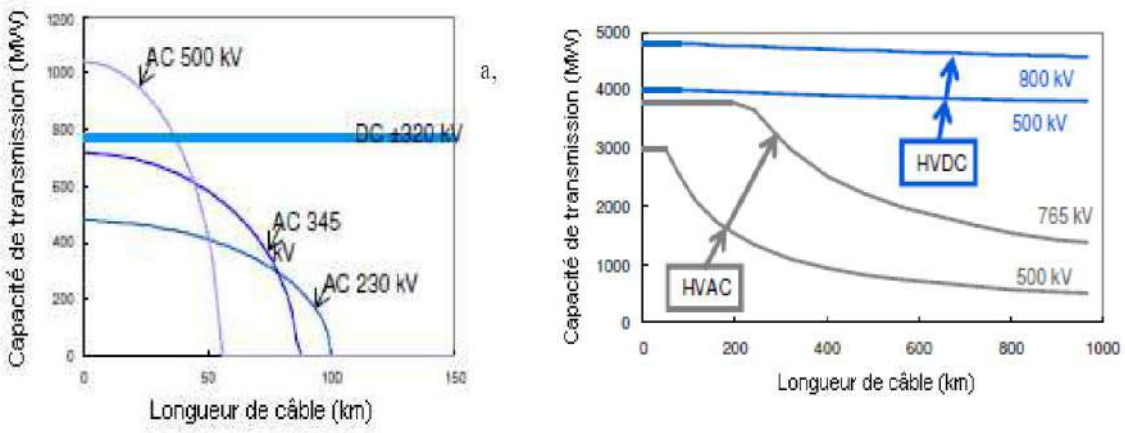


Figure I.13 - Longueurs maximales avec compensation inductive shunt aux deux extrémités [20].

La distance de transport représente une limitation évidente pour le système HVAC utilisant un câble sous-marin. La compensation de la puissance réactive produite par le câble peut être une solution puisqu'elle augmente considérablement la distance maximale de transport.

La capacité des câbles AC peut également entraîner d'autres effets indésirables, tels que les surtensions, les courants harmoniques élevés et les résonances entre la capacité du câble et la réactance des générateurs. Les pertes de puissance actives dans le câble limitent également la distance de transport par câble HVAC. Ces pertes dans les câbles sous-marins proviennent des pertes diélectriques (relativement faibles), ohmiques dans les conducteurs (la composante la plus élevée des pertes), le blindage métallique et l'armure en fil d'acier [2].

I.3.3 Compensation de la Puissance Réactive :

La solution pour les grandes quantités de puissance réactive au niveau du câble est de compenser cette puissance réactive produite en l'absorbant, réduisant ainsi les pertes supplémentaires et augmentant la distance de transport maximale. La compensation est

généralement réalisée par des réactances shunt fixes ou à commande électronique. La réactance shunt fixe est le dispositif le plus simple mais les progrès des dispositifs FACTS (Flexible AC transmission system), tels que SVC (Static Var compensator) ou STATCOM (Static Synchronous Compensator), étend considérablement les possibilités de contrôle de la puissance réactive et la tension offertes par la réactance shunt.

Les réactances shunt sont les dispositifs les plus couramment utilisés car ils représentent des solutions simples et robustes avec de faibles coûts d'installation. Ils ont également l'avantage de ne nécessiter aucun transformateur pour le raccordement, n'ayant ainsi aucune perte de puissance supplémentaire. L'un des inconvénients est que les réactances sont conçues pour un seul mode de fonctionnement, généralement pour compenser le câble à pleine charge. Un autre inconvénient est le fait que la puissance réactive absorbée par la réactance shunt est proportionnelle au carré de la tension, comme le démontre l'équation (I.3), où *L* représente l'inductance de la bobine.

$$Q_L = \frac{V^2}{w \times L} \qquad (I.3)$$

I.3.3.1 Les disposifs FACTS :

Un système de transmission flexible en courant alternatif, plus connu sous l'acronyme anglais de FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) est un équipement d'électronique de puissance d'appoint utilisé pour contrôler la répartition des charges dans le réseau en améliorant ainsi la capacité de transit et en réduisant les pertes, pour contrôler la tension en un point ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de productions qui y sont connectés. Il peut également filtrer certaines harmoniques et donc améliorer la qualité de l'électricité.

Ces dispositifs sont capables à la fois de générer et d'absorber de la puissance réactive.
La souplesse d'utilisation est donc le principal avantage de ces équipements, puisqu'ils permettent l'absorption (ou la fourniture) de puissance réactive variable en continu.

Les FACTS sont très nombreux. Ils font toujours partie de la famille des compensations électriques actives, mais cette compensation est série, parallèle (shunt) ou hybride, c'est-à-dire série et parallèle à la fois. Ils sont principalement constitués de capacité et d'inductance pour

générer la puissance réactive, ainsi que d'électronique de puissance ou de disjoncteurs pour interrompre et rétablir le courant au travers des premiers éléments. Un transformateur est parfois utilisé pour diminuer la tension à laquelle sont soumis les autres composants.

Les types de FACTS les plus répandus sont les bancs de capacités séries (commutées mécaniquement ou par thyristors), les SVC, qui combinent capacité et inductance en parallèle à la ligne, les transformateurs déphaseurs, les STATCOM et SVC qui sont des sources de tension placées respectivement en parallèle et en série à la ligne.

Un dispositif SVC et STATCOM sont représentés sur la figure I.14 et I.15 respectivement, où un schéma linéaire et une installation SVC et STATCOM (dans un parc éolien offshore) sont représentés.

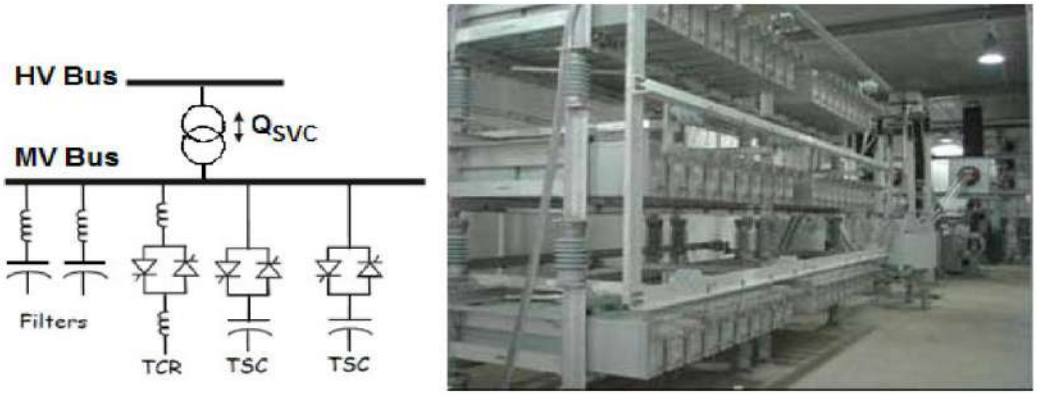


Figure I.14 – (a) Schéma de principe d'un SVC ; (b) un SVC à Radsted, au Danemark [2].

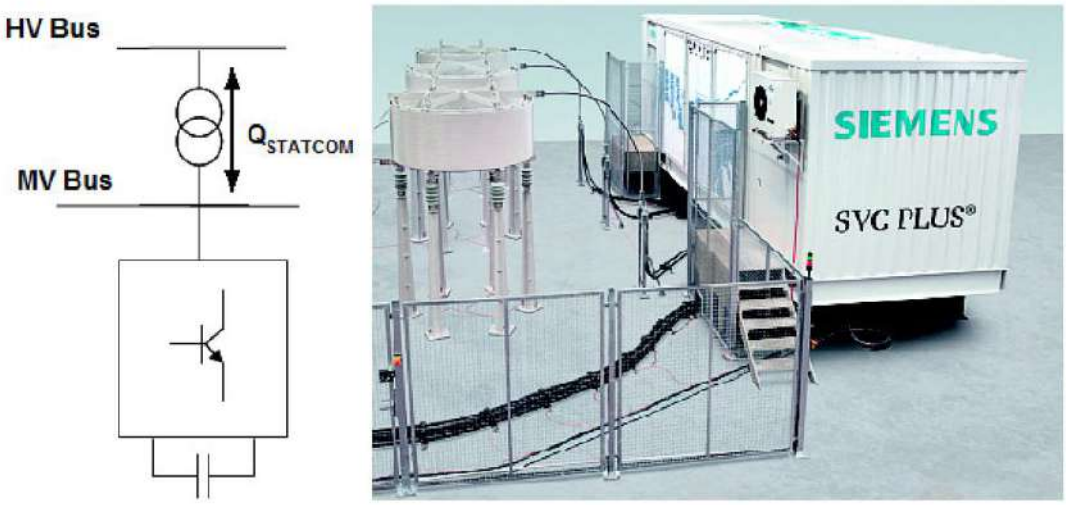


Figure I.15 – (a) Diagramme schématique d'un STATCOM ; (b) une installation STATCOM [2].

I.3.4 Répartition des Dispositifs de Compensation :

La répartition des dispositifs de compensation de puissance réactive est également une question importante. La figure I.16 présente plusieurs options de compensation: à une seule extrémité (offshore, dans ce cas), aux deux extrémités ou réparties le long du câble. La figure compare également la charge d'un câble à extrémité ouverte. Il est évident que le pire des cas est celui d'une compensation installée à une seule extrémité. La meilleure solution consiste à installer une compensation répartie le long du câble. Il est cependant important de noter que le placement de compensateurs de puissance réactive au milieu du câble ne sera probablement pas possible, car l'installation de ces compensateurs de puissance réactive interstitiels présenterait un défi technologique et économique supplémentaire [7].

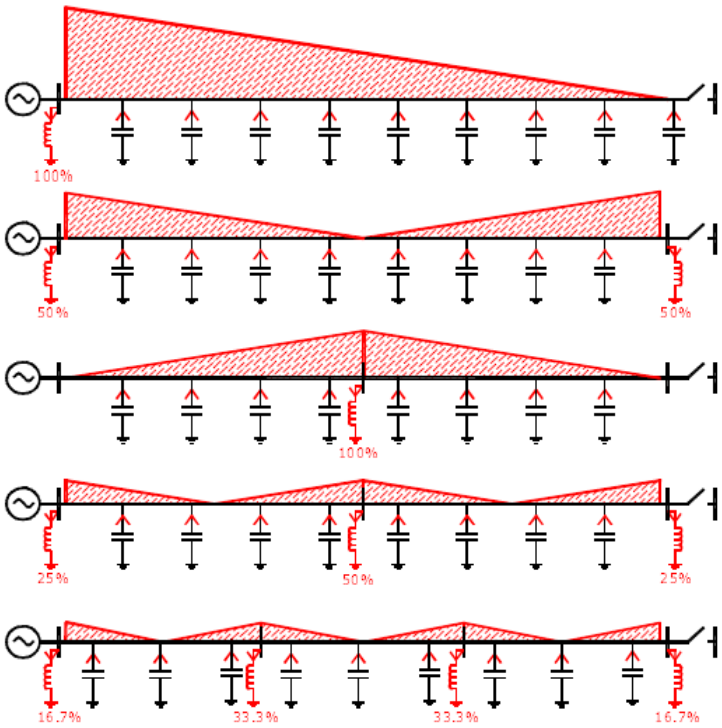


Figure I.16 - Charge d'un câble à extrémité ouverte due au courant de charge capacitif pour différents schémas de compensation de puissance réactive [7].

I.4 -Transmission d'énergie électrique par la liaison HVDC :

Pour des raisons environnementales et techniques, l'installation des systèmes de transport par la liaison de haute tension à courant continu (HVDC) est privilégiée par rapport aux systèmes HVAC (deux conducteurs sont nécessaires seulement au lieu de trois en tension alternative,et un seul conducteur si on utilise la terre ou l'eau de la mer comme deuxième conducteur). Économiquement, l'utilisation de la liaison HVDC (figure I.17) pour transporter des grandes puissances sur de longues distances est moins coûteuse par rapport au transport par la liaison HVAC.

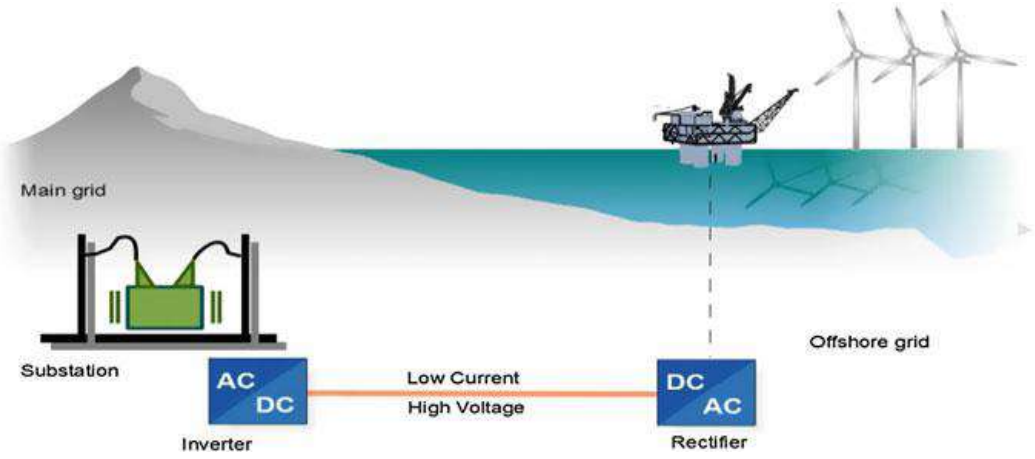


Figure I .17 - Représentation schématique de la transmission HVDC pour les parcs éoliens offshore [14].

Le seuil de rentabilité de l'utilisation de la liaison HVDC est interpréter entre 25 et 50 km pour l'interconnexion par câble (câble sous-terrain et/ou câble sous-marin) et entre 400 et 700 km pour les interconnexions par des lignes aériennes. À titre de comparaison, la figure I.18 montre le choix d'utilisation entre ces deux systèmes de transport d'énergie AC ou DC, en fonction du coût et de la distance [25].

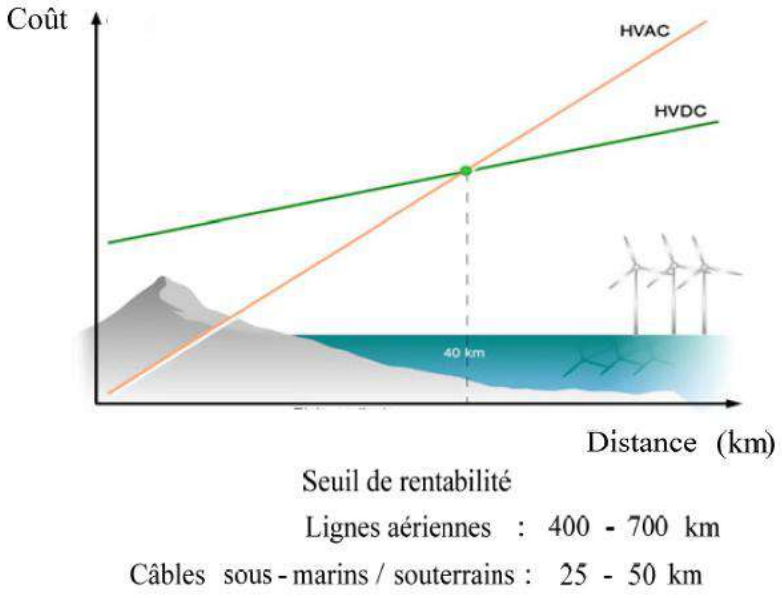


Figure I.18 - Schéma du choix optimal entre la liaison HVAC et HVDC.

Sur le plan technologique, on peut distinguer deux grandes familles de liaison HVDC :

1. Transmission d'énergie électrique par HVDC-LCC.
2. Transmission d'énergie électrique par HVDC-VSC.

I.4.1 Transmission d'énergie électrique par HVDC-LCC :

La liaison HVDC-LCC commutée par la ligne (LCC : line commutated converter) utilise les convertisseurs d'électronique de puissance à base des thyristors.

La transmission de puissance dans ce système est assurée par la connexion dos-à-dos (B2B : back-to-back) des thyristors, comme le montre la figure I.19. Le redresseur (AC/DC) et l'onduleur (DC/AC) sont reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série et fonctionne en tant que source de courant (CSC : Current Source Converter). Pour changer le sens du transfert de puissance, les LCC doivent inverser la polarité de la tension dans la ligne.

L'avantage principal de cette liaison se trouve au niveau de sa puissance élevée, son coût minimisé et ses pertes réduites.

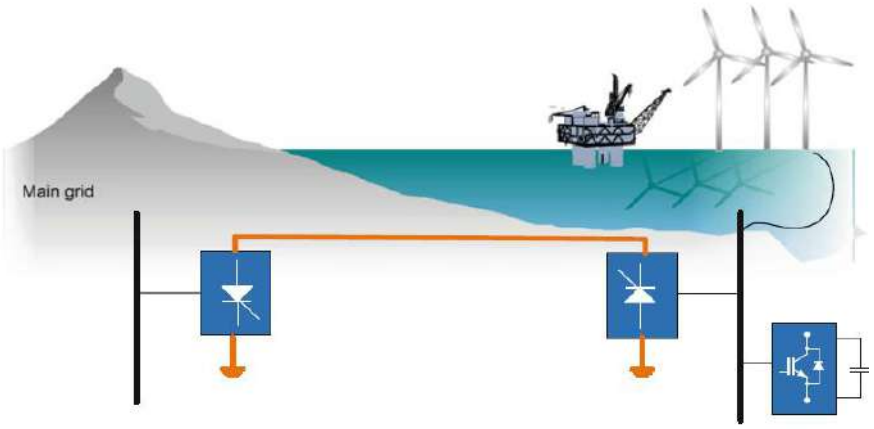


Figure I .19 - Schéma du raccordement du parc éolien utilisant la transmission HVDC à base de LCC [14].

L'utilisation de la technologie HVDC-LCC nécessite des équipements suivants :

1. Transformateur de conversion (Converter transformer).
2. Filtres à courant continu (DC Filters).
3. Filtres à courant alternatif (AC Filters).
4. Réactance de lissage (Smoothing reactor).
5. Poste d'urgence de puissance auxiliaire (Diesel Generator).
6. Une source de puissance réactive (STATCOM ou les batteries de condensateurs).
7. Convertisseurs à thyristors.
8. Câble à courant continu (DC Câble).

Le système HVDC-LCC a été utilisé pour la première fois dans l'Union soviétique en 1951 en reliant Moscou et Kachira. Une autre ligne a été construite en 1954 qui relie la Suède continentale à l'île de Gotland [3]. Les avantages et les inconvénients de cette transmission[10] sont comme suit:

- Les avantages :

1. Connexion asynchrone (la fréquence peut être différente dans chaque extrémité). Ce qui permet d'utiliser des commandes des éoliennes plus avancés.
2. Possibilité de contrôler la direction et la grandeur de la puissance.
3. Par rapport aux systèmes HVAC, un câble de la même taille transporte plus de puissance en courant continu.
4. La durée de vie des câbles DC est plus longue que les câbles AC.

- Les inconvénients :

1. Pas de contrôle indépendant de la puissance active et réactive.
2. Génère de grandes quantités d'harmoniques et échange de grandes quantités de puissances réactives ce qui rend l'utilisation de grands filtres passifs obligatoires.

I.4.2 Transmission d'énergie électrique par HVDC-VSC :

Avec la venue des nouvelles technologies des interrupteurs de types IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor), plusieurs possibilités sont offertes pour la transmission efficace dans les systèmes HVDC. Ce progrès donne beaucoup d'avantage et de possibilité pour l'industrie de l'énergie en utilisant des convertisseurs en source de tension (VSC) qui seront exploités et commercialisés sous l'appellation de HVDC Light™ par la compagnie **ABB**. Le fabricant **Siemens** propose également un autre type de HVDC-VSC, connu sous le nom commercial HVDC Plus™ (Power Link Universal System). La liaison de transmission HVDC [19] utilisant précédemment des thyristors sont remplacés par des transistors IGBT commandés à l'amorçage et au blocage comme est illustré dans la figure I.20.

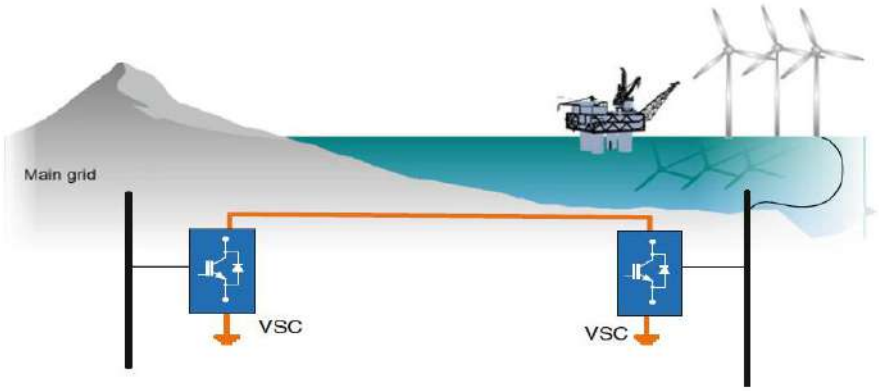


Figure I.20 - Schéma du raccordement du parc éolien utilisant la transmission HVDC basée sur VSC [14].

La technologie HVDC-VSC offre les avantages suivants par rapport à la technologie HVDC-LCC : [9]

1. Contrôle indépendant de la puissance active et réactive.

2. Commutation seulement par la présence des impulsions de gâchettes sur les IGBTs. Elle ne nécessite pas de source alternative pour la commutation naturelle comme c'est le cas des thyristors.
3. Besoin de moins de filtres que la liaison HVDC-LCC.
4. La taille du convertisseur est plus petite que dans la liaison HVDC-LCC.
5. Un minimum de risques de pannes de commutation.
6. Facilité de mise en œuvre pour des systèmes à plusieurs terminaux, parce que la polarité du côté DC est la même du côté redresseur que du côté onduleur.
7. Facilité de contrôle du niveau de la tension.
8. Offre une dynamique plus élevée et, à la faveur des commandes de type MLI, les filtres sont plus réduits.

Les inconvénients de la technologie HVDC-VSC par rapport à la technologie HVDC-LCC sont :

1. Utilisation des IGBTs, rend la liaison HVDC-VSC plus chère que la liaison HVDC-LCC.
2. Défauts des lignes mises à la terre sont très problématiques.
3. En raison de la fréquence élevée de la PWM, les pertes sont plus grandes que dans la liaison HVDC-LCC.

I.5 Comparaison des liaisons HVAC et HVDC pour l'éolien offshore :

Les convertisseurs à haute tension ont rendu plus aisé le transport de l'énergie électrique à courant continu. Les différences entre le transport en AC et DC vont être décrites dans cette partie dans le but de tirer les avantages et inconvénients des deux technologies pour le transport de l'énergie issue de fermes de productions d'énergie offshore au continent.

I.5.1 Câbles HVAC et HVDC :

I.5.1.1 Comparaison du transit de puissance dans les câbles AC et DC :

Il est possible de comparer la section utile de cuivre dans des conducteurs AC et DC pour transiter la même puissance à un niveau de tension équivalent c'est à dire à niveau d'isolation identique [9]. La puissance à transitée est P dans les deux câbles, les courants I_{DC} dans le câble DC et I_{AC} dans le câble AC sont donc définis par :

$$I_{DC} = \frac{P}{U_{DC}} \qquad (I.4)$$

$$I_{AC} = \frac{P}{V_{AC} \times \cos(j)} \qquad (I.5)$$

avec cos(φ) le facteur de puissance dans la ligne AC, U_{DC} la tension DC, V_{AC} la tension phase terre efficace alternative.

La tension U_{DC} se définit en fonction de la tension V_{AC} comme suit pour respecter le même niveau d'isolation des équipements :

$$U_{DC} = V_{AC} \times \sqrt{2} \qquad (I.6)$$

Ainsi l'équation I.4 donne :

$$I_{AC} = \frac{P \times \sqrt{2}}{U_{DC} \times \cos(j)} \qquad (I.7)$$

Les pertes DC et AC dans les deux câbles sont définies en fonction des résistances des câbles DC (R_{DC}) et AC (R_{AC}) et donc de la résistivité du matériau utilisé ρ, de la longueur du câble l et de la section du câble (S_{DC} et S_{AC}) :

$$Pertes_{DC} = R_{DC} \times I_{DC}^2 = \frac{r \times l}{S_{DC}} \times \left(\frac{P}{U_{DC}}\right)^2 \qquad (I.8)$$

$$Pertes_{AC} = R_{AC} \times I_{AC}^2 = \frac{r \times l}{S_{AC}} \times \left(\frac{P \times \sqrt{2}}{U_{DC} \times \cos(j)}\right)^2 \qquad (I.9)$$

Ainsi à pertes identiques :

$$Pertes_{DC} = Pertes_{AC} \Leftrightarrow \frac{r \times l}{S_{DC}} \times \left(\frac{P}{U_{DC}}\right)^2 = \frac{r \times l}{S_{AC}} \times \left(\frac{P \times \sqrt{2}}{U_{DC} \times \cos(j)}\right)^2 \qquad (I.10)$$

D'où : $$\frac{S_{DC}}{S_{AC}} = \frac{(\cos(j))^2}{2} \qquad (I.11)$$

A un facteur de puissance unitaire, la section du câble DC est 2 fois plus petite que celle Du câble AC et à cos(ϕ) = 0,9, la section du câble DC représente 40 % de la section AC.

En conclusion il est donc possible de transiter la même puissance en HVDC qu'en HVAC avec deux fois moins de câble à niveau d'isolation identique et avec des pertes équivalentes dans les câbles.

I.5.1.2 Avantages et inconvénients des liaisons HVAC et HVDC : [1]

Après avoir vu les technologies de lignes HVAC et HVDC et des arguments en faveur du transport par câbles en courant continu il est possible de comparer les deux technologies dans leur ensemble en reprenant des arguments avancés dans ce chapitre.

Avantages des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC :

- Un convertisseur VSC permet de contrôler les flux de puissances actives et réactives et répond donc aux grid code, ce qui est plus difficile avec une liaison HVAC sans l'ajout d'autres systèmes électrotechniques.
- Au-delà de certaines associations puissance-distance il n'est plus possible de transiter de puissance active en HVAC contrairement aux HVDC.
    - Le cout des câbles en DC sera plus faible qu'en AC car la section utile sera plus faible. De plus la structure du câble en DC amène moins de pertes qu'en AC car il n'y a pas de pertes diélectriques ni d'effet de peau en DC. D'après des sources industrielles, l'estimation est de l'ordre de 15 % de réduction des pertes dans les câbles DC.
    - Pour une liaison HVDC, il est possible d'utiliser la terre pour le courant de retour, et si un pôle est perdu à cause d'un défaut dans le cas d'une liaison bipolaire, la ferme peut continuer à fonctionner avec ce chemin de retour par la terre bien que ce ne soit pas souhaité pour des raisons écologiques et de potentiels flottants.
    - La connexion de deux systèmes AC à des fréquences différentes est possible avec une liaison HVDC.

    Inconvénients des liaisons HVDC par rapport aux liaisons HVAC :
    - Un inconvénient principal est relié à l'électronique de puissance utilisée dans les convertisseurs des liaisons HVDC. Ceux-ci coutent chers, induisent des pertes supplémentaires et sont encombrants en poids et en taille comparé à une structure HVAC sans convertisseurs. La fiabilité du système est aussi amoindrie. Ainsi les plates-formes offshores sont plus imposantes en DC qu'en AC d'un facteur 3. En 2012, il existe quelques stations offshores en DC comme celle du parc éolien BARD offshore en Allemagne qui pèse 5000 tonnes et mesure 37 000 m^3 pour 400 MW [1]. La ferme de Robin Rigg (180 MW) au Royaume-Uni a une station AC de 50 x 30 x 12 = 18 000 m^3 et pèse 680 tonnes. Une photographie de cette station offshore est représentée figure I.21.
    - Les convertisseurs génèrent des harmoniques cotés DC et AC qui demandent l'ajout de filtres.



Figure I.21 – Station offshore de la ferme offshore Robin Rigg, 180 MW [36].

- Les protections de la ligne DC est plus complexe qu'en AC même si pour une liaison point à point, des solutions éprouvées existent [9]. Le problème se pose plus pour les connexions multi-terminaux HVDC.

La comparaison des liaisons HVAC et HVDC n'est pas évidente et dépend complètement du cas d'étude : distance de la liaison, puissance considérée, ... Cependant des études génériques ont été réalisées dans le but de chercher quelle solution est préférable selon différents critères.

I.6-Conclusions :

L'intégration d'un parc éolien offshore dans un réseau électrique pose un défi de taille au réseau. L'impact varie en fonction de la force du réseau et de la taille du parc éolien. À mesure que la capacité éolienne offshore augmente, des problèmes d'intégration au réseau peuvent survenir, car des quantités de plus en plus importantes d'électricité sont injectées dans les réseaux, que ce soit dans les réseaux de distribution ou de transport, à des points non spécifiquement conçus pour de telles alimentations. En tant que telle, la technologie de transmission - AC ou DC - utilisée pour relier le parc éolien au réseau onshore est d'une importance capitale pour répondre aux exigences du réseau.

Ce chapitre a explicité plusieurs points importants relatifs à une ferme éolienne offshore dans le but de cerner les enjeux lors de la recherche d'une architecture éolienne avec réseau alternatif. L'état de l'art sur les fermes éoliennes offshore ainsi que les génératrices utilisées dans ces parcs démontre que les Machines Asynchrones à Double Alimentation (MADA) sont plus utilisées pour des parcs éoliens de grandes puissances majoritairement du fait de leur bon rendement massique.

Le transport de l'énergie électrique sur de longues distances en offshore peut se faire avec des technologies classiques HVAC ou en HVDC selon des critères technologiques et de distance au réseau onshore.

Pour une ferme éolienne offshore qui doit être reliée au réseau, une comparaison technologique a permis de démontrer que plus les distances sont élevées (> 100 km), plus les liaisons HVDC sont préférées aux liaisons HVAC. Ces analyses permettront au lecteur de voir, de juger et d'évaluer les limites des systèmes HVAC et l'avancement de la recherche sur les technologies des systèmes HVDC et leurs importances dans le transport d'électricité produite par les parcs éoliens offshore qui représentent l'évènement d'aujourd'hui.

II.1- Introduction :

Afin de simuler le comportement d'un parc éolien offshore et le système de transport adéquat, des modèles appropriés du parc éolien, du système de transport HVAC et du réseau électrique doivent être construits. A ce moment il est possible d'analyser le régime permanent et le comportement transitoire du réseau électrique.

Le logiciel utilisé pour la modélisation et la simulation du réseau test dans le cadre des travaux de ce mémoire est le logiciel PSS/E **(P**ower **S**ystem **S**imulator/**E**ngineering), il s'agit d'un outil logiciel fourni par Siemens Power Technologies International (PTI) qui est un logiciel très répandu qui permet de planifier l'exploitation du réseau. Il est composé de plusieurs outils permettant d'exécuter diverses tâches de planification ou d'exploitation.

PSS/E est composé d'un ensemble complet de programmes pour l'études des performances des réseaux de transport d'électricité en régime permanent et dynamique, raisons évidentes de son utilisation généralisée par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Dans les simulations de ce mémoire, la version 34 du PSS/E a été utilisée pour les fonctionnalités qu'elle offre pour la simulation de réseau: la vaste bibliothèque de composants du système électrique, y compris l'éolienne, les liaisons HVAC et FACTS sont extrêmement utiles pour les simulations effectuées dans cette étude.
Le large éventail de possibilités disponibles dans la modélisation PSS/E augmente considérablement la complexité de la simulation mais ajoute également l'intérêt de ce logiciel pour la modélisation de réseau.

II.2- Structure de Réseau :

Le réseau électrique qui sera utilisé pour l'analyse en régime permanent et transitoire et dans lequel le parc éolien offshore sera intégré est le réseau «savnw.sav», fourni par PSS/E comme exemple de réseau relativement grand, il est composé du 23 bus, 6 générateurs et 7 charges. Afin d'adapter le réseau actuel aux valeurs utilisées dans le réseau électrique national, certaines modifications ont été apportées, notamment dans la fréquence et les niveaux de tension.

Des modifications supplémentaires du réseau initial «savnw.sav» ont été apportées puisque le parc éolien offshore ajouté (évalué à 110 MW) sera placé dans un bus où la

production existante est de 750 MW. Par conséquent, des ajustements de la puissance active et réactive du réseau sont nécessaires, ce qui peut être fait en adaptant la puissance des charges et des compensateurs shunts.

Ainsi, les modifications apportées au réseau initial peuvent être résumés:

- La fréquence a été changée à 50 Hz (la fréquence utilisée dans la plupart des régions du monde) puisque la fréquence du réseau test est de 60 Hz (typiquement dans les réseaux américains).
- Les niveaux de tension sont passés de 500 kV, 230 kV et 22 kV à 400 kV, 220 kV et 33 kV, respectivement. Ces niveaux de tension sont courants dans la plupart des réseaux européens.
- Le parc éolien offshore de 110 MW a été ajouté, remplaçant une centrale électrique existante de 750 MW.
- Les compensateurs de shunt inductifs ont été retirés.
- Les paramètres des lignes 400 kV ont été adaptés.

Afin de tenir compte des changements rapportés ci-dessus, certains paramètres de réseau doivent être adaptés, qui sont décrits dans les sections suivantes.

La plupart des paramètres du réseau sont présentés en détail à l'annexe A.

II.2.1-Les Lignes :

En raison du changement de la fréquence du réseau à 50 Hz, la réactance et la susceptance des lignes doivent être converties, car ces paramètres dépendent de la fréquence du réseau.

Cette conversion est effectuée à l'aide des équations suivantes :

$$X_{50Hz} = X_{60Hz}' \frac{w_{50Hz}}{w_{60Hz}} \qquad (II.1)$$

$$B_{50Hz} = B_{60Hz}' \frac{w_{50Hz}}{w_{60Hz}} \qquad (II.2)$$

Les paramètres des lignes (à l'exception de ceux des lignes 400 kV) utilisés dans le réseau test sont présentés dans le tableau A.1, en annexe A.

II.2.2- Les Lignes de 400 kV :

Après les changements dans les niveaux de fréquence et de tension, il a été noté que les paramètres de la ligne 400 kV n'étaient pas en accord avec les lignes utilisées en Europe et que ces lignes généraient des quantités significativement élevées de puissance réactive (peut-être parce qu'elles étaient modélisées comme des câbles), donc, ces valeurs ont été calculées par rapport aux valeurs de ligne typiques de 400 kV utilisées en Europe selon la procédure suivante.

Ce problème ne se produit pas dans les lignes 220 kV et 33 kV.

En considérant la puissance apparente : $S_b = 100\,MVA$, la tension de base :

$V_b = 400\,kV$ et l'impédance de base **:** $Z_b = \frac{V_b^2}{Z_b} = 1600\,\Omega$.

Les paramètres de la ligne: résistance, réactance et susceptance en « *p.u.* » peuvent, être calculés respectivement, avec les équations suivantes :

$$R_{p.u.} = \frac{R_{km}' d}{Z_b} \qquad (II.3)$$

$$X_{p.u.} = \frac{X_{km}' d}{Z_b} \qquad (II.4)$$

$$B_{p.u.} = (B_{km}' d)' Z_b \qquad (II.5)$$

Avec :

- $\boldsymbol{R_{km}}$: La résistance de la ligne en Ω/*km*.
- X_{km} : la réactance de la ligne en Ω/*km*.
- B_{km} : la susceptance de ligne en S/*km*.
- d : la longueur de la ligne en *km*.
- Z_b : l'impédance de base en Ω.

Les valeurs des paramètres de la ligne de 400 kV calculés à l'aide des équations ci-dessus sont indiquées dans le tableau A.2, à l'annexe A.

II.2.3 - Les Transformateurs :

Pour les transformateurs à deux enroulements du réseau «savnw.sav», la réactance du transformateur dépend de la fréquence, de sorte que leurs valeurs doivent également être adaptées à la fréquence de 50 Hz, conformément à l'équation (II.1).

Le régleur en charge a été utilisé dans les transformateurs de réseau, changeant l'amplitude de la tension des transformateurs et régulant ainsi correctement le flux de puissance réactive.

Les valeurs des résultats des calculs pour les transformateurs du réseau sont indiquées dans le tableau A.3, à l'annexe A.

II.2.4 - Les Charges et les Compensateurs Shunts :

Comme mentionné précédemment, l'ajout un parc éolien offshore d'une puissance totale de 110 MW au niveau « Bus 102 » du réseau à la place de la centrale électrique conventionnelle existante de 750 MW mène à un déséquilibre des puissances active et réactive.

Ce déséquilibre peut être compensé en réduisant la puissance consommée dans les charges. Ainsi, les valeurs des puissances de charge du réseau sont présentées dans le tableau A.4, en annexe A.

Les compensateurs shunts sont également ajustés afin de maintenir la tension dans les bus à des valeurs comprises entre 0,95 p.u et 1,05 p.u.
Le tableau A.5 (en annexe A) présente les valeurs des compensateurs shunts du réseau.

II.2.5- Schéma du Réseau :

Le réseau résultant, après les modifications effectuées, est présentée dans le schéma unifilaire illustré à la figure II.1, dans lequel le parc éolien offshore est déjà inclus.
La légende des couleurs utilisées dans la figure pour chaque valeur de tension est présentée dans le tableau II.1, le bus 102, mentionné ci-dessus, est marqué sur la figure.

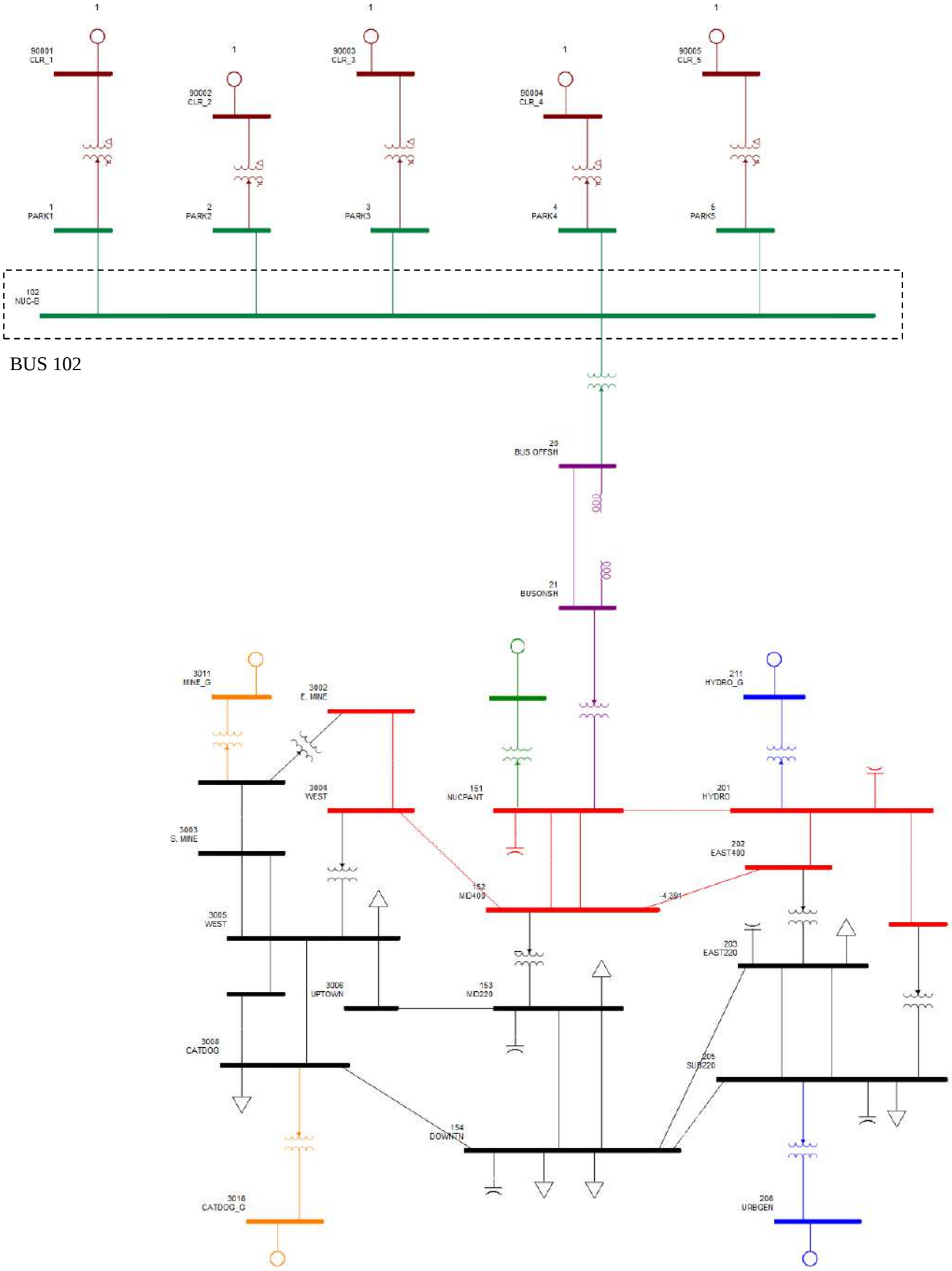


Figure II.1 - Schéma du réseau test avec liaison de transport HVAC et compensations en deux extrémités.

Tableau II.1 - Couleurs correspondant pour chaque niveau de tension de la figure II.1.

Couleur	Tension nominale (kV)
Rouge	400
Noir	220
Mauve	150
Vert foncé	33
Bleu	20
Orange	13.8
Bordeaux rouge	0.7

II.3- Modèle d'un Parc Eolien Offshore :

Le modèle d'un parc éolien offshore est basé sur une installation existante «Lillgrund Wind Farm» [21]. Ce parc éolien est situé au large des côtes suédoises, à une distance de 9 km du point de connexion avec le réseau terrestre et le transport est réalisé par une combinaison des câbles maritime AC de (7 km de longueur) et des câbles terrestre AC de (2 km de longueur).

Le réseau interne d'un parc éolien de Lillgrund est constitué par des câbles sous-marins de 33 kV répartis en cinq départs et chacun de ces départs relie à 9 et 10 éoliennes au poste offshore.

Une totalité d'une 48 éolienne avec une puissance nominale de 2,3 MW chacune, produit une puissance totale de 110 MW.

Comme on peut le voir sur la figure II.2, les départs 2, 4 et 5 relit 10 éoliennes chacun à la sous-station tandis que les lignes 1 et 3 relient 9 éoliennes chacune.

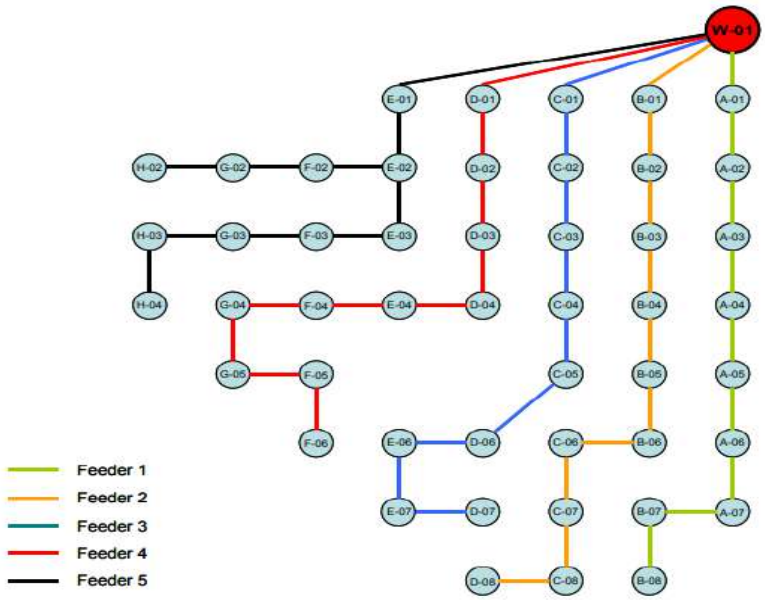


Figure II.2 - Schéma unifilaire d'un parc éolien offshore composé de 48 éoliennes.

Le parc éolien offshore modélisé est basé sur cette disposition. Les turbines sont réunies en regroupement puis connectées au bus de la sous-station offshore via des câbles de 33 kV AC.

II.3.1- Les Turbines Eoliennes :

Les génératrices d'éoliennes utilisées dans notre étude sont de modèle GE 1,5 MW, disponible dans le package PSS/E Wind. Ce modèle est une machine « MADA » « DFIG en anglais : (Doubly Fed Induction Generator) » développée par General Electric.

La MADA est la machine à vitesse variable la plus couramment utilisée dans des unités de production supérieure à 1MW, son principal avantage, est d'avoir ses convertisseurs statiques triphasés dimensionnés pour une partie de la puissance nominale de la MADA, ce qui permet la réduction des pertes dans les composants d'électronique de puissance. En effet, la MADA permet un fonctionnement sur une plage de vitesse de ± 30% autour de la vitesse de synchronisme, de plus, le contrôle de cette machine se fait par les tensions rotoriques ce qui nous permettre de réaliser un contrôle indépendant des puissances actives et réactives.

Afin d'égaler les 110 MW du parc éolien de référence, un total de 74 éoliennes de 1,5 MW a été utilisé dans notre modèle. Ceux-ci sont réunis en cinq groupes : deux groupes de 24 MW (16 éoliennes pour chaque groupe) et trois de 21 MW (14 éoliennes par groupe). Cela s'élève en fait à 111 MW, ce qui est la valeur supposée ici pour la puissance du parc éolien offshore.
Pour la simulation en PSS/E du parc éolien, deux modèles distincts sont désignés pour les éoliennes : le modèle en régime permanant (qui permet les simulations d'écoulement de puissance) et le modèle en régime transitoire (utilisé pour les simulations dynamiques).

II.3.2- Modèle en Régime Permanent :

Écoulement de puissance fournit les conditions initiales pour les simulations dynamiques.
Dans les paramètres d'écoulement de puissance du PSS/E, les éoliennes ont été modélisées comme cinq générateurs conventionnels, évalués à 24 MW et 21 MW. Les valeurs spécifiées sur les générateurs sont décrites dans le tableau A.6 (l'annexe A).

Un générateur d'éolienne en écoulement de puissance est considéré comme un générateur conventionnel, un mode de contrôle du vent doit être spécifié, comme le montre la figure II.3:

- 0 pour une génératrice non éolienne (générateur conventionnel).
- 1 pour un aérogénérateur participant au contrôle de la tension pour des limites supérieures et inférieures de la puissance réactive.
- 2 pour une éolienne à facteur de puissance constant.
- 3 pour une éolienne fonctionnant à puissances active et réactive fixes.

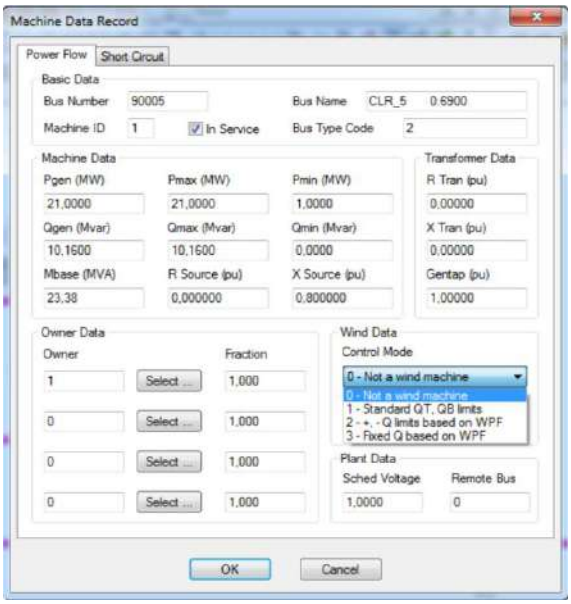


Figure II.3 - Fichier de données d'écoulement de puissance.

Cependant, pour le réseau de transport HVAC, les éoliennes ont été régulées pour un facteur de puissance unitaire, ce qui signifie qu'aucune puissance réactive n'est générée par les éoliennes,
en raison que câble AC produit déjà une quantité importante de puissance réactive, donc une quantité supplémentaire de puissance réactive générée par le parc éolien détériorerait le comportement du réseau.

II.3.3- Modèle en Régime Transitoire :

La simulation en régime transitoire (dynamique) est effectuée sur la base des données d'écoulement de puissance qui fournit les données du réseau de transport, de la charge et des générateurs. Dans cette étude, un certain nombre de simulations sont effectuées pour étudier la réponse du modèle soumis aux perturbations du réseau.

Le modèle transitoire de l'éolienne GE 1,5 MW comprend quatre (04) modèles pour chacun des cinq groupes.

Le modèle d'éolienne WT3 en PSS/E a été utilisé pour l'étude de simulation dynamique dans le but de simuler les performances dynamiques d'une éolienne utilisant la technologie DFIG. Le modèle générique WT3 est inclus en tant que modèle standard dans la bibliothèque de modèles dynamiques des versions PSS/E 32 et 34. Le modèle WT3 ne peut être utilisé que lorsque le générateur est spécifié en tant qu'éolienne et non en tant que générateur conventionnel dans les données d'écoulement de puissance [12].

Pour construire un module WTG (Générateur de la Turbine Eolienne) complet, en quatre modules d'appareils sont utilisés : le module générateur/convertisseur (WT3G), le module de commande électrique (WT3E), le module de commande mécanique (éolienne) (WT3T) et le module de commande de Tangage (WT3P).

Ces modules sont représentés par quatre carrés sur la figure II.4. Le tableau II.2 indique les modèles utilisés et leur description. Les paramètres de chaque module sont présentés à l'annexe B (B.3 à B.6).

Tableau II.2 - Composants du modèle d'éolienne GE WTG dans PSS/E.

Code du modèle	Description
WT3G1	Modèle du générateur/convertisseur d'éolienne
WT3E1	Modèle électrique d'éolienne
WT3T1	Modèle de la Turbine
WT3P1	Modèle de la commande de Tangage

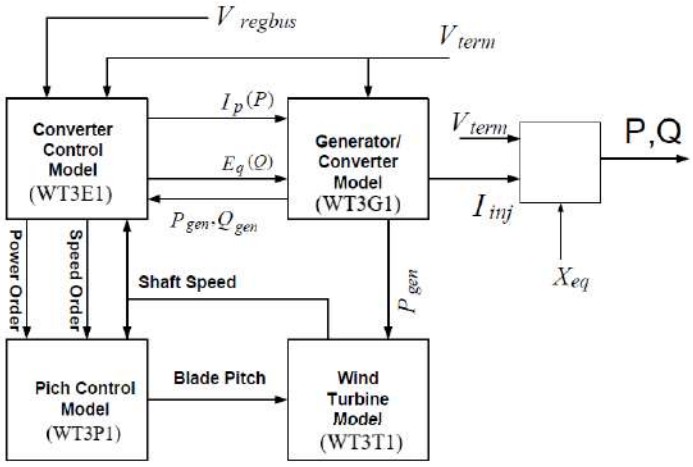


Figure II.4 - Modèle dynamique GE WTG dans PSS/E. [26]

II.3.4 -Les Transformateurs Elévateurs utilisé :

Les transformateurs élévateurs sont les transformateurs de 0,690 / 33 kV qui adaptent la tension des bus de production (690 V) à la tension du réseau interne du parc éolien (33kV), les paramètres sont présentés dans le tableau A.7 (annexe A). Comme chaque départ contient 14 ou 16 éoliennes, la puissance nominale des transformateurs est respectivement de 24,5 MVA et 28 MVA.

II.3.5- Les Câbles 33 kV :

Les câbles utilisés pour relier les cinq bus où les éoliennes sont reliées au bus offshore sont des câbles XLPE de 33 kV AC, isolés, les paramètres du câble sont présentés dans le tableau A.8 (Annexe A).

La puissance apparente : $S_b = 100\,MVA$, et tension de base : $V_b = 33\,kV$, et l'impédance de base : $Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = 10,89\ \Omega$.

Par conséquent, en utilisant les équations (II.3), (II.4) et (II.5), avec les valeurs du tableau A.8 et

On sait que : $B = w' C$.

Les paramètres des câbles moyens tension sont présentés dans le tableau A.9 (Annexe A). Les longueurs de ces câbles ont été calculées en tenant compte des distances typiques dans les parcs éoliens offshore existants, tels que le parc éolien de Lillgrund [21].

II.3.6 - Conception de l'aménagement des fermes éoliennes offshores :

La figure II.5 représente l'aménagement d'une ferme éolienne offshore conçue par le logiciel PSS/E version 34, où les éoliennes, les transformateurs et les câbles sous-marin mentionnés ci-dessus sont représentés.

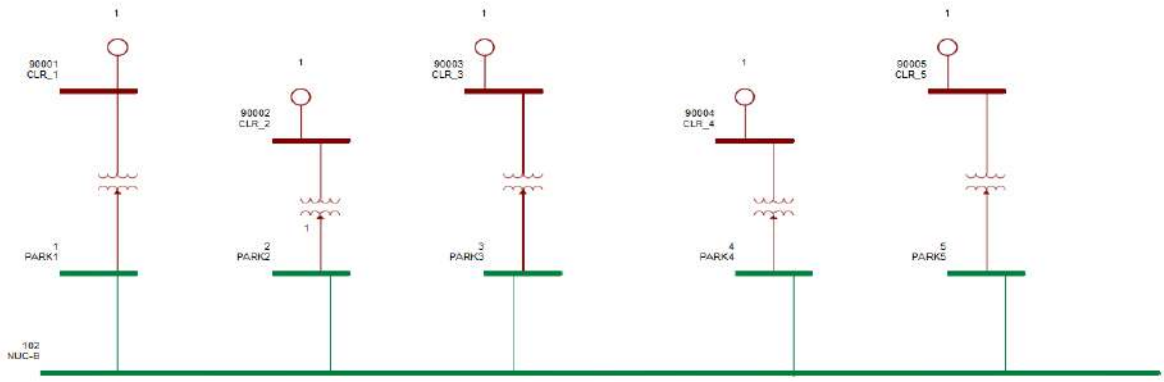


Figure II.5 - Modèle d'un parc éolien offshore dans PSS/E 34.

II.4-Le Transport HVAC :

La liaison HVAC c'est la plus simple option pour le transport d'énergie électrique dans un parc éolien offshore au réseau onshore. Les principaux composants dans cette transmission sont le câble sous-marin et les deux transformateurs (onshore et offshore). La figure II.6 illustre le schéma de liaison HVAC, avec le câble AC et les deux transformateurs.

Notez que le bus 102 de la figure II.5 correspond au bus 102 de la figure II.1.

Pour une compensation correcte de la puissance réactive générée dans le câble, des réactances shunt (ou un dispositif STATCOM) ont été appliqués à une ou aux deux extrémités du câble.

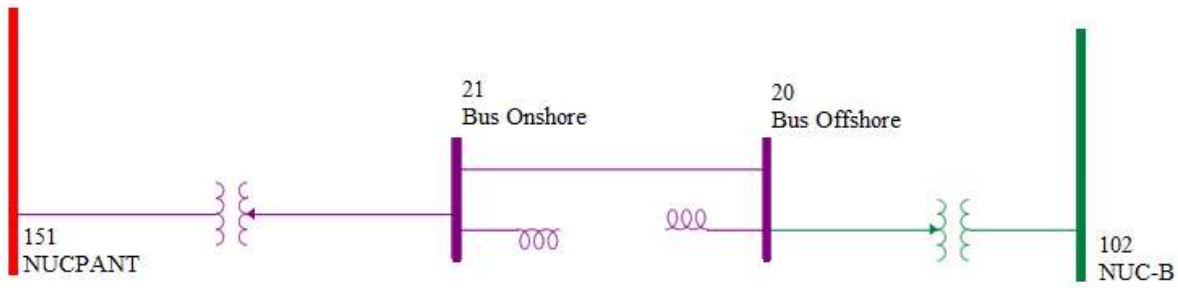


Figure II.6 - Schéma de liaison HVAC avec compensation en deux extrémités du câble dans logiciel PSS/E 34.

II.4.1- Câble Sous-Marin AC:

Le câble d'alimentation sous-marin choisi est un câble XLPE de 100 km 150 kV. 150 kV est une option typique pour les parcs éoliens offshore, utilisés par exemple dans le parc éolien Horns Rev, au Danemark. Par conséquent, en utilisant les Paramètres du câble sous-marin dans Horns Rev, nous avons l'ensemble de valeurs suivant [2]:

$$R = 0,039\,\Omega/km\,, X = 0,12\,\Omega/km\,, C = 0,19\,mF/km$$

En Considération la puissance apparente est : $S_b = 100\,MVA$, et tension de base :

$V_b = 150\,kV$, et l'impédance de base : $Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} = 225\,\Omega$. Ainsi, en utilisant les équations (II.3), (II.4) et (II.5), les paramètres de câble de 150 kV sont décrits dans le tableau II.3.

Tableau II.3: Les paramètres du câble 150 kV.

Câble		R_{km} [Ω/ km]	X_{km} [Ω/ km]	C_{km} [nF / km]	Longueur [Km]	$R_{p.u.}$	$X_{p.u.}$	$C_{p.u.}$
From Bus	To Bus							
20	21	0,039	0,12	0,19	100	0,0173	0,053	1,34235

II.4.2- Les Transformateurs Onshore et Offshore :

Le transformateur offshore adapte la tension 33 kV du réseau interne à 150 kV du câble sous-marin. Quant au transformateur onshore, il sert à augmenter la tension de 150 kV du câble aux 400 kV du réseau onshore. Le tableau II.4 illustre les donnes du transformateurs offshore et onshore.

Tableau II.4 - Les paramètres des transformateurs onshore et offshore [2].

Bus		Emplacement	Tension Nominale [kV/kV]	Impédance [%]	Puissance Apparent [MVA]	X [*p.u*] 100 MVA Base
From Bus	**To Bus**					
20	102	Offshore	33/150	13,8	160	0,08525
21	151	Onshore	150/400	15	200	0,075

II.5- STATCOM :

Le Logiciel PSS/E fournit des modèles appropriés pour simuler des dispositifs FACTS. Une variété de tels dispositifs sont disponibles pour l'écoulement de puissance et les simulations dynamiques, divisés en dispositifs shunt (comme est le cas de STATCOM), dispositifs en série et dispositifs hybrides (avec à la fois des éléments série et shunt).

Le STATCOM, tel qu'il est décrit en détail au chapitre I est un dispositif FACTS, utilisé dans le réseau pour absorber ou fournir de la puissance réactive, fournissant ainsi un support de tension au réseau, soit en régime permanent, soit en situation transitoire.

Dans le travail développé dans ce mémoire, le STATCOM est utilisé dans le réseau HVAC, pour injecter de la puissance réactive dans le bus offshore, réduisant ainsi le creux de tension provoqué par le défaut et en régime permanent, est utilisé pour la compensation de la puissance réactive du câble sous-marin AC.

II.5.1- Modèle du STATCOM en Régime Permanant :

Pour l'analyse de l'écoulement de puissance, le STATCOM est modélisé comme un appareil FACTS avec les paramètres ajustés pour simuler le comportement de cet appareil. La figure II.7 est la représentation graphique d'un STATCOM dans PSS/E 34.



Figure II.7 - Dispositif STATCOM dans logiciel PSS/E 34.

Les paramètres présentés dans le tableau A.10 (annexe A) sont les valeurs les plus importantes utilisées dans l'analyse de l'écoulement de puissance du STATCOM et ils sont obtenus à l'aide du manuel PSS/E [35] pour les dispositifs FACTS.

II.5.2- Modèle du STATCOM en Régime Transitoire :

Le comportement dynamique du STATCOM est simulé à l'aide du modèle «CSTCNT» : Static Condenser (modeled as FACTS in power flow) [35].
Les paramètres de ce modèle ont été calculés à l'aide des équations et des valeurs recommandées dans les manuels PSS/E [35].
Les valeurs du modèle «CSTCNT» sont présentées dans le tableau B.1 (annexe B).

II.6-Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avuons présenté les modélisations réalisées sur le logiciel PSS/E du parc éolien offshore et les modifications apportées au réseau test (tension, fréquences et charge).

Les modèles utilisés et les paramètres sélectionnés pour chaque module pour la liaison HVAC et le parc éolien offshore sont décrits avec suffisamment de détails.

Dans le chapitre suivant, nous analyserons les résultats de simulation sur PSS/E pour les deux régimes permanents et transitoires.

III.1- Introduction :

Ce chapitre présente les résultats de simulation par logiciel PSS/E, à la fois pour l'analyse d'écoulement de puissance (régime permanant) et l'analyse dynamique (régime transitoire), avec interprétation de ces résultats.

La première partie de ce chapitre, traite l'analyse d'écoulement de puissance en régime permanent de l'intégration d'un parc éolien offshore avec un réseau terrestre (onshore), par une liaison de transport sous-marine en courant alternatif (AC). Une attention particulière est portée à la fois au facteur de puissance et au flux de puissance réactive au point de raccordement du parc éolien au réseau terrestre.

Pour la liaison HVAC, des schémas de compensation de la puissance réactive générée par le câble sous-marin sont nécessaires.

Dans la deuxième partie du chapitre, le comportement transitoire (dynamique) du parc éolien, et en particulier de la connexion (AC), est étudié. Le comportement dynamique du système, en réponse aux défauts symétriques triphasés du réseau terrestre, est testé par simulation au fur et à mesure que différents défauts sont appliqués au réseau.

III.2- Résultats d'Écoulement de Puissance (Régime Permanent) :

Cette partie du chapitre présente les résultats des simulations en régime permanent réalisées sur le réseau onshore avec le parc éolien offshore, comme décrit précédemment. La connexion HVAC est analysée, et une discussion de ces résultats est également effectuée.

L'analyse d'écoulement de puissance effectuée comprend les valeurs des puissance actifs et réactifs et des tensions aux différents Bus (Nœuds). Lors de ce mémoire, on a utilisé le logiciel PSS/E pour l'analyse d'écoulement de puissance et le transport HVAC à partir du parc éolien offshore. Une attention particulière est accordée au point de couplage commun (désigné ici par PCC : Point of Common Coupling), c'est-à-dire le point de connexion du parc éolien offshore avec le réseau terrestre.

La tension au PCC, la puissance active injectée et la puissance réactive injectée/absorbée dans le PCC sont analysées dans le cadre de l'étude d'écoulement de puissance.

Les résultats d'écoulement de puissance sont présentés par les schémas unifilaires du réseau (issus du logiciel PSS/E). Les puissances actives et réactives à chaque extrémité des branches ainsi que l'amplitude et l'angle de tension à chaque Bus sont représentés sur chaque figure de ce chapitre.

La figure III.1 montre comment chacune des valeurs des résultats d'écoulement de puissance est représentée.

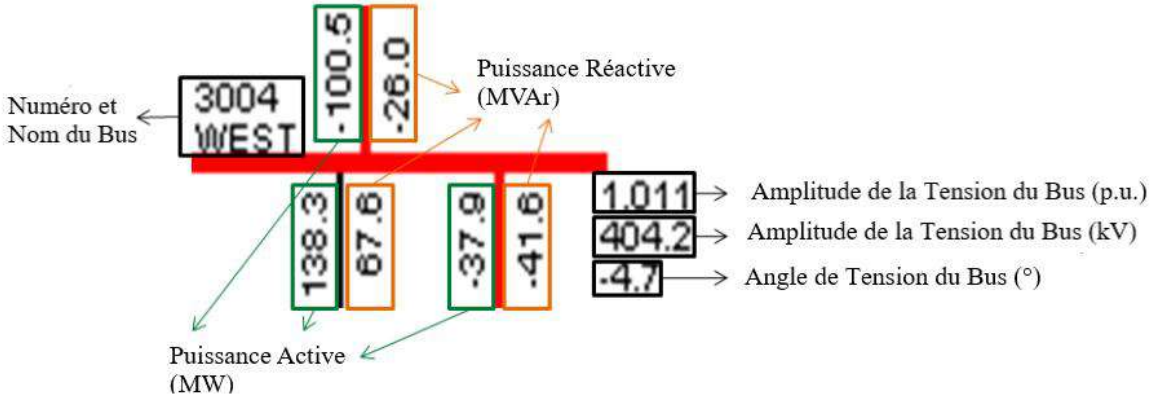


Figure III.1 - Légende des valeurs présentées dans les schémas unifilaires dans logiciel PSS/E 34.

Pour le réseau de transport HVAC, tel que présenté sur la figure II.6, l'analyse d'écoulement de puissance se focalise sur l'écoulement de puissance réactive dans le câble sous-marin de 100 km de longueur. Par conséquent, dans le but de compenser la puissance réactive générée par le câble sous-marin AC, certaines options de compensation de puissance réactive sont étudiées, les alternatives envisagées sont examinées dans le tableau III.1.

Tableau III.1 - Les Alternatives de compensation de la puissance réactive.

Désignation	Onshore (MVAr)	Offshore (MVAr)
Réactance shunt en offshore	0	60
Réactance shunt en onshore	80	0
Réactances shunt en onshore et offshore	40	40
STATCOM en Offshore	0	64

Le critère principal pour le choix des valeurs des réactances shunt (définie en termes de puissance réactive injectée, en MVAr) est le facteur de puissance au PCC, qui est choisi pour être environ 0,9, valeur typique de l'intégration d'une ferme éolienne au réseau électrique [2,8].

Ainsi, la réactance shunt choisi pour la compensation offshore n'absorbe que 60 MVAr, car le facteur de puissance de 0,9 au PCC est garanti avec cette valeur.

Une estimation de la puissance réactive produite par le câble AC de 150 kV (les données du tableau II.3) peut être faite en tenant compte de l'équation (I.2).

La quantité approximative de la puissance réactive produite par le câble de 100 km de longueur est donnée par (III.6) :

$$Q = w \cdot c \cdot l \cdot V^2 = 2p \cdot 50 \cdot 0{,}19 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot \left(150 \cdot 10^3\right)^2 = 134{,}3\ MVAr \quad (III.1)$$

Ainsi, pour le transport HVAC, environ 60% [2] de cette valeur de la puissance réactive est compensée par les alternatives présentés dans le tableau III.1.

A noter que, pour l'écoulement de puissance HVAC, on suppose que les générateurs éoliens ne fournissent pas de puissance réactive, car il y a déjà un excès de puissance réactive, en raison de la capacité shunt du câble AC. Par conséquent, la capacité des machines MADA (DFIG) à fournir un support de tension au réseau, en fournissant de la puissance réactive, n'est pas prise en compte pour la présente étude.

Pour le premier cas analysé (compensation en offshore), le réseau présenté comprend les Bus 3004, 201 et 211, les plus proches du parc éolien.

III.2.1- Compensation en Offshore :

Sur la figure III.2 les résultats du réseau connecté par un câble AC avec compensation en offshore sont présentés. La réactance shunt de 60 MVAr (marqué sur la figure avec un rectangle orange) absorbe 71,06 MVAr de la puissance réactive, étant donné que la puissance réactive est proportionnelle avec la tension du Bus (telle qu'exprimée par l'équation I.3).

Toutes les tensions des Bus à proximité de la liaison AC (Bus 102, 20, 21 et 151) ont des valeurs de tension acceptables (c'est-à-dire inférieur à 1,10 p.u.) et le facteur de puissance au PCC est d'environ 0,88.

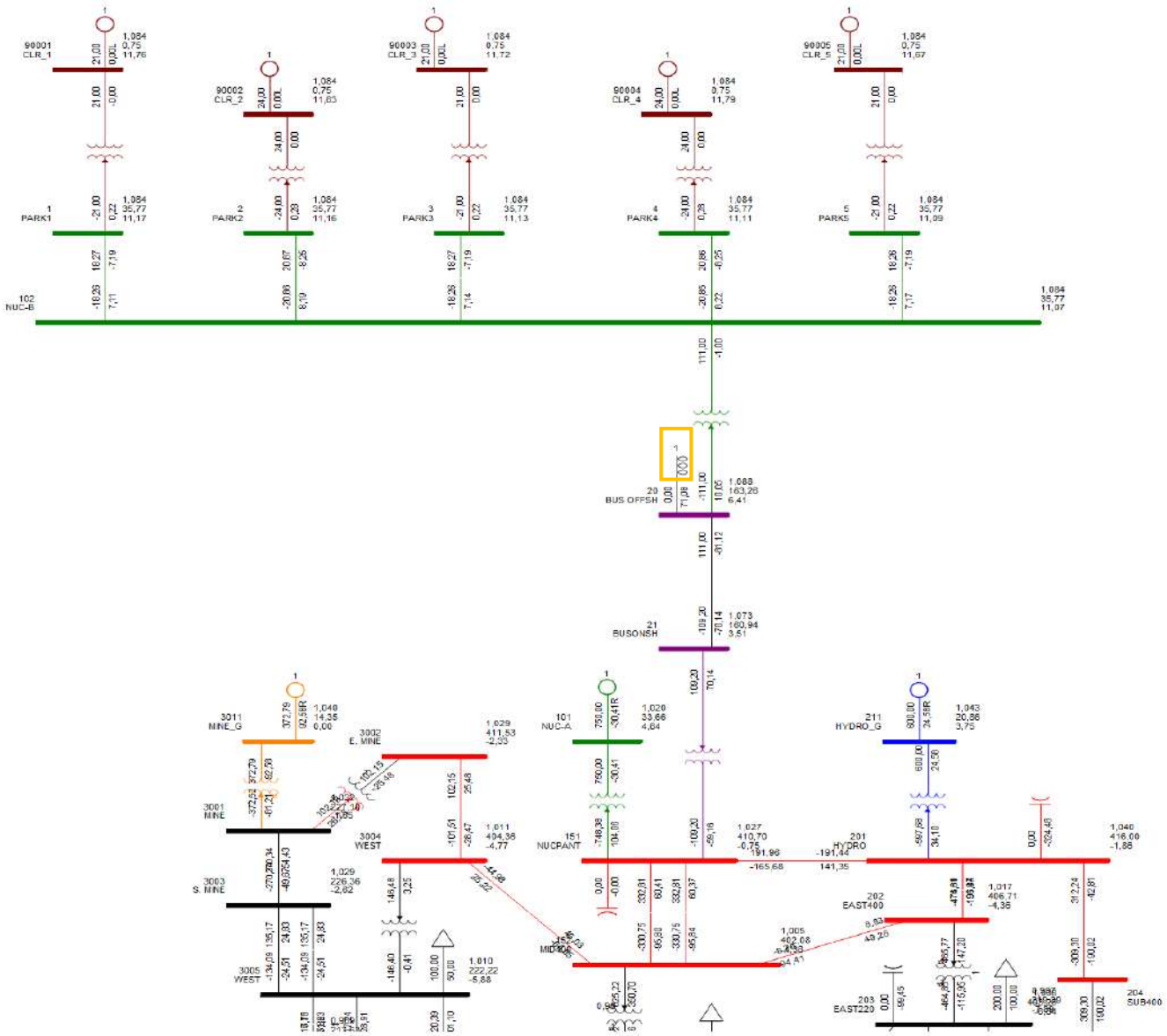


Figure III.2 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore.

III.2.2- Compensation en Onshore :

La remarque la plus importante concernant la figure III.3 est le fait que l'utilisation de la compensation en onshore (terrestre) conduit à une surtension sur le Bus offshore (Bus 20).

Le facteur de puissance au PCC est acceptable, puisque la réactance shunt (marqué en rectangle orange sur la figure) absorbe une grande partie de la puissance réactive produite au niveau du câble AC : 89,7 MVAr des 140,9 MVAr produits par le câble.

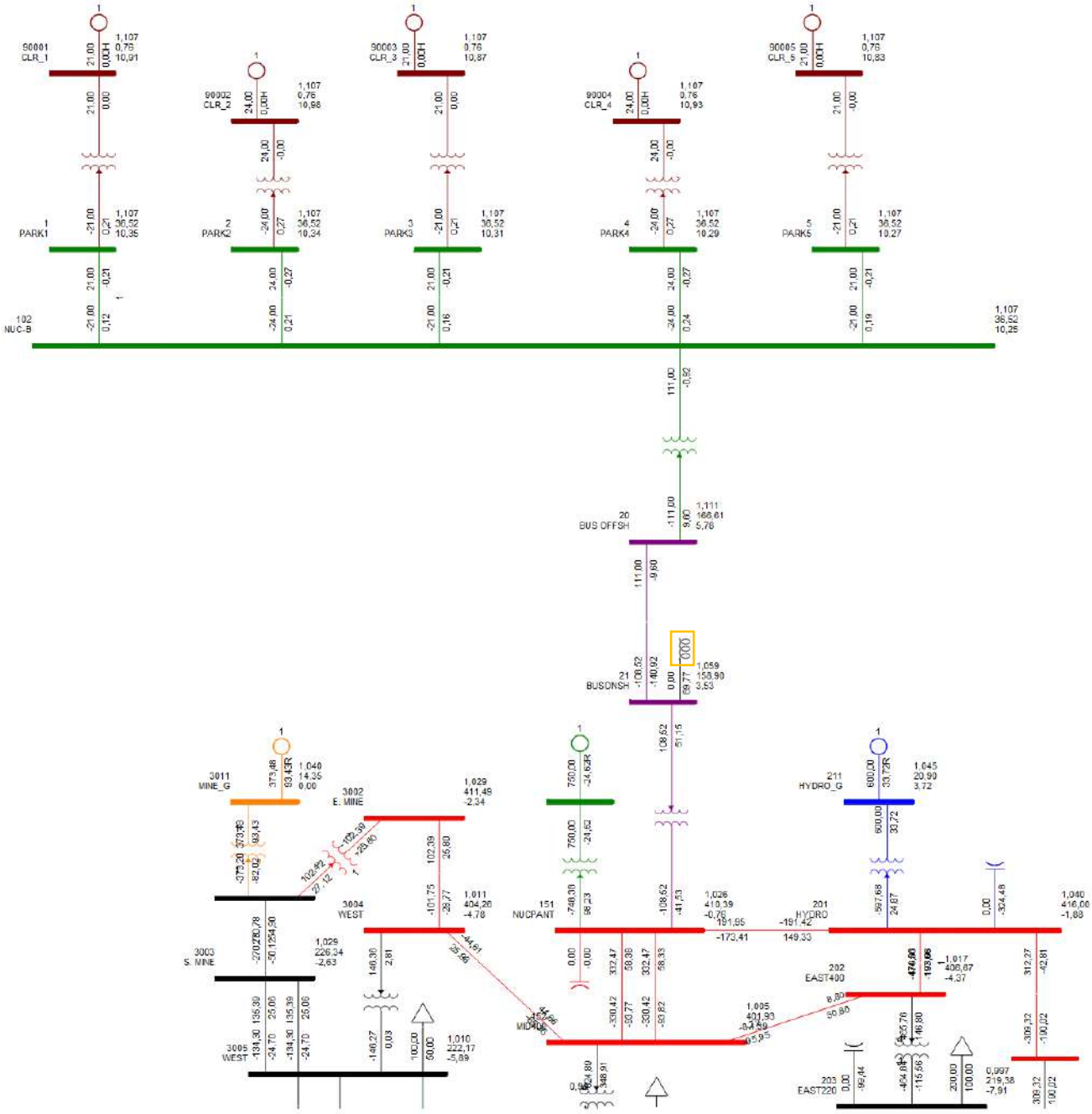


Figure III.3 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Onshore.

III.2.3 - Compensation en Offshore et Onshore :

La figure III.4 montre les résultats de l'écoulement de puissance pour un schéma de compensation de la puissance réactive sur les deux extrémités (offshore et onshore) du câble par deux réactances de 40 MVAr. (Les compensateurs sont marqués en orange sur la figure). Aucune surtension ne se produit dans aucun Bus, onshore ou offshore.

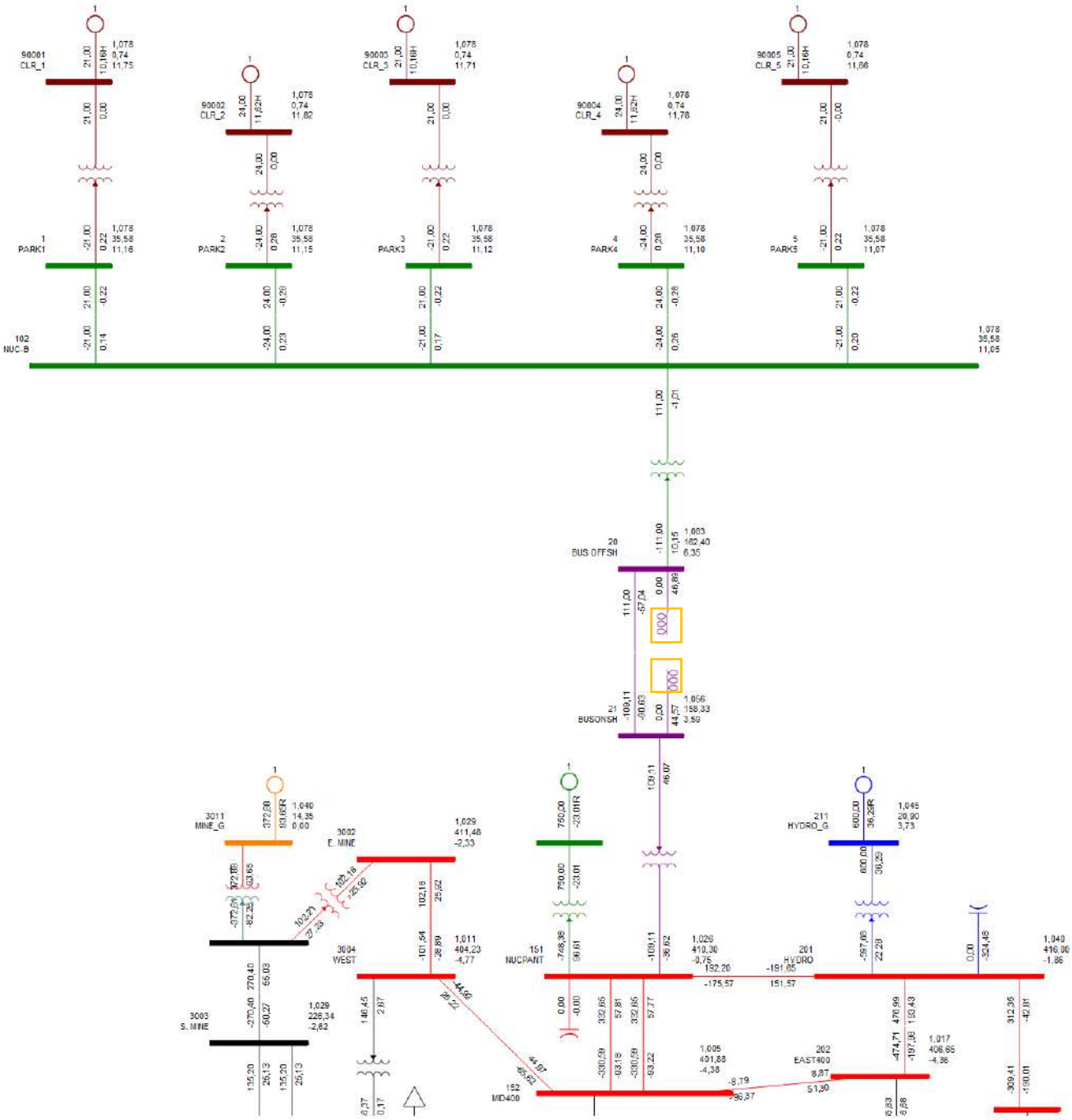


Figure III.4 – Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation en Offshore et Onshore.

III.2.4 - Compensation par STATCOM :

La figure III.5 présente les résultats d'écoulement de puissance avec la compensation par STATCOM coté offshore. Les résultats sont très similaires à la compensation en offshore avec une réactance shunt, puisque la quantité de puissance réactive consommée par le STATCOM et la réactance est identique, le STATCOM est affiché à l'intérieur du rectangle orange sur la figure.

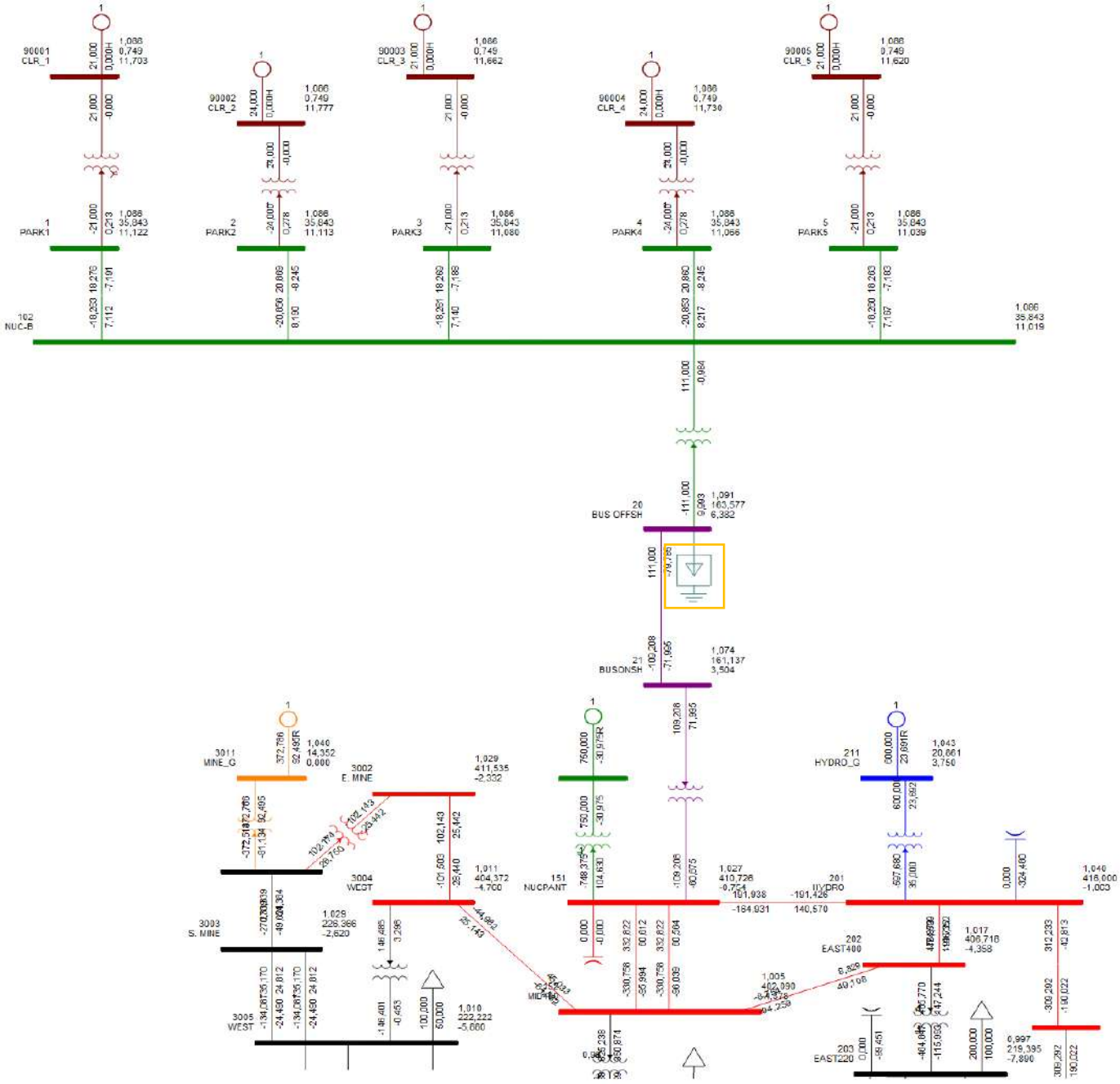


Figure III.5 - Résultat d'écoulement de puissance en HVAC avec compensation par STATCOM en offshore.

Noter que, le signe négatif (-) signifie que la puissance entre dans le Bus et le signe (+) positif signifie que la puissance sort du Bus.

III.2.5 - Discussion :

Les schémas de compensation étudiée présentent certaines similitudes mais aussi des différences importantes entre elles. Tous les schémas ont été conçus dans le but d'obtenir un facteur de puissance d'environ 0,9 (injection de puissance réactive dans le réseau) au PCC. Des problèmes tels que la circulation de la puissance réactive, les tensions des Bus, la puissance nominale du câble et les pertes de puissance sont analysés. Le tableau II.2 présente les résultats obtenus pour le facteur de puissance au PCC, les tensions et les puissances active et réactive à chaque extrémité du câble pour les quatre configurations étudiées. Les valeurs sont tirées des résultats d'écoulement de puissance présentés ci-dessus.

Tableau III.2 - Résultats d'écoulement de puissance pour les différentes compensations en HVAC.

Compensation	Facteur de puissance au PCC	Tension de Bus Onshore (Bus 21) [p.u]	Tension de Bus Offshore (Bus 20) [p.u]	Puissance P coté Offshore (MW)	Puissance P coté Onshore (MW)	Puissance Q coté Offshore (MVAr)	Puissance Q coté Onshore (MVAr)
Offshore	0,88	1,073	1,088	111	109,2	81,12	70,14
Onshore	0,94	1,059	1,111	111	108,5	9,60	140,92
Offshore et Onshore	0,94	1,056	1,083	111	109,1	57,04	90,63
STATCOM Offshore	0,87	1,074	1,091	111	109,2	79,78	71,99

La compensation coté terre uniquement (onshore) est l'option qui conduit à des résultats moins favorables. L'excès de puissance réactive au niveau du Bus onshore (terrestre) conduit à une amplitude de tension excessive au niveau du bus 20 (Bus Offshore), comme le montre la figure III.3. L'influence de l'amplitude de la tension du Bus sur le transport de la puissance réactive est ainsi démontrée par les résultats. Une autre remarque importante à considérer est la puissance nominale du câble AC. Dans le schéma de compensation onshore, la puissance transmise par le câble atteint son maximum près du Bus onshore. Cela peut entraîner une surcharge du câble, conséquence directe de la quantité significativement élevée de la puissance réactive transmise à travers le câble.

Les autres alternatives de compensation présentent des résultats plus satisfaisants. Les tensions de Bus à chaque extrémité du câble (bus 20 offshore et bus 21 onshore) sont inférieures à 1,10 p.u. (comme on peut le voir dans le tableau III.2) donc aucune surtension n'existe, puisque l'excès de puissance réactive au niveau du Bus offshore n'existe plus. Par conséquent, une compensation offshore s'avère nécessaire, afin de maintenir la stabilité des tensions des Bus. Il est cependant important de noter que l'installation de compensateurs

en mer (offshore) est susceptible d'être plus coûteuse et techniquement plus difficile que le placement de tels dispositifs à la sous-station onshore (terrestre).

La compensation STATCOM coté offshore présente des résultats très similaires à la compensation offshore utilisant une réactance shunt. Cette option a été introduite car le dispositif STATCOM peut offrir des avantages pour le système dans son comportement dynamique, comme abordé dans la deuxième partie de ce chapitre.

Les pertes de puissance du réseau sont les mêmes pour tous les schémas de compensation, puisque les dispositifs utilisés pour la compensation sont considérés comme étant sans perte. La puissance active générée par le parc éolien est de 111 MW et la puissance active au PCC est de 109 MW. Par conséquent, les pertes pour le transport HVAC peuvent être calculées par :

$$P_{loss} = \frac{P_{GEN} - P_{PCC}}{P_{GEN}} = \frac{111 - 109}{111} = 1.80\% \qquad (III.2)$$

D’aprés le tableau III.2, il est évident que pour tous les cas étudiés, le facteur de puissance atteint est proche du facteur de puissance de 0,9, fixé comme objectif de la compensation. Sans aucun type de compensation, la puissance réactive injectée dans le réseau serait très élevée, conduisant à un facteur de puissance très dégradé au PCC. Les tensions de Bus seraient également supérieures à 1,10 p.u., en raison de l'excès de puissance réactive. La solution considérée comme la plus efficace et la plus rentable, étant donné la plus petite taille des compensateurs, est la compensation offshore et onshore. Cette configuration est considérée pour les simulations en régime dynamiques.

III.3 - Le Comportement en Régime Dynamique :

L'analyse du comportement dynamique du parc éolien offshore comprend la réponse du parc éolien aux perturbations de tension et de fréquence dans le réseau.

L'étude dans ce travail se concentre sur la réponse à la fois du parc éolien offshore et du réseau onshore à un défaut symétrique triphasé dans d’un bus terrestre (coté onshore), sur le Bus 3005, comme indiqué sur la figure III.6.

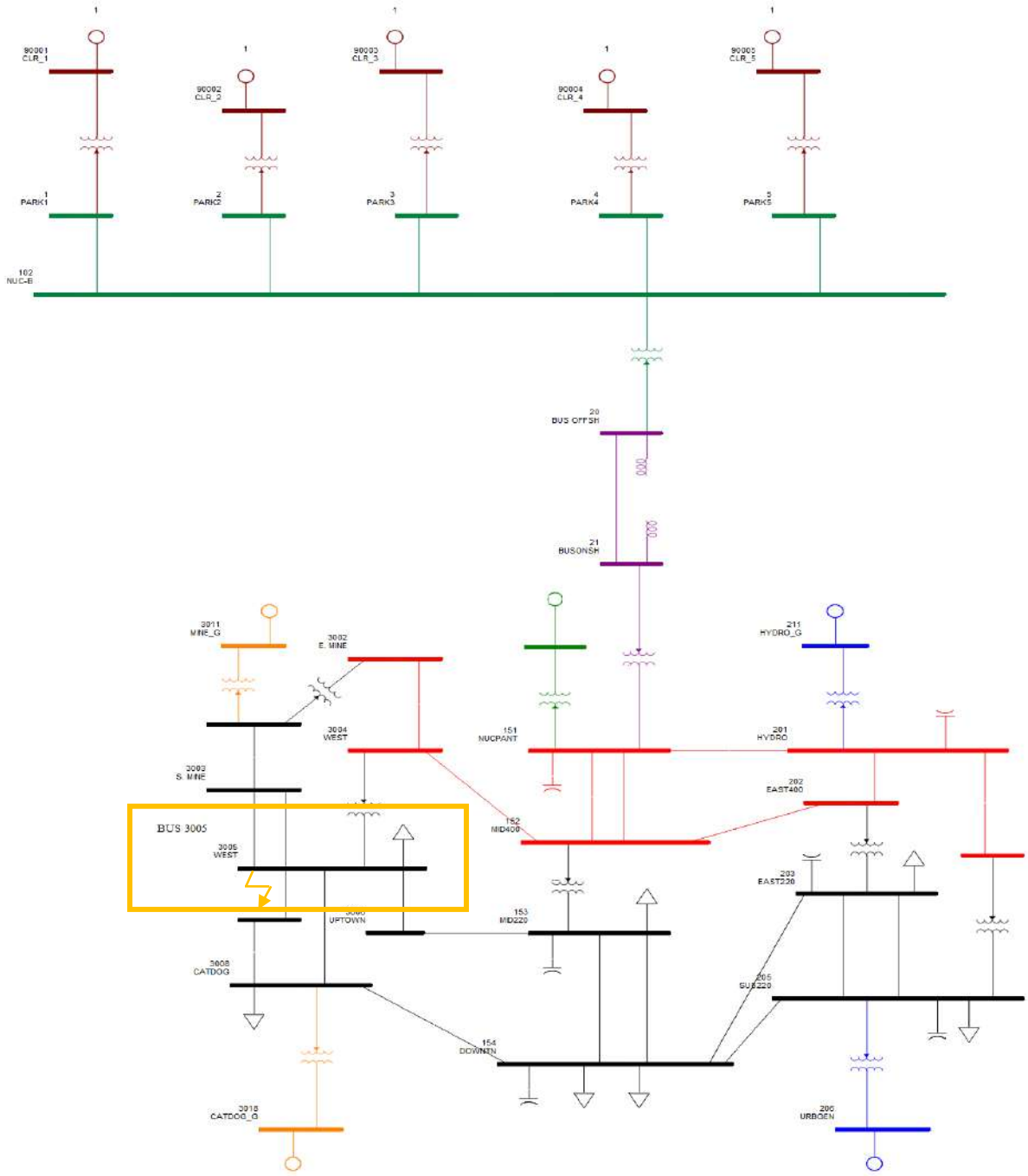


Figure III.6 - Schéma unifilaire du réseau utilisé pour les simulations Dynamiques.

Noter : le Bus 3005, où se produit le défaut, est indiqué par le rectangle orange.

Le comportement de certains paramètres du réseau, à savoir la tension, la fréquence et la vitesse des générateurs offshore et onshore dans quelques Bus, avant, pendant et immédiatement après la perturbation (défaut) sont analysés pour un réseau de transport en HVAC.

L'analyse est effectuée pour le réseau de transport HVAC avec différents types de défauts, dans le but d'évaluer le comportement du parc éolien offshore intégré au réseau, lorsqu'un défaut est appliqué dans un Bus éloigné de la liaison AC (dans le Bus 3005 situé dans le réseau 220 kV), dans quatre situations différentes.
Afin d'évaluer le comportement du parc éolien offshore relié au réseau terrestre (onshore) par une liaison en HVAC, différents cas de défauts sont analysés, comme présenté dans le tableau III.3 suivant.

Tableau III.3 - Les Cas de défauts analysés.

Les Cas	**Durée du défaut (ms)**	**Gravité du défaut**	**Schémas de Compensation réactive**
1ére Cas	100	Modérer	Réactance shunt aux deux extrémités.
2éme Cas	300	Modérer	Réactance shunt aux deux extrémités
3éme Cas	100	Sévère	Réactance shunt aux deux extrémités
4éme Cas	100	Sévère	STATCOM en Offshore

La gravité des défauts sera définie en fonction de la susceptance du court-circuit [3,4].

Les 1ére et 2éme cas sont deux courts-circuits différents avec une sévérité similaire (un court-circuit modérer sera appliqué avec une susceptance de court-circuit $B = -0.2 \times 10^4\ p.u.$) mais des temps d'élimination différents, simulant deux types de protections différents : fonctionnement rapide et fonctionnement lent.

Le 3éme cas représente un court-circuit plus sévère, avec une puissance de court-circuit plus élevée (avec une susceptance de court-circuit $B = -0.2 \times 10^{10}\ p.u.$).

Ces trois cas sont étudiés avec la compensation aux deux extrémités du câble (offshore et onshore), avec le parc éolien fonctionnant à sa puissance nominale (110MW).
Le 4éme cas a les mêmes conditions que le 3éme cas, mais la compensation est assurée par un STATCOM placé en mer (offshore), pour étudier les avantages possibles de ce dispositif.

L'objectif de ces quatre scénarios est d'étudier ce qu'il va arrive aux le comportement ses réseaux onshore et offshore en termes de variation de fréquence, de creux de tension, de

variation de vitesse des générateurs et le comportement du parc éolien offshore et la liaison alternatif (AC) dans ces conditions.

III.3.1 - Résultats du 1ére cas :

- **1ére cas de défaut (**modérer avec un temps défaut de 100 ms **)** :

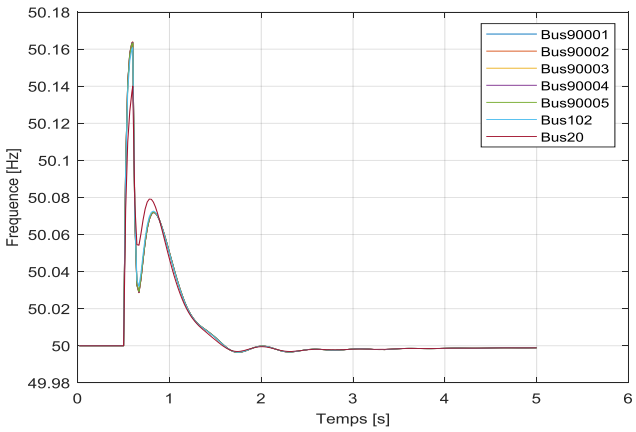


Fig.07 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 1ére cas de défaut.

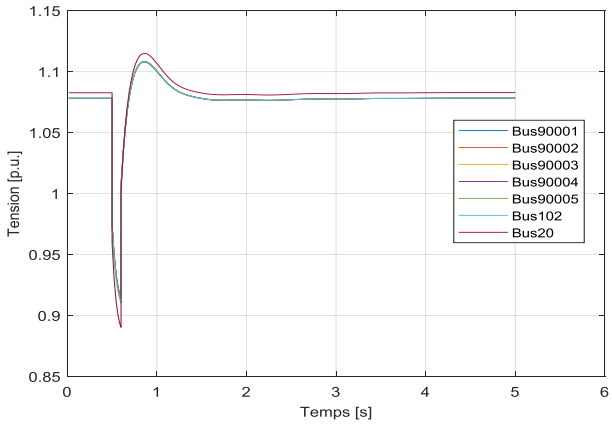


Fig.08 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 1ére cas de défaut.

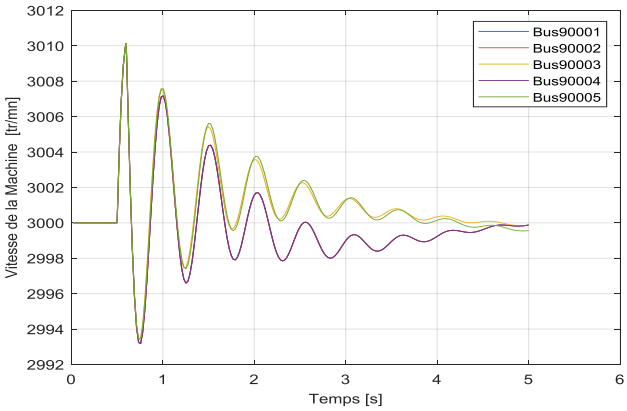


Fig.09 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 1ére cas de défaut.

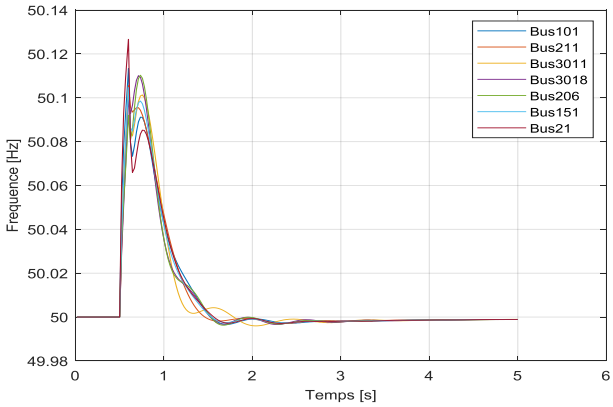


Fig.10 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 1ére cas de défaut.

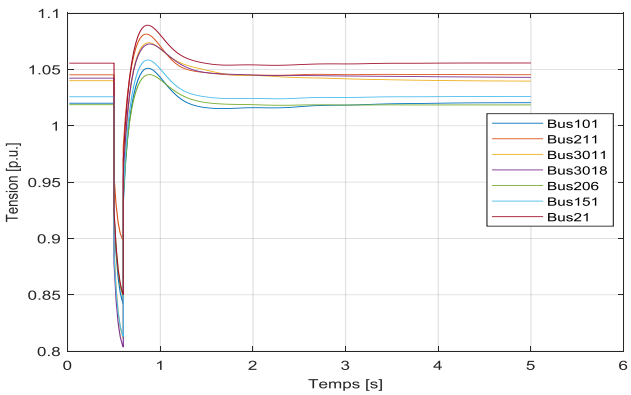


Fig.11 : Variation de la Tension des Bus onshore pour le 1ére cas de défaut.

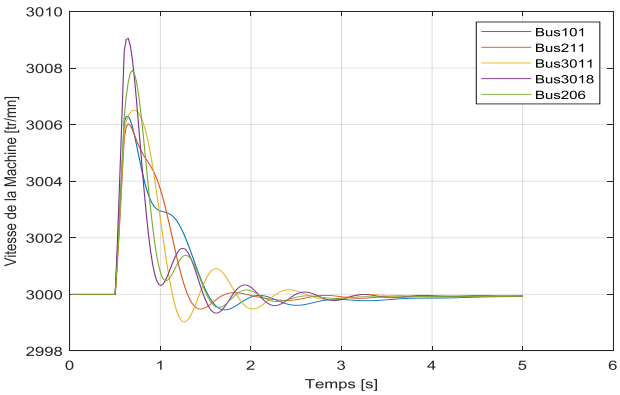


Fig.12 : Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 1ére cas de défaut.

III.3.2 - Résultats du 2ème cas :

- **2ème cas de défaut** (modérer avec un temps de défaut 300 ms) :

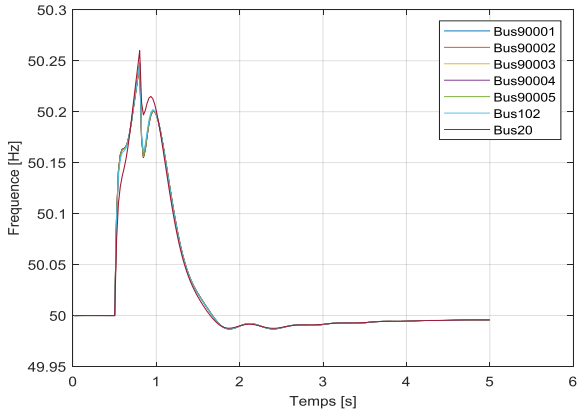


Fig.13 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 2ème cas de défaut.

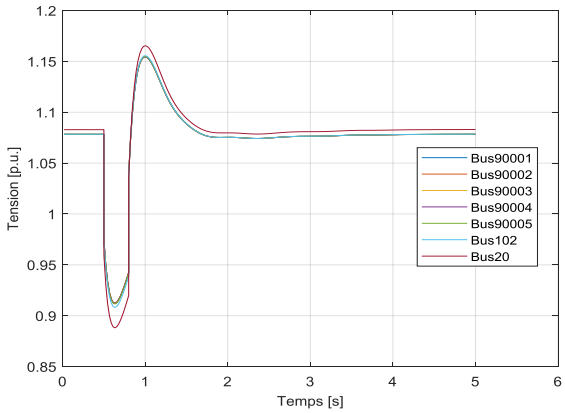


Fig.14 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 2ème cas de défaut.

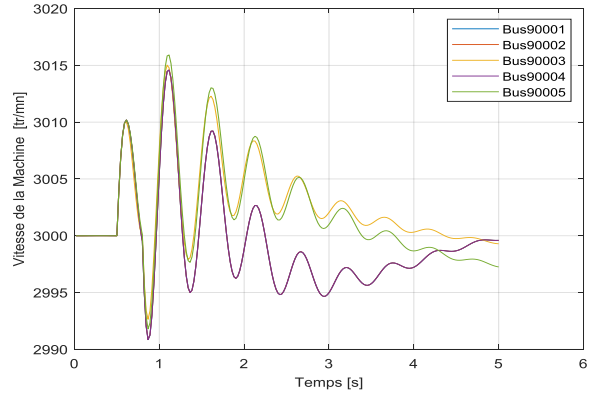


Fig.15 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 2ème cas de défaut.

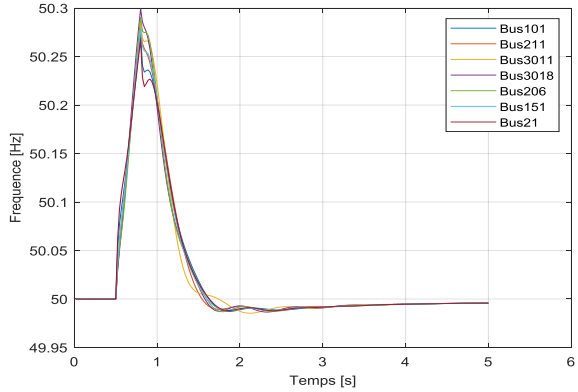


Fig.16 : Variation de la Fréquence des Bus pour onshore le 2ème cas de défaut.

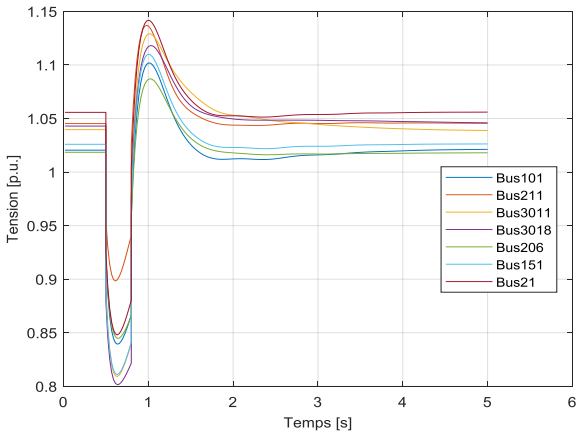


Fig.17 : Variation de la Tension des Bus onshore pour le 2ème cas de défaut.

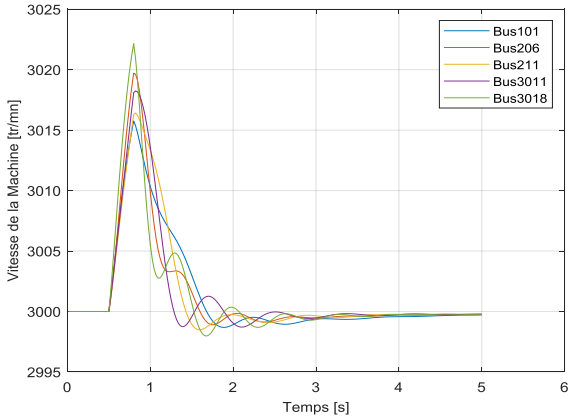


Fig.18 : Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 2ème cas de défaut.

III.3.3 - Résultats du 3ème cas :

- **3ème cas de défaut (**sévère avec un temps de défaut 100 ms) :

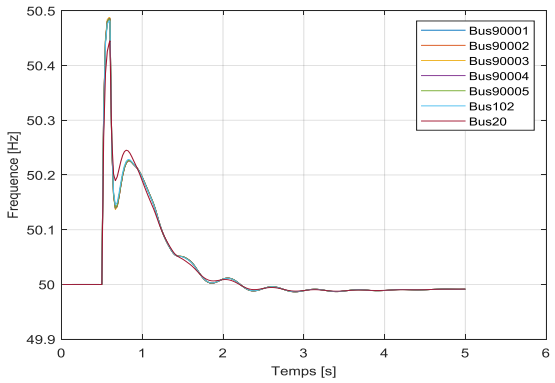


Fig.19 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 3ème cas de défaut.

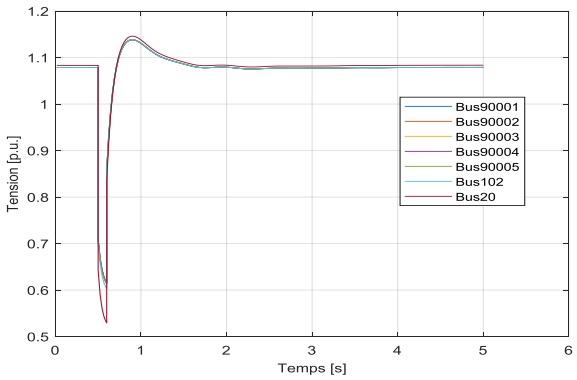


Fig.20 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 3ème cas de défaut.

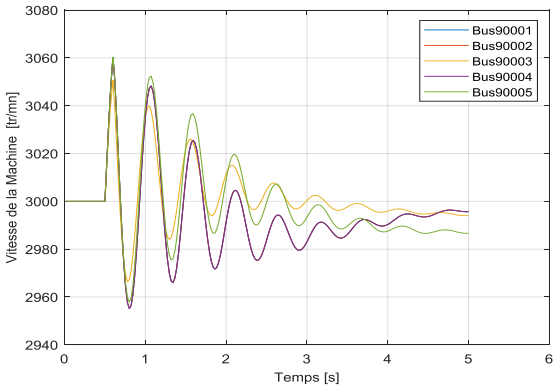


Fig.21 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 3ème cas de défaut.

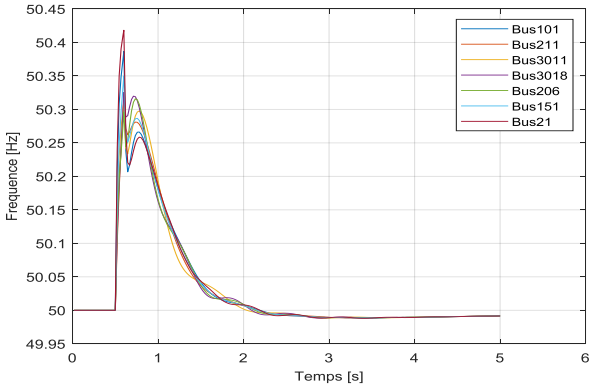


Fig.22 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 3ème cas de défaut.

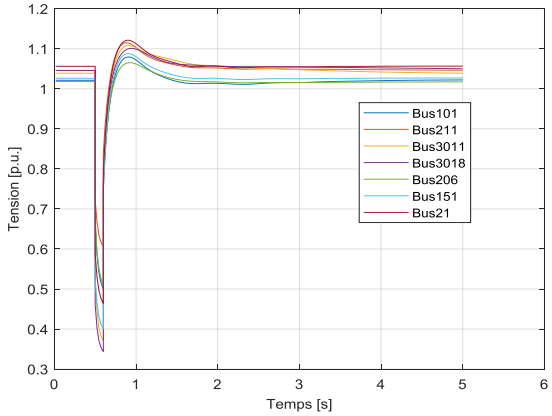


Fig.23 : Variation de la Tension des Bus onshore pour le 3ème cas de défaut.

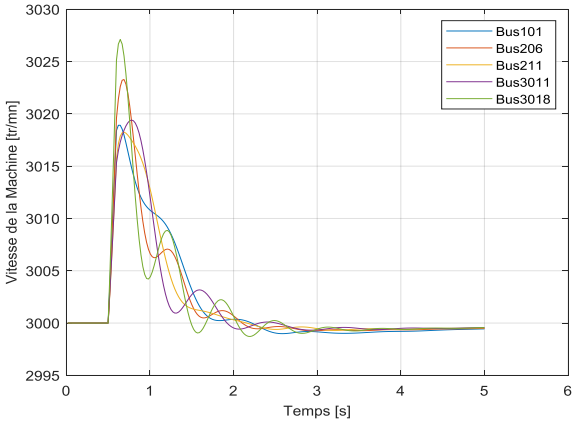


Fig.24 : Variation de la Vitesse des machines du réseau onshore pour le 3ème cas de défaut.

III.3.4 - Résultats du 4ème cas :

- **4ème cas de défaut (**sévère avec un temps de défaut 100 ms) :

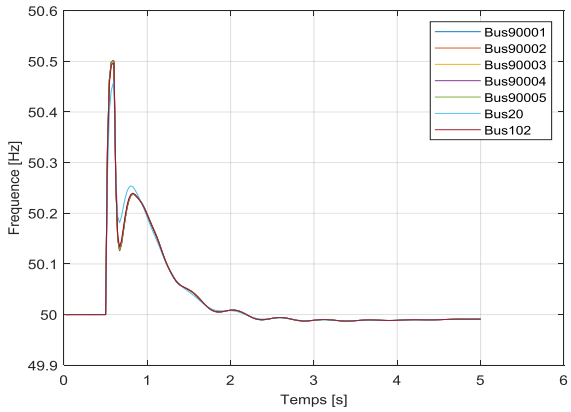


Fig.25 : Variation de la Fréquence des Bus offshore pour le 4ème cas de défaut.

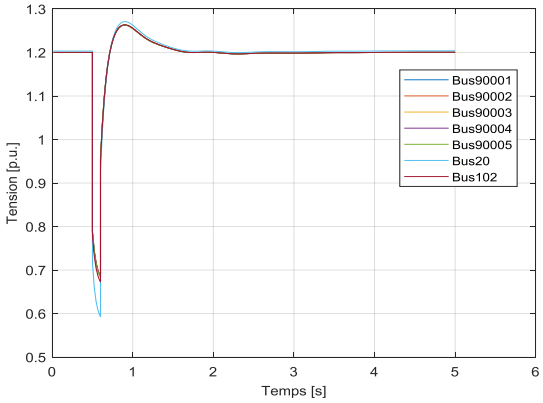


Fig.26 : Variation de la Tension des Bus offshore pour le 4ème cas de défaut.

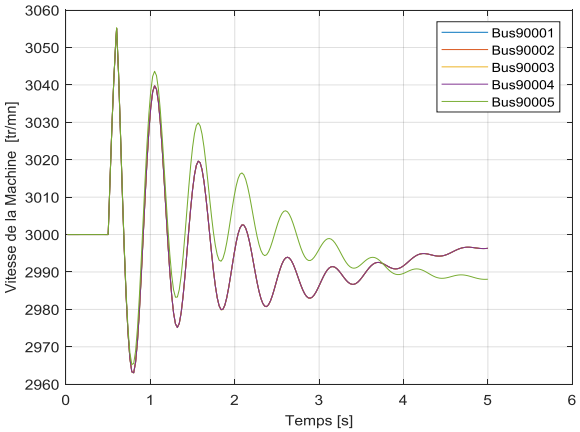


Fig.27 : Variation de la vitesse des éoliennes offshore pour le 4ème cas de défaut.

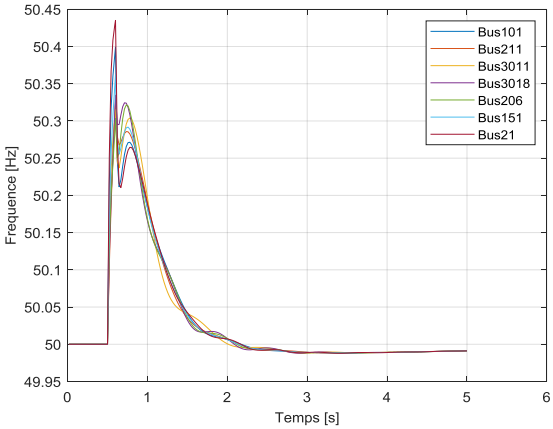


Fig.28 : Variation de la Fréquence des Bus onshore pour le 4ème cas de défaut.

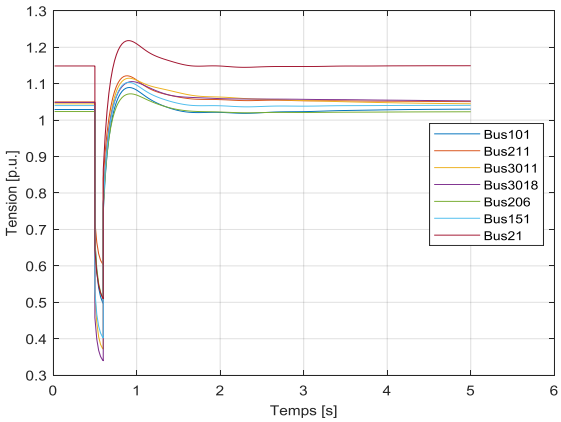


Fig.29 : Variation de la Tension des Bus Onshore pour réseau pour le 4ème cas de défaut.

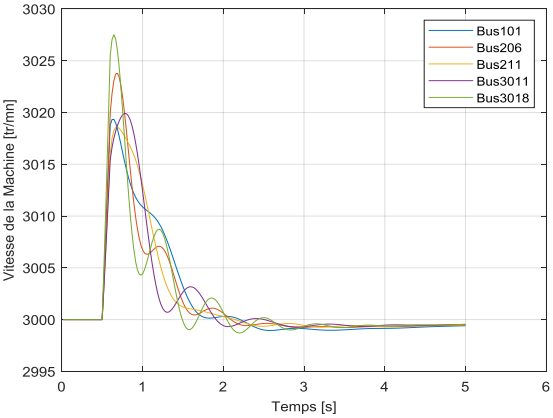


Fig.30 : Variation de la Vitesse des machines du Onshore pour le 4ème cas de défaut.

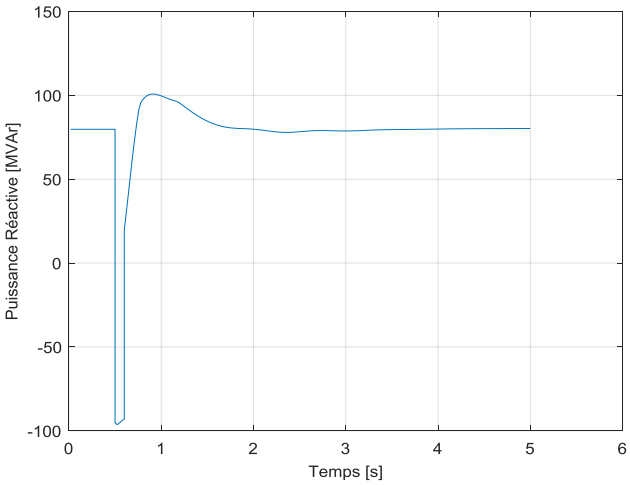


Fig.31 : Puissance Réactive injecter / Absorbée par le STATCOM au Bus 20.

III.3.5 - Discussion :

En observant les résultats, certaines similitudes sont constatées entre les chiffres obtenus pour les différents cas analysés. Une conclusion importante qui peut être tirée est que le comportement du parc éolien offshore est largement géré par le comportement des éoliennes, et plus précisément des machines MADA (DFIG) modélisées.

Lorsque le défaut apparaît, le couple électromagnétique diminue, en raison de la chute de tension aux bornes des générateurs. Cela provoque une accélération de la machine, un comportement remarqué dans tous les cas analysés. Lorsque le défaut est éliminé (soit 100 ms ou 300 ms après son apparition), la vitesse de la machine diminue jusqu'à atteindre une valeur stable proche de la valeur initiale. Pour les 3^{éme} et 4^{éme} cas (figure 21 et figure 27), la variation de vitesse du rotor atteint la valeur initiale dans les 5 secondes de simulation, comme pour les 1^{ére} et 2^{éme} cas (figure 9 et figure 15). Ceci est dû à la sévérité grave du court-circuit appliqué dans ces cas, qui fait également accélérer la machine à une vitesse beaucoup plus élevée que la vitesse dans les 1^{ére} et 2^{éme} cas. La variation de vitesse des machines dans le réseau terrestre (onshore) est très similaire pour les quatre cas: les machines accélèrent pendant le défaut puis décélèrent suite à la perturbation (figure 12, figure 18, figure 24 et figure 30).

La fréquence électrique dans les Bus offshore augmente également, puis se stabilise aux tours de 50 Hz initial. Des résultats similaires sont trouvés pour les Bus onshore (terrestres), pour tous les cas étudiés.

Les chutes de tension dans les Bus offshore et onshore présentent quelques différences dans les différents cas. Les 1^{ére} et 2^{éme} cas présentent des creux de tension moins importants que ceux des 3^{éme} et 4^{éme} cas, en raison de la différence de gravité du court-circuit (défaut). Dans les 1^{ére} et 2^{éme} cas, la tension aux Bus offshore atteint environ 0,9 pu (figure 8 et figure 14). Dans le 3^{éme} cas, la tension aux Bus du parc éolien offshore atteint environ 0,55 p.u. (figure 20) et dans le 4^{éme} cas , la tension diminue à environ 0,60 p.u. (figure 26).

L'influence du STATCOM installé en mer (offshore) est visible dans le 4^{éme} cas. Les figures ressemblent à ceux du 3^{éme} cas, puisque le défaut appliqué est le même. Cependant, le STATCOM fournit un soutient de tension qu'il était censé fournir. La chute de tension enregistrées aux niveaux des Bus offshore (figure 26) est moins sévère (environ 0,60 p.u.) que la chute de tension dans le 3^{éme} cas (figure 21) (environ 0,50 p.u.).

La vitesse de l'éolienne augmente légèrement moins que dans le 3^{éme} cas. L'effet du STATCOM dans les Bus onshore (figure 28, figure 29 et figure 30) n'est pas significative, parse que le STATCOM est placé coté offshore.

La figure 31 montre la puissance réactive injectée / consommée par le STATCOM, ce qui explique la raison d'amélioration du comportement des Bus offshore suite à l'action du STATCOM. Ce dispositif consomme de la puissance réactive avant le défaut (fonctionnant comme une réactance). Pendant le défaut, le STATCOM injecte de la puissance réactive, contribuant ainsi à l'augmentation de la tension dans tous les Bus offshore, rendant les creux de tension moins importants. Suite à l'élimination du défaut, le STATCOM a tendance à consommer de la puissance réactive, comme en régime permanent.

Dans les quatre cas, le rétablissement des amplitudes de tension, des fréquences et des vitesses des machines indique que la stabilité est atteinte dans les quatre cas, quelles que soient les différences de comportement des cas.

Si des défauts plus sévères et/ou avec des durées de défaut plus importante (en dehors de la caractéristique des relais de tension) devaient être appliqués au réseau, la déconnexion des machines est indispensable, ayant ainsi le parc éolien déconnecté du réseau. Ce cas n'a cependant pas été étudié dans ce travail.

III.4 - Conclusions :

L'analyse d'écoulement de puissance a montré que les performances en régime permanent des systèmes HVAC sont satisfaisantes, même si des problèmes différents de fonctionnement surviennent.

Dans les liaisons HVAC, le principal problème est la grande quantité de puissance réactive produite au niveau du câble sous-marin. A ce titre, certains schémas de compensation ont été étudiés, afin d'absorber le surplus de puissance réactive. L'application d'un dispositif compensateur quelconque (une réactance ou un STATCOM) situé en mer s'est avérée nécessaire.

Le scénario de compensation en onshore uniquement (pas d'appareil en offshore) a conduit à une augmentation de tension inacceptable sur la tension du Bus offshore, en raison de la quantité excessive de puissance réactive.

Les performances des autres schémas de compensation étaient similaires : la compensation aux deux extrémités du câble, la compensation en offshore uniquement (par une réactance shunt) et la compensation en offshore par STATCOM conduisent toutes à un facteur de puissance acceptable au point de connexion du parc éolien au réseau (environ 0,9, injectant de la puissance réactive dans le réseau).

L'application d'un STATCOM en offshore conduit quasiment aux mêmes résultats qu'une réactance shunt en offshore. Le schéma de compensation aux deux extrémités du câble (offshore et onshore) a conduit aux résultats les plus favorables : la plus faible puissance réactive injectée dans le réseau onshore et une répartition uniforme de la charge du câble (faible puissance nominale du câble). Le besoin de réactances shunt plus petits (40 MVAr) est également un avantage de cette alternative.

Le comportement dynamique du parc éolien offshore et du réseau onshore a été étudié pour la réponse du réseau électrique à un défaut symétrique triphasée. Le parc éolien offshore connecté au réseau par une liaison HVAC présente des résultats favorables, car le parc éolien est capable de rester connecté au réseau pendant la perturbation. Ce fait est valable pour les quatre défauts appliqués au Bus (durée et gravité différentes). Les performances sont améliorées par l'application du STATCOM, car ce dispositif injecte de la puissance réactive pendant le défaut, réduisant les creux de tension et réduisant également la montée en fréquence et l'augmentation de la vitesse des éoliennes offshore.

Conclusion Générale

Le développement de l'énergie éolienne mondiale au cours des 15 dernières années a été remarquable. En particulier, le continent européen a fortement investi dans de nouvelles installations. Au cours des dernières années, plus d'énergie éolienne a été installée que toute autre technologie de production dans l'UE. L'énergie éolienne en forte croissance a donné lieu à la création de parcs éoliens offshore. En seulement 10 ans, la capacité installée de l'énergie éolienne offshore a atteint 2 GW et les prévisions indiquent que cette source d'énergie connaîtra une augmentation vertigineuse, avec des scénarios prévus de 40 GW de capacité installée en 2020.

La vitesse plus élevée du vent en mer, la zone d'installation disponible et la possibilité de s'éloigner de la population, ce qui pourrait perturber les éoliennes, ont été les principaux moteurs des récents développements de l'énergie éolienne en mer. Comme les tendances indiquent que les futurs parcs éoliens seront plus grands et plus éloignés de la cote, la technologie de transmission du parc éolien offshore au réseau terrestre a gagné en pertinence et les solutions HVAC et HVDC sont en cours d'analyse.

L'objectif de cette thèse était l'étude de la technologie de transmission, HVAC en réalisant une analyse en régime permanent et transitoire (dynamique) du parc éolien offshore et du réseau terrestre pour cette alternative de transmission. Le parc éolien offshore a été modélisé dans le logiciel PSS/E comme une centrale éolienne de 110 MW placée à 100 km de la côte.

L'analyse d'écoulement de puissance a montré que les performances en régime permanent du système HVAC est satisfaisant.

La liaison HVAC, son principal problème est la grande quantité de puissance réactive produite au niveau du câble sous-marin. A ce titre, certains schémas de compensation ont été étudiés, afin d'absorber le surplus de puissance réactive. L'application d'un dispositif de compensation quelconque (une réactance ou un STATCOM) situé en mer s'est avérée nécessaire. Le scénario de compensation onshore uniquement (pas d'appareil offshore) a conduit à une augmentation inacceptable de la tension sur le bus offshore, en raison de la quantité excessive de

puissance réactive. Les performances des schémas de compensation restants étaient similaires : la compensation aux deux extrémités du câble, la compensation offshore uniquement (par une réactance shunt) et la compensation par STATCOM en offshore conduisent toutes à un facteur de puissance élevé au point de connexion du parc éolien au réseau restant (PCC) (environ 0,9, injectant de la puissance réactive dans le réseau). L'application d'un STATCOM offshore conduit quasiment aux mêmes résultats que la réactance shunt offshore. L'alternative de compensation offshore et onshore a conduit aux résultats les plus favorables : la plus faible puissance réactive injectée dans le réseau onshore et une répartition uniforme de la charge du câble (faible puissance nominale du câble). Le besoin de réactance shunt plus petits (40 MVAr) est également un avantage de cette alternative.

Le comportement dynamique du parc éolien offshore et du réseau onshore a été étudié pour la réponse de ce réseau électrique à un défaut du réseau AC.

Le parc éolien offshore connecté au réseau par une liaison HVAC présente des résultats favorables, car le parc éolien est capable de rester connecté au réseau pendant la perturbation. Ce fait est valable pour les quatre défauts de bus appliqués (durée et gravité différentes), ce qui signifie que ce parc éolien est capable de dépasser le défaut. Les performances sont améliorées par l'application du STATCOM, car ce dispositif injecte de la puissance réactive pendant le défaut, réduisant les creux de tension et réduisant également la montée en fréquence et l'augmentation de la vitesse des éoliennes offshore.

Suite à ce mémoire, certains aspects doivent être étudiés et approfondis:

- La modélisation du parc éolien peut être le point de départ de futures simulations, avec la possibilité d'explorer d'autres options, résolvant certaines des limites rencontrées au cours de ce travail de thèse.
- Faire une comparaison des deux technologies de transmission,HVAC et HVDC, en réalisant une analyse en régime permanent et dynamique du parc éolien offshore et du réseau terrestre pour les deux alternatives de transmission.
- Faire aussi une comparaison entre les deux façons de faire l'interconnexion HVDC, HVDC-LCC (Line Commutated Converters) et HVDC-VSC (Voltage

Source Converters), à la fois pour l'analyse en régime permanent et dynamique.

- L'interaction et l'impact de différents types de générateurs éoliennes, en plus des éoliennes MADA (DFIG), pourraient être étudiés, par exemple, une génératrice à vitesse fixe, une génératrice à vitesse variable améliorée…etc.
- Enfin, comme la taille des parcs éoliens devrait augmenter, il est également important de simuler l'impact des grands parcs éoliens sur le réseau terrestre et les nouvelles configurations de connexion, telles que les liaisons HVDC Multiterminal avec technologie LCC, VSC et hybride.

Liste des références

[1] Pascal MONJEAN,« Optimisation de l'architecteur et des flux énergétique de centrale a énergie renouvelables offshore et onshore équipée de liaison et continu »Thèse de Doctorat, Arts et Métiers Paris Tech - Laboratoire d'Électrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille, 26 sep 2012.

[2] Miguel Jorge da Rocha Barros Marques, « Steady State Analysis of the Interconnection of Offshor Energy Parks », Thèse de Master, Universidade Técnica de Lisboa, septembre 2010.

[3] João Filipe Glória de Jesus, « Grid Architectures for Offshore Energy Parks High Voltage direct current Voltage source converters », Thèse de Master, Universidade Técnica de Lisboa, septembre 2010.

[4] MOKHI MAAN CHANG,« LOADFLOW STUDIES OF A GRID INTERFACED WINDFARM USING PSS®E », Thèse de Master, Mehran University of Engineering & Technology,Jamshoro, janvier 2015.

[5] Jose Luis Martinez, Iniago Kortabarria, Jon Andreu, Pedro Ibanez Ereno,« Transmission Alternatives For Offshore Electrical Power », Article de Universidad del País Vasco,Electronics and Telecommunication Department, Spain, mars 2008.

[6] Kenneth Johannesson, Anders Gustafsson, Johan Karlstrand, Marc Jeroense, **«** HVDC Light Cables For Long Distance Grid connection », Article sur Researchgate publication Web, Suède, 04 février 2019.

[7] W. Wiechowski, P. Børre Eriksen, «Selected Studies On Offshore Wind Farm Cable Connections », Article de Challenges and Experience of the Danish TSO, janvier 2005.

[8] Thomas Ackermann, **«** *Wind Power in Power Systems* »Edition Ouvrage, Royal Institute of Technology Electric Power Systems ,Stockholm, Sweden 2005.

[9] Mounir BENADJA,« APPROCHES POUR LA RÉDUCTION DE L'IMPACT DE DÉFAUT DANS LE TRANSPORT D'ÉNERGIE DU PARC ÉOLIEN OFFSHORE VIA VSC-HVDC»,Thèse de Doctorat, École de Technologie Supérieure Université du Québec Montréal, le 12 octobre 2016.

[10] Martin FUNCK, Joseph VANDENDORPE,« Liaisons HVDC: structure, contrôle et modélisation », Thèse de Master, École Polytechnique De Louvain, 2015-2016.

[11] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », Article, Centre National de Recherche Technologique, Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille Bruxelles Belgique, juin 2006.

[12] G.Kabashi, K.Kadriu, A.Gashi, S.Kabashi, G,Pula, V.Komoni, « Wind Farm Modeling For Steady State And Dynamic Analysis », Article World Academy of Science, Engineering and Technology ,octobre 2011.

[13] Jonathan Alonzo Coto Portillo, Kevin Rolando Pérez Henríquez, Ever Atilio Vásquez Portillo,« Solución A Problemas Prácticos En Estado Estable Del Sistema Eléctrico de Transmisión De El Salvador Utilizando El Software PSS/E-Xplorer Versión 33»,Thèse de Ingénieur Électricien Del Universidad De El Salvador, septembre 2015.

[14] Raymundo Enrique Torres Olguin, Alejandro Garces, Gilbert Bergna, « HVDC Transmission for Offshore Wind Farms », Article of, Large Scale Renewable Power Generation,and Green Energy and Technologie, janvier 2014.

[15] Fritz Santjer ,« Wind turbine Grid Connection and Interaction » Energie Edition Ouvrage , Publication,Deutsches Windenergie-Institut Germany ·Tech-wise A/S Denmark · DM Energy United Kingdom, 2001.

[16] Slvio Miguel Fragoso Rodrigues, « Dynamic Modeling And Control Of VSC Based Multi Terminal DC Network », Thèse de Master, Universidade técnica de Lisboa, Décembre 2011.

[17] João Falcão, Rui Castro, J. M. Ferreira de Jesus, « Frequency Control During Transients In Offshore Wind Parks Using Battery Energy Storage Systems », Journal of Marine Engineering & Technology, 02 juin 2016.

[18] João Filipe Glória de Jesus, « Grid Architectures for Offshore Energy Parks High Voltage direct current Voltage source converters » Article, IST Lisbon, septembre 2010.

[19] João Jesus, Rui Castro, J.M. Ferreira de Jesus, « HVDC Connection of Offshore Wind Parks: VSC vs LCC with STATCOM » Article, are with the Power Systems Group at IST – Instituto Superior Técnico (Technical University of Lisbon) Portugal June 14/17-2011.

[20] Fabrice D'EUSTACHIO, « Les Enjeux Des Systèmes HVDC Dans Les Réseaux De Transport D'électricité », Thèse de Master, Conservatoire National Des Arts Et Metiers Centre Régional associé de Grenoble 17 Décembre 2013.

[21] Pöyry SwedPower AB, « Lillgrund Wind Farm » Article,Pöyry The Connected Compny**,**Stockholm,Sweden.

[22] ANDERS ELIASSON, EMIR ISABEGOVIC, « Modeling and Simulation of Transient Fault Response at Lillgrund Wind Farm when Subjected to Faults in the Connecting 130 kV Grid », Thèse de Master, Chalmers University Of Technology, Suide 2009.

[23] Filipe Miguel Faria da Silva, « Offshor Wind Parks Electrical Connection », Thèse de Master, Universidade técnica de Lisboa, juillet 2008.

[24] Das, Kaushik, Antonios Cutululis, Nicolaos, « Offshor Wind Power plant Technology Catalogue components of wind power plants , AC collection systems HVDC systems »,Article, Department of Wind Energy Technical University of Denmark ,October, 2017.

[25] Pascal MONJEAN,Benoît ROBYNS,« Optimisation De L'architecteur Et Des Flux Énergétique De Centrale A Énergie Renouvelables Offshor Et Onshor Équipée De Liaison Et Continu », Data Speech Francis Group 26 sep 2012.

[26] Mohammed Sayedi , « Evaluation of the DFIG wind turbine built-in Model in PSSE »,Thèse de Master, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Sweden juin 2009.

[27] Ali Gashi, Gazmend Kabashi, Skender Kabashi, Skender Ahmetaj, Valon Veliu, « Simulation the Wind Grid Code Requirements for Wind Farms Connection in Kosovo Transmission Grid », Article, Faculty of Mathematical and Natural Sciences, University of Pristina, Pristina, Kosovo novembre 2012.

[28] Alireza Khaligh Omer C Onar , « Energy Harvesting Solar, Wind and Ocean Energy Conversion Systems » Edition Ouvrage, CRC Press by Taylor and Francis Group, LLC, 2010.

[29] Christian Ekstrand, Farsad Mansori, « Stabilty Related Issues For High Wind Power Penetration », Thèse Niveau Avancé, Department of Physics and Electrical Engineering Faculty of Technology, 11 juin 2020.

[30] Miguel Jorge da Rocha Barros Marques, « Steady State Analysis Of The Interconnection Of Offshor Energy Parks » Article, IST Portugal, Lisbon.

[31] John P Daniel, « National Offshor Wind Energy Grid Interconnection Study Excutive Summary » Report, U S Department of Energy (DOE),30 Juillet 2014.

[32] Power System Simulation For Engineers PSSE (version 33) Stability Analysis, Document information.

[33] Nakisa Farrokhseresht , « Impact of large Amounts of Wind Power on Primary Frequency Control : A Technical and Economic study » ,Thèse de Master Project, In Electric Power Systems, Second Level, Stockholm, Sweden 2015.

[34] ABRAM PERDANA,« Wind Turbine Models for Power System Stability Studies », Thèse Licence D'ingénieur, Chalmers University of Technology,Göteborg, Sweden 2006.

[35] PSS/E 34 Users Manual, PSSE.34-Guide Document, Siemens Industry Inc.Siemens Power Technologies International septembre 2016.

[36] Lazaros P. Lazaridis, « Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability », Thèse de Master, Royal Institute of Technology Department of Electrical Engineering, Stockholm 2005.

Annexe A - Paramètres du réseau test

Cette annexe présente les paramètres utilisés dans le réseau test, représentés sur la **figure II.1**.

A - 1. Paramètres du réseau onshore

A.1.1. Paramètres de la ligne

Tableau A.1 : Réactance et Susceptance des lignes.

Ligne		$X_{50\,Hz}$ [p.u]	$B_{50\,Hz}$ [p.u]
From Bus	**To Bus**		
153	154	0.0375	0.08333
153	154	0.045	0.125
153	3006	0.01	0.025
154	203	0.0333	0.08333
154	205	0.00278	0.075
154	3008	0.00178	0.25
203	205	0.01833	0.06667
203	205	0.0375	0.06667
3001	3003	0.00667	0
3002	3004	0.045	0.075
3003	3005	0.045	0.075
3003	3005	0.045	0.075
3005	3006	0.025	0.05833
3005	3007	0.02083	0.05
3005	3008	0.041167	0.1
3007	3008	0.02083	0.05

A.1.2. Paramètres de ligne 400 kV

Tableau A.2 : Paramètres calculés de la ligne 400 kV.

Ligne		d [km]	R_{km} [Ω/km]	X_{km} [Ω/km]	B_{km} [Ω/km]	$R_{p.u}$	$X_{p.u}$	$B_{p.u}$
From Bus	To Bus							
151	152	100	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00183	0.0201	0.5623
151	152	100	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00183	0.0201	0.5623
151	201	50	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00091	0.01005	0.28115
152	202	80	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00146	0.01608	0.44984
152	3004	70	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00128	0.01407	0.39361
201	202	50	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00091	0.01005	0.28115
201	204	40	0.0292154	0.3215977	3.514E-06	0.00073	0.00804	0.22492

A.1.3. Paramètres du transformateur

Tableau A.3 : Paramètres des transformateurs à deux enroulements.

Bus		$X_{50\,Hz}$ [p.u]
From Bus	To Bus	
101	151	0.01133
152	153	0.00417
201	211	0.01771
202	203	0.01354
204	205	0.0125
205	206	0.01111
3001	3002	0.0125
3001	3011	0.00833
3004	3005	0.01354
3008	3018	0.07083

A.1.4. Les Charges

Tableau A.4 : Les Puissances des charges.

Bus	La Puissance P [MW]	La Puissance Q [MVAr]
153	200	100
154	500	450
154	400	350
203	200	100
205	1000	700
3005	100	50
3007	200	75
3008	100	50

A.1.5. Les Compensateurs shunt

Tableau A.5 : Compensateurs shunt.

Bus	Bshunt [MVAr]
151	0
153	150
154	300
201	300
203	100
205	300

A.2. Paramètres des parcs éoliens offshores

A.2.1. Éoliennes

Tableau A.6: Paramètres de débit de puissance agrégés des éoliennes.

	24 MW Aggregates	**21 MW Aggregates**
Pgen [MW]	24	21
Pmax [MW]	24	21
Pmin [MW]	1.1	1
Qgen [MW]	11.62	10.16
Qmax [MVAr]	11.62	10.16
Qmin [MVAr]	0	0
Mbase [MVA]	26.72	23.38
Xsource [p.u]	0.8	0.8

A.2.2. Transformateurs élévateurs

Tableau A.7: Transformateur paramètre d'une seule éolienne.

Paramètre du Transformateur	**Valeurs**
Unit Rating [MVA]	1.75
Unit Rated Voltage [kV/kV]	0.69/33
Unit Impedance [%]	5.75
Unit X/R	7.5

A.2.3. Les Câbles de 33 kV

Tableau A.8: Les Paramètres du câble de 33 kV.

Paramètres du câble	**Valeurs**
Resistance [Ω/km]	0.042
Reactance [Ω /km]	0.11
Capacitance [µF/km]	0.28

Tableau A.9 : Paramètres du câble 33 kV AC utilisés dans le parc éolien modélisé.

Câble		**Longueur [km]**	$R_{p.u}$	$X_{p.u}$	$B_{p.u}$
From Bus	**To Bus**				
1	102	1	0.003857	0.010101	0.000957
2	102	0.8	0.003085	0.008081	0.000766
3	102	0.6	0.002314	0.006061	0.000574
4	102	0.4	0.001543	0.00404	0.000383
5	102	0.2	0.000771	0.00202	0.000191

Tableau A.10: Paramètres du STATCOM en Régime Permanant.

Paramètre	**Redresseur**
Device Number	1
Terminal Bus	0
Control Mode	Normal
P Setpoint [MW]	0.00
Q Setpoint [MVAr]	0.00
V send setpoint	1.02
Shunt Max [MVA]	64
RMPCT [%]	100
Bridge Max	0
V term max [p.u]	1.1
V term min [p.u]	0.9
V series max [p.u]	1
I Series Max [MVA]	64
Dummy Series X [p.u]	0.05
V Series Reference	Sending end Voltage

Annexe B : Les Paramètres en régime transitoire.

Tableau B.1 : Les paramètres du model « CSTCNT » du STATCOM

Paramètre	Valeurs
T1 [s]	0.1
T2 [s]	0.1
T3 [s]	0.1
T4 [s]	0.1
K	25.116
Droop [p.u]	0.03
Vmax	999
Vmin	-999
Icmax [p.u]	1.25
ILmax [p.u]	1.25
Vcutout [p.u]	0.2
Elimit [p.u]	1.2
Xt [p.u]	0.1
Acc	0.5
STBASE [MVAr]	64

Tableau B.2 : Générateur asynchrone à double alimentation (WT3G1)

Symbole	Description	Valeurs
$\mathbf{X_{eq}}$	Equivalent reactance for current injection [p.u]	0.8
$\mathbf{K_p ll}$	PLL first integrator gain	30
$\mathbf{K_{ip} ll}$	PLL second integrator gain	0
PLLMX	PLL maximum limit	0.1
Prated	Turbine MW rating	1.5

Tableau B.3 : Commande électrique du générateur à induction à double alimentation (WT3E1)

Symbole	Description	Valeurs
Tfv	Filter time constant in voltage regulator [sec]	0.15
K_{PV}	Proportional gain in voltage regulator [p.u]	18
K_{iv}	Integrator gain in voltage regulator [p.u]	5
X_c	Line drop compensation reactance [p.u]	0.05
Tfp	Filter time constant in torque regulator [sec]	0.05
K_{PP}	Proportional gain in torque regulator [p.u]	3
K_{ip}	Integrator gain in torque regulator [p.u]	0.6
PMX	Max limit in torque regulator [p.u]	1.12
PMN	Min limit in torque regulator [p.u]	0.10
QMX	Max limit in voltage regulator [p.u]	0.296
QMN	Min limit in voltage regulator [p.u]	-0.346
IP_{max}	Max reactive current limit [p.u]	1.10
T_{rv}	Voltage sensor time constant [sec]	0.05
RPMX	Max power order derivative [p.u]	0.45
RPMN	Min power order derivative [p.u]	-0.45
T_Power	Power filter time constant [sec]	5.0
K_{qi}	MVAR/Voltage gain	0.0
VMINCL	Min voltage limit	0.90
VMAXCL	Max voltage limit	1.20
K_{qv}	Voltgae/MVAR gain	40
XIQmin	Min limit of diff. between Vterm and $E_{q''}$cmd	-0.50
XIQmax	Max limit of diff. between Vtrem and $E_{q''}$cmd	0.40
T_v	Lag time constant in WindVar controller [sec]	0.05
T_p	Pelec filter in fast PF controller	0.05
Fn	A portion of online wind turbines	1.0
WPMIN	Shaft speed at Pmin [p.u]	0.69
W_{P20}	Shaft speed at 20% rated power [p.u]	0.78
W_{P40}	Shaft speed at 40% rated power [p.u]	0.98
W_{P60}	Shaft speed at 60% rated power [p.u]	1.12
Pwp	Minimum power for operation at W_p100 speed [p.u]	0.74
W_{P100}	Shaft speed at 100% rated power [p.u]	1.20

Tableau B.4 : Turbine (WT3T1)

Symbole	Description	Valeurs
VW	Initial wind, pu of rated wind speed	1.25
H	Total inertia constant, MW*sec/MVA	4.95
DAMP	Machine damping factor, pu P/pu speed	0.00
Kaero	Aerodynamic gain factor	0.0070
Theta2	Blade pitch at twice rated wind speed [deg]	21.98
Htfrac	Turbine inertia fraction [Hturb/H]	0.875
Frec1	First shaft torsional resonant frequency [Hz]	1.80
DSHAFT	Shaft damping factor [p.u]	1.50

Tableau B.5 : Pitch control (WT3P1)

Symbole	Description	Valeurs
$\mathbf{T_p}$	Blade response time constant [sec]	0.30
$\mathbf{K_{pp}}$	Proportional gain of PI regulator [p.u]	150
$\mathbf{K_{ip}}$	Integrator gain of PI regulator [p.u]	25
$\mathbf{K_{pc}}$	Proportional gain of the compensator [p.u]	3.0
$\mathbf{K_{ic}}$	Integrator gain of the compensator [p.u]	30
TetaMin	Lower pitch angle limit [deg]	0.0
TetaMax	Upper pitch angle limit [deg]	27.0
RTeta	Upper pitch angle rate limit [deg/sec]	10.0
PMX	Power reference [p.u on MBASE]	1.0